

Heute und morgen: SMIGHT ebnet den Weg für das Verteilnetz der Zukunft

SMIGHT GmbH
Zeppelinstraße 7d
76185 Karlsruhe
Telefon: +49 721 9579 380 (Zentrale)
E-Mail: info@smight.com
Internet: www.smight.com

Das Verteilnetz der Zukunft ist digital, transparent und intelligent. Doch die Weichen hierfür müssen Netzbetreiber heute bereits legen. Genau hier setzt SMIGHT an: Mit einer umfassenden Lösung, die speziell dafür entwickelt wurde, die komplexen Informationen aus dem Niederspannungsnetz zu erfassen, zu analysieren und bei Bedarf schnell zu handeln.

SMIGHT bietet damit eine innovative Antwort auf die drängenden Fragen der Energiebranche, indem es die Lücke zwischen Datenerfassung und aktiver Netzsteuerung schließt. Diese Lösung ermöglicht es Energieversorgern, die Herausforderungen von heute zu meistern und gleichzeitig die Weichen für ein zukunftssicheres und nachhaltiges Netzmanagement zu stellen.



Daten erfassen: SMIGHT Grid2 ist eine Plug-and-Play-Nachrüstlösung zur Messung von Niederspannungsabgängen in Ortsnetzstationen und Kabelverteilern. Es ermöglicht eine präzise Strommessung: in Echtzeit, abgangsscharf, vierphasig und einmal pro Minute. Ein integriertes Gateway misst die Schienenspannung und sorgt für eine sichere Datenübertragung per LTE an eine IoT-Plattform: die Grundlage für ein intelligentes Netzwerkmanagement.

Abbildung 1: Hardware-Komponenten für Abgangs-, Spannungs- und Trafomessung im Niederspannungsnetz.

Niederspannung verstehen: Die aufbereiteten Daten werden im SMIGHT IQ Cockpit visualisiert. Es ermöglicht den Nutzern, auf einen Blick kritische Zustände und Entwicklungen im Netz zu erkennen, zu verstehen und zu bewerten.

Ampelfarben signalisieren die Höhe der Auslastung der einzelnen Stationen. Damit können Netzbetreiber die tatsächliche Netzbelastung schnell und sicher einschätzen.

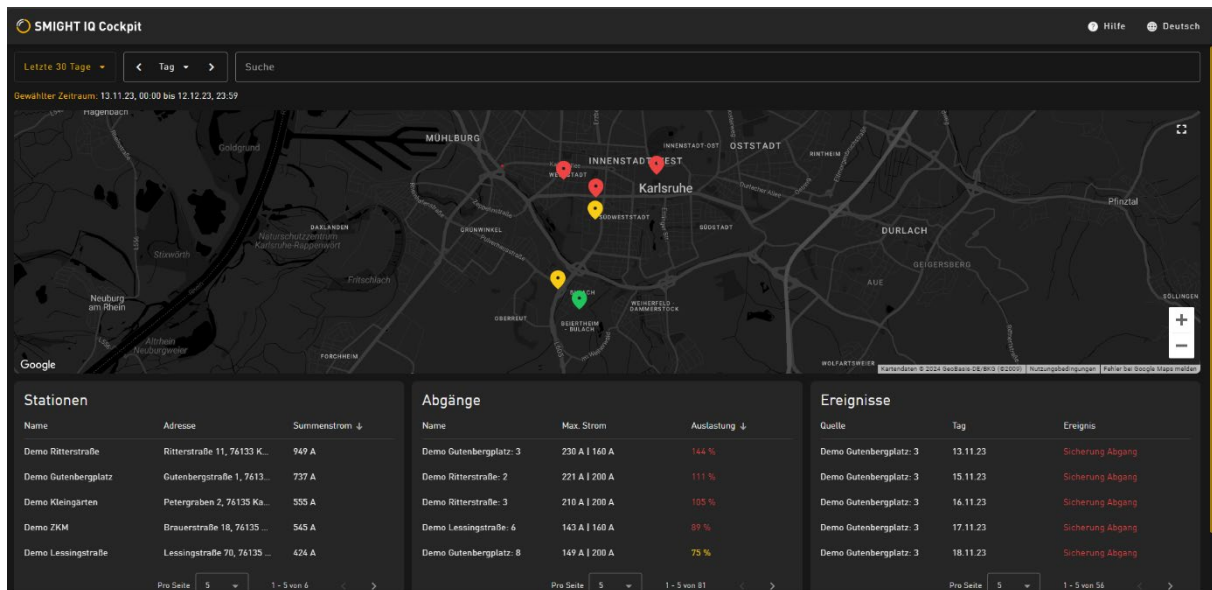


Abbildung 2: Visualisierung von Messdaten, Auslastungen und Engpässen im SMIGHT IQ Cockpit.

Netze steuern: Der SMIGHT IQ Copilot ist eine webbasierte Applikation, die das Leistungsspektrum von SMIGHT um die Abbildung der Anforderungen gemäß §14a EnWG und künftig auch §9 EEG erweitert. Insbesondere kleinen und mittleren Verteilnetzbetreibern bietet der SMIGHT IQ Copilot die Möglichkeit, Engpässe im Niederspannungsnetz zu identifizieren und zu bewältigen. Sowohl präventives als auch netzdienliches Dimmen sind damit möglich.

- **Präventives Steuern:** Der SMIGHT IQ Copilot übernimmt die komplette Steuerung der steuerbaren Verbrauchseinheiten inklusive der Rücknahme des Dimmbefehls. Der Vorgang wird anschließend gemäß den Vorgaben von BNetzA und VDE FNN dokumentiert. Die Lösung erfüllt damit heutige regulatorische und ISMS-Anforderungen und lässt sich an zukünftige schnell anpassen.
- **Netzdienliches Steuern:** Bei einer Auslastung von 80 % senden die SMIGHT-Messgeräte minütlich Daten, um schnellstmöglich auf Überlastungen zu reagieren. Wird der von Ihnen definierte Schwellwert erreicht, dimmt das System automatisch diskriminierungsfrei die zugeordneten, steuerbaren Verbrauchseinheiten.

IoT und Cloud betreiben: SMIGHT sorgt für eine sichere und hochverfügbare IoT-Infrastruktur, die Messdaten zuverlässig überträgt und in der Cloud verarbeitet. Automatisiertes Gerätemanagement, Updates und Monitoring gewährleisten stabilen, transparenten Betrieb bei minimalem Aufwand. Offene Schnittstellen und eine skalierbare Architektur ermöglichen eine nahtlose Integration sowie einfache Erweiterung der Systeme.



Abbildung 3: SMIGHT verbindet Geräte, Daten und Cloud zu einer stabilen und transparenten IoT-Infrastruktur.

Projektskizze

Wie die Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim ihr Niederspannungsnetz digitalisieren

Die Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim (SWLB) sieht, wie viele andere Stadtwerke, Veränderungen durch die Energie- und Wärmewende auf ihre Verteilnetz zukommen. So stand der Netzbetreiber vor der Herausforderung, diese Entwicklung mittels Daten in der Niederspannung sichtbar zu machen. Mit SMIGHT Grid2 fanden sie eine Lösung, die schnell implementiert war und ihnen als fundierte Planungs- und Entscheidungsgrundlage kontinuierlich Daten aus dem Netz liefert. Mehr noch: Aktuell sind die Stadtwerke dabei, ein datenbasiertes Lastmanagement gemäß 14a EnWG mit SMIGHT umzusetzen.

Wie viele Netzbetreiber stehen auch die Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim vor der Aufgabe, die Digitalisierung im Netz weiter voranzutreiben. Das Unternehmen verfügt über neun Umspannwerke, 350 Netzstationen und 200 Kundenstationen. Unklar ist jedoch, welche Auswirkungen der Anstieg von Elektromobilität, Wärmepumpen und EEG-Anlagen auf die Netze haben wird und wie künftig – trotz der großen Dynamik – eine akkurate Netzausbauplanung gelingen kann. Die Ludwigsburger machten sich auf die Suche nach einer pragmatischen Lösung für die Niederspannung und starteten Beginn des Jahres 2022 eine achtwöchige Pilotphase mit SMIGHT Grid2 an fünf ausgewählten Stationen.

Nach einer halbstündigen Einweisung der Software und Hardware, konnten Jürgen Blank und sein Team – insgesamt sechs Monteure und ein Meister – loslegen. Zuerst wurden die fünf Stationen und Nutzer im Verwaltungstool angelegt, das dauerte etwa 30 Minuten. Danach installierten die Monteure vor Ort Gateway, Wandler und Sensoren. Über die App wird der Sensor mit dem Backend und den

dort angelegten Stationen verbunden, indem der QR-Code auf Sensor abgescannt und eingelesen wird. Damit sind die Daten verbunden und nach 15 Minuten im SMIGHT IQ visualisiert und verfügbar.



Abbildung 4: Jürgen Blank und sein Team haben in Rekordzeit ausgewählte Stationen mit SMIGHT Grid2 ausgestattet.

Die Daten sprechen lassen: „Ein schneller Einbau ist schön und gut, aber was zählt sind die Daten“, fasst Jürgen Blank, Gruppenleiter Umspannwerke und Stationstechnik, zusammen. Und die kommen bereits 15 Minuten nach dem Einbau im SMIGHT IQ an.

Nicht nur Jürgen Blank und sein Team nutzen die Daten, um das Netz im Blick zu behalten, sondern auch die Kollegen und Kolleginnen in der Netzplanung: vor allem in Bezug auf den rückwärts gerichteten Strom über die installierten PV-Anlagen oder zeitlich begrenzte Auslastungen durch die Wallboxen und Ladesäulen.

Dass Theorie und Praxis nicht immer übereinstimmen, zeigt sich beispielhaft an einer Station, die als unkritisch eingestuft wurde. Lediglich drei Kunden hängen an diesem Abgang, und doch gab es – unregelmäßig und punktuell – Stromspitzen, die deutlich über 200 Ampere gingen und damit über der Belastungsgrenze des Versorgungskabels lag. Ist solch ein Grenzwert erreicht oder überschritten, erhält das Team eine Nachricht auf seine Mobilgeräte und kann gezielt auf Ursachenforschung gehen. Ladesäulen, eine Abwasserpumpstation und eine Gartenanlage standen im Verdacht, die hohen Anlaufspitzen verursacht zu haben.

Doch nicht immer ließen sich die Ereignisse zuordnen, weshalb, weshalb Jürgen Blank und sein Team weiter auf Spurensuche sind. Fest steht: Ohne permanente Messungen wäre dieses Phänomen wohl unentdeckt geblieben.



Abbildung 5:
Ungewöhnlich hohe Lastspitzen an einem Abgang geben den Stadtwerken Ludwigsburg-Kornwestheim Rätsel auf. Eine Erscheinung, die sie ohne permanente Messwerte gar nicht entdeckt hätten.

Da liegt die Frage nahe: In welchen und vor allem wie vielen Stationen schlummern weitere solche Phänomene? Jürgen Blank: „Mit SMIGHT Grid2 haben wir genau die Daten, die wir benötigen und können damit arbeiten. Aktuell ist unser Netz im grünen Bereich. Damit das auch so bleibt, haben wir die nötige Transparenz geschaffen und verstehen unser Netz damit besser.“

Die Stadtwerke-Kornwestheim haben sich zu einem weiteren Ausbau der SMIGHT Grid2 Lösung entschieden. 195 von insgesamt 350 der Ortsnetzstationen sind bereits mit SMIGHT Grid2 ausgestattet – weitere 100 Stationen sollen bereits in Kürze ausgerüstet werden.

Ausblick Lastmanager: Doch nicht nur im Hinblick auf die Messtechnik (ERFASSEN) und Visualisierung (VERSTEHEN) setzt das Unternehmen auf SMIGHT. Aktuell läuft ein weiteres Pilotprojekt in Ludwigsburg-Kornwestheim, in dem erstmals ein datenbasierter Lastmanager gemäß 14a EnWG in der Praxis erprobt werden soll. Mit dem SMIGHT IQ Copilot werden kritische Abgänge minütlich überwacht und bei erkannter Überlast automatisch "gedimmt", d.h. alle steuerbaren Verbraucher dieses Abgangs werden diskriminierungsfrei und nur soweit erforderlich geregelt. Alternativ kann der Verteilnetzbetreiber Zeitpunkt, Länge und Dauer der Dimmphasen manuell einstellen (präventives Dimmen).

Im Pilotprojekt soll auch erstmals die Kommunikation über die BDEW Web-API an den Messstellenbetreiber (MSB) erfolgen, um die Steuerbefehle zu übermitteln. Die MSB-Software wiederum leitet die Dimmbefehle an die Smart Meter Gateways und Steuerboxen weiter, die wiederum die angeschlossenen Verbraucher wie bspw. Wallboxen dimmen.

HORIZONTE-Group und SMIGHT GmbH veröffentlichen Studie Der wirtschaftlichste Weg zur Umsetzung von § 14a EnWG

Erstmals analysiert eine gemeinsame Studie von SMIGHT und der HORIZONTE-Group die wirtschaftlichste Strategie zur Umsetzung des § 14a EnWG. Auf Basis der VDE FNN-Empfehlung wurden verschiedene Strategien zur Netzzustandsermittlung verglichen: von der reinen Berechnung über intelligente Messsysteme (iMSys) bis zur direkten Messung in Ortsnetzstationen. Das Ergebnis: Die Unterschiede in den Gesamtkosten sind erheblich und der Einsatz von Stationsmesstechnik ist in fast allen Szenarien wirtschaftlich am sinnvollsten. Ein rein iMSys-basierter Ansatz hingegen kann zu einer Vervierfachung der Kosten führen.

Verteilnetzbetreiber stehen vor der Herausforderung, die Vorgaben des § 14a EnWG umzusetzen, und das möglichst wirtschaftlich. Der rechtliche Rahmen ist zwar gesetzt, doch fehlte bislang eine objektive, gesamtheitliche Kostenbetrachtung der verschiedenen Umsetzungswege. Viele Netzbetreiber fragen sich daher, welche Strategie ökonomisch sinnvoll ist und am besten zu ihrem Netz passt.

Bewertungsprämissen der Studie: Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde ein Verteilnetzbetreiber über einen Zeitraum von acht Jahren modelliert: mit 1.000 Ortsnetzstationen, jeweils sieben Abgängen pro Station und insgesamt 210.000 Messstellen.

Für die Engpassermittlung werden sowohl Stützdaten aus Betriebsmitteln als auch minütliche iMSys-Daten benötigt. Dabei gilt gemäß der VDE FNN-Empfehlung: Je mehr Messdaten direkt aus Ortsnetzstationen vorliegen, desto weniger kostenintensive TAF-10-Daten aus intelligenten Messsystemen müssen zusätzlich bereitgestellt werden.

Das wirtschaftliche Optimum ergibt sich somit aus dem Zusammenspiel von Investitions- und Betriebskosten der Stationsmesstechnik einerseits und den laufenden Kosten für die Bereitstellung und Verarbeitung der TAF-10-Daten andererseits.

Ergebnisse der Analyse: Die Analyse zeigt deutliche Kostenunterschiede zwischen den untersuchten Szenarien (Abb. 1). Am Beispiel eines Strahlennetzes wird dies besonders deutlich: Werden für die Engpassermittlung Abgangsmessungen mit TAF-10 Daten von 15 Prozent der Messstellen kombiniert, belaufen sich die Gesamtkosten über 8 Jahre auf rund 13 Millionen Euro. Ein vollständig auf iMSys-basierter Ansatz hingegen erhöht die Kosten auf etwa 49 Millionen Euro (Abb. 2).

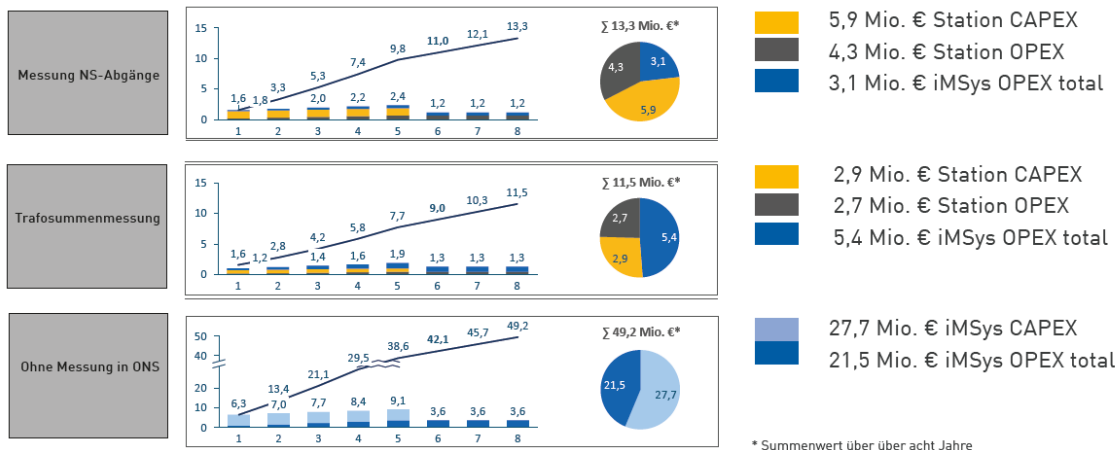


Abbildung 6: Beispiel Strahlennetz. Eine reine Trafomessung ist hier der kostengünstigste Weg, ermöglicht jedoch keine zusätzlichen betrieblichen oder planerischen Anwendungsfälle.

Untersucht wurden alle drei vom FNN definierten Netztypen: Strahlennetze, vermaschte und eng vermaschte Strukturen. Das Ergebnis zeigt ein weitgehend einheitliches Bild. Lediglich in eng vermaschten Netzen entscheidet die tatsächliche Pflichtrolloutquote der iMSys über die Wirtschaftlichkeit. Sinkt die Quote unter 30 Prozent, ist die Stationsmessung auch hier klar vorzuziehen.

	Strahlennetze	Maschennetze (1 Trafo)	Maschennetze (2+ Trafos)
Messung NS-Abgänge	Σ 13 Mio. €* CAPEX TOTAL: 5,9 OPEX p.a.: 1,2	Σ 12 Mio. €* CAPEX TOTAL: 5,9 OPEX p.a.: 0,9	Σ 10 Mio. €* CAPEX TOTAL: 5,9 OPEX p.a.: 0,7
Trafosummenmessung	Σ 12 Mio. €* CAPEX TOTAL: 2,9 OPEX p.a.: 1,3	Σ 8 Mio. €* CAPEX TOTAL: 2,9 OPEX p.a.: 0,8	Σ 6 Mio. €* CAPEX TOTAL: 2,9 OPEX p.a.: 0,4
Ohne Messung in ONS	Σ 49 Mio. €* CAPEX TOTAL: 27,7 OPEX p.a.: 3,6	Σ 16 Mio. €* CAPEX TOTAL: 6,9 OPEX p.a.: 1,5	Σ 5 Mio. €* CAPEX TOTAL: 0,0 OPEX p.a.: 0,7

Abbildung 7: Die Ergebnisse der Studie: Je nach Netzart und Messart ergeben sich unterschiedliche Kostengrößen (* Gesamtkosten bezogen auf 8 Jahre)

Fazit: Die Studie zeigt deutlich: Der Einsatz von Messtechnik in Ortsnetzstationen ist in den meisten Szenarien die wirtschaftlich sinnvollste Variante. Ein rein iMSys-basierter Ansatz verursacht trotz des verpflichtenden Rollouts teilweise bis zu vierfach höhere Kosten.

„Da Messtechnik für §14a ohnehin erforderlich ist, ist es nur konsequent, der Option 2 der VDE FNN-Empfehlung zu folgen und Engpässe zunächst über Messungen zu identifizieren“, empfiehlt Oliver Deuschle, Geschäftsführer der SMIGHT GmbH.

Zudem lässt sich mit Stationsmesstechnik die Netzzustandsermittlung schneller realisieren als mit einem stark auf iMSys-basierten Ansatz, da weniger Betriebsmittel betroffen sind und diese im direkten Zugriff des Netzbetreibers liegen.

„Stationsmesstechnik ermöglicht nicht nur eine wirtschaftliche Umsetzung des § 14a EnWG, sondern schafft gleichzeitig belastbare Daten für Netzbetrieb, Planung und zukünftige Anwendungen“, ergänzt Tobias Linnenberg, Manager bei der HORIZONTE-Group. „Für ein kostenoptimiertes Lastmanagement nach § 14a EnWG ist Stationsmesstechnik daher unverzichtbar – ein Ergebnis, das mich in der Deutlichkeit zugegebenermaßen etwas überrascht hat.“

Weiterführende Informationen: Ein Webinar zur Studie finden Sie auf der SMIGHT-Website: <https://smight.com/mediathek/>

SMIGHT bietet Verteilnetzbetreibern außerdem eine individuelle Wirtschaftlichkeitsanalyse auf Basis eigener Netzdaten an. Infos über: <https://smight.com/studie/>