

## **Energetische Analyse der elektrischen Netze im Industriegebiet Donautal, Ulm**

Projektarbeit Masterstudiengang SENCE

Valentin Zeise

Die optimale Verteilung von Energie wird wie in Vergangenheit auch in Zukunft eine der größten Herausforderungen bleiben. Demnach muss eine optimale Datengrundlage als Basis für eine Simulation zur Bewertung zukünftiger Entwicklung etabliert werden. Die Stadtwerke Ulm stellt in Kooperation mit der Hochschule Ulm Verbraucherdaten und Erzeugerdaten zur Verfügung. Verteilnetzbetreiber werden kurzfristig und langfristig Umgestaltungen vornehmen müssen. Etwa 80% der Engpässe im Netz sind der Missachtung der Spannungstoleranzen bedingt [AESfdE]. Derzeitige Ortsnetztransformatoren (ONT) halten ein festes Spannungsverhältnis zwischen zwei Spannungsebenen. Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) haben kein festes Spannungsverhältnis und können sich sehr schnell dem Netz anpassen. Günstiger zu realisieren ist eine stärkere Synchronisation von Erzeugern und Verbrauchern von Blindleistung. Damit muss von außerhalb weniger Blindleistung zu Verfügung gestellt werden und das lokale Netz wird weniger beansprucht. Erforderlich ist zusätzlich ein geregelteres Einspeiseverhalten der Erzeuger. Derzeit können Wind- und Solarenergie nur vom Netz genommen werden, wenn die Netzsicherheit nicht mehr garantiert werden kann. Für ein ausgeglichenes Netz ist allerdings entweder eine ferngesteuerte Regelung oder eine selbstständige dynamisch Netzanpassung der Erzeuger notwendig. Langfristige Maßnahmen.

Zur langfristigen Planung von Netzstrukturen sind umfassenden Modellierungen der Netze und eine detaillierte Datenerzeugung unvermeidbar. Eine ausführliche Netzsimulation, die auch als Grundlage für eine Kostenkalkulation zukünftiger Investitionen dient, mit der Knoten und Stränge, Verbraucher und Erzeuger als auch Korrelationen mit verschiedenen Nachbarnetzen und verschiedenen Netzebenen aufgezeigt werden können, würden Entscheidungen in wirtschaftlicher, technischer oder politischer Weise enorm vereinfachen.

Mit einem intelligenten Kapazitätsmanagement die Aufnahmekapazität von Wind- und Solarenergie um ein Vielfaches erhöht werden. Ein umfassendes Energiedatenmanagement und ein Aufbau eines Energieinformationssystem auf allen Netzebenen wird einen immer größeren Stellenwert erhalten und eine nicht zu unterschätzender Kostenfaktor. Wünschenswert ist dabei eine einheitliche Systemarchitektur, die standardisierte Datenformate aufnimmt, verarbeitet und danach Entscheidung trifft oder treffen lässt. Das Wachstum des Netzes ist geprägt von einer

steten Erweiterung und Modernisierung. Die Verteilung von Kundennummer, Zählernummer, Anlagennummern oder Profilnummer hat über die Jahrzehnte an Ordnung und Übersicht verloren. Eine Simulation oder Modulierung eines Netzabbilds kann nur dann zum gewünschten Ergebnis führen, wenn die Daten einerseits vollständig und auch vertrauenswürdig sind.

Über Preissignale und Subventionen durch den Gesetzgeber lassen sich innovative Ideen und deren Umsetzungszeit gezielter fördern. Es bedarf die ARegV einer zeitnahen Umstellung um langfristig angelegte Netzentwicklungen zu fördern.

In der Preiskalkulation der Netzentgelte sollte zukünftige die kürzer werdende Transportwege durch dezentrale Einspeisung berücksichtigt werden. Zur Spitzenlastvermeidung kann das Netzentgelt leistungsbezogener berechnet werden. Somit kann der Verbraucher durch eine besser ausgeglichene Energieabnahme Kosten vermeiden und gleichzeitig das Netz schonen bzw. Netzkapazitäten erhöhen.

Die Vorgaben durch den Gesetzgeber dürfen den Wettbewerb im und um den Energiemarkt nur in gesamtverträgliche transparenten Rahmenbedingungen beeinflussen. Komplexe Strukturen gilt es zu vermeiden, damit eine individuelle Berücksichtigung von beispielweise dezentraler Einspeisung oder Eigenverbrauch ohne deutlichen Mehraufwand in eine Gesamtbewertung einfließen können. Längerfristig ist die Integration von anderen Energieverteilssystemen (Gas, Wärme) in ein gesamtheitliches Konzept anzustreben um unter anderem Kraftwärmekopplung besser einzubinden.

Bedeutend ist bei einer etwaigen Einspeisung von zum Beispiel Photovoltaikstrom die stärkere Auflösung von Einstrahlraten zur genaueren Bestimmung des Photovoltaikpotential. In einer vorhergehenden Arbeit wurde damit begonnen das Mittelspannungsnetz des Industriegebiets Donautal, Ulm zu untersuchen. Dabei wurde der wichtigste Verteilerstrang und seine anliegenden Verbraucher und Erzeuger in die Bewertung aufgenommen. Um das Integrationspotential von EE hier im speziellen PV in das Verteilernetz zu beurteilen, wurde, ebenfalls in einer vorhergehenden Arbeit, die Flächenkapazität der vorhandenen Dächer und Freiflächen aufgeschlüsselt. Daraus wurden drei Szenarien entwickelt, in denen das Integrationspotential herausgearbeitet wurde. In Szenario 1 wird ein Zubau der vorhandenen versiegelten Flächen mit PV simuliert. Szenario 2 untersucht das PV Potential der vorhandenen Dachflächen und Szenario 3 berechnet sich aus den gesamten vorhandenen Freiflächen.

Die verwendeten Daten können allerdings noch deutlich präzisiert werden. So lagen bei [Tabelle 1 Übersicht der Kennzahlen für die Lastverläufe sowie die Szenarien 1 bis 3 \[MA-DS\]](#)

Kennzahlen	Kompl. Last SLP SG 0	Kompl. Last Daten SWU	Szenario 1, Last, SLP SG0	Szenario 1, Last, SWU-Daten	Szenario 2, Last, SLP SG0	Szenario 2, Last, SWU-Daten	Szenario 3, Last, SLP SG0	Szenario 3, Last, SWU-Daten
E [MWh/a]	210105	210105	181517	181517	133658	133658	105070	105070
P <sub>max</sub> [MW]	49,97	39,73	49,7	38,19	49,34	37,74	49,07	37,4
P <sub>mittl</sub> [MW]	23,92	23,92	20,66	20,66	15,22	15,22	11,96	11,96
P <sub>min</sub> [MW]	8,75	11,13	-5,54	-2,9	-42,13	-36,97	-62,93	-58,9
P <sub>PV,nenn</sub> [MW <sub>r</sub> ]	-	-	30,1	30,1	82,7	82,7	112,8	112,8
E <sub>PV</sub> [MWh/a]	-	-	28587	28587	76447	76447	105034	105034
E <sub>PV,rück</sub> [MWh/a]	-	-	128,03	11,04	9575,01	12366,75	24406,23	30188,92
P <sub>PV,max</sub> [MW]	-	-	22,32	22,32	59,53	59,53	81,67	81,67
P <sub>PV,mittl</sub> [MW]	-	-	3,25	3,25	8,7	8,7	11,96	11,96
Theoretische PV-Deckung	-	-	13,61%	13,61%	36,39%	36,39%	49,99%	49,99%
Tatsächliche PV-Deckung	-	-	13,55%	13,60%	31,83%	30,50%	38,38%	35,62%
Stunden über 30MW [h]	2987	1738	1898	566	1100	396	1141	608

Bearbeitung der Kennwerte beispielsweise keine Wetterdaten in fünfzehnminütiger Auflösung von 2012 für das Industriegebiet Donautal, Ulm vor, daher wurden die stündlichen Wetterdaten (2009) für den Großraum Stuttgart verwendet. Daran angepasst sind die Lastdaten ebenfalls stündlich implementiert. Zur erneuten Bewertung der Szenarien, der Lastverläufe als auch des Einspeisepotential werde nun erneut im Fünfzehnminutentakt aufgenommen Daten akquiriert und ausgewertet. Daraufhin soll das Flächenpotential auf das Optimum aus gelegt werden und anschließend erneut diskutier werden.

Die Eingaben zur Bearbeitung der Projektarbeit lassen sich in Lastdaten und Erzeugerdaten unterteilen. Die Lastdaten können weiter in registrierte Lastmessungen und Standlastprofile unterteilen. Bei Unternehmen mit einem Verbrauch von mehr als 100 MWh im Jahr ist eine Datenaufzeichnung im fünfzehnminütigen Abstand vorgesehen – registrierte Lastdaten. Standartlastprofile haben hingegen eine repräsentative Form und spiegeln nicht den realen Verlauf wieder. Sie beziehen sich auf einen Durchschnittsverbrauch ähnlicher Verbraucher.

Zur Simulation der Photovoltaikflächen wurden Wetterdaten von Heliosat-3 mit 15 minütiger Auflösung verwendet. Die bereits in der Vorarbeit verwendete Software PVSyst kann normalerweise Wetterdaten im ASCII-Format als Datenbasis verwenden. Die Software ist aber generell auf eine maximale Auflösung von Stunden ausgelegt. Der Wetterdatensatz wurde daraufhin in die ersten, zweiten, dritten und vierten 15 min zerlegt. Daraufhin folgte die Simulation mit der in den Vorarbeit verwendeten Daten für zur Verfügung stehenden versiegelten Flächen und sowie Dachflächen. Um den Vergleich mit vorherigen Ergebnissen herzustellen wurde ebenfalls eine südliche Ausrichtung sowie 11° Modulneigung gewählt.

Anschließend wurde die Daten wieder zusammengefasst und können nun zur Bewertung mit eine 15 minütige Auflösung herangezogen werden. In folgendem

Diagramm sind die simulierten Einstrahlwerte von 1.1.2012 bis 31.12.2012 (gilt für alle weiteren Diagramm)

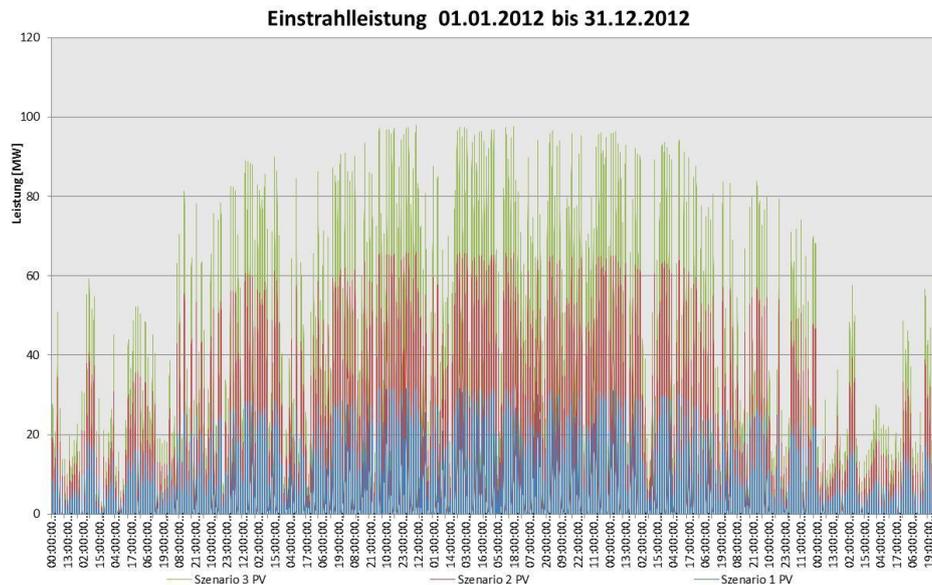


Abbildung 1 Photovoltaikpotential Szenario 1, 2, 3

Die ausgewerteten SWU-Daten ergaben mit passenden Standartlastprofilen und den vorliegende registrierten Lastmessungen folgendes Diagramm (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die weitere Anpassung der Daten (RLM & SLP in Abbildung 1) verkleinert die Leistungsschwankung erheblich. Außerdem entwickelt sich über den Sommer ein erhöhter Leistungsbedarf. Dieser Mehrverbrauch kann zum Beispiel bei vermehrt hinzugeschalteter Kühlung auftreten.

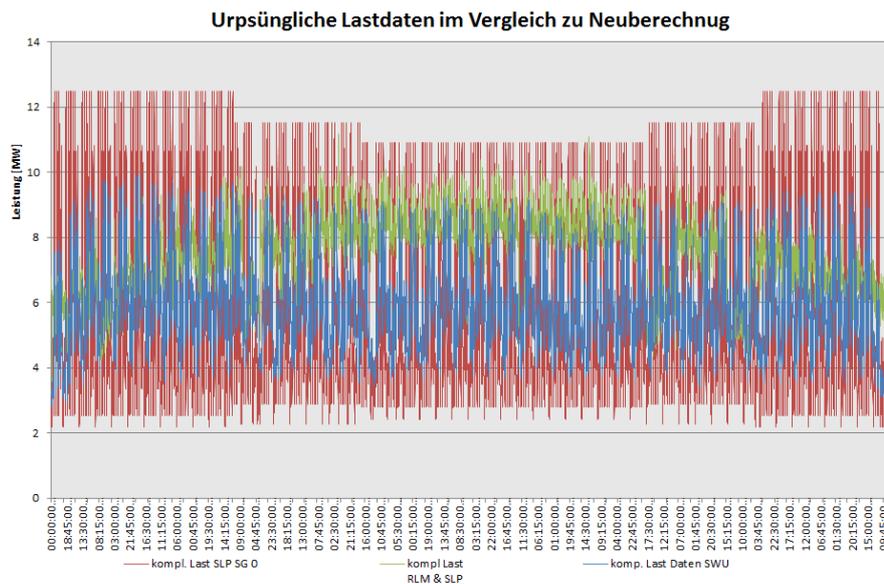


Abbildung 2 Leistungsvergleich von ursprünglicher Berechnung und Neuberechnung

## Kurzfassung

Die Integration von Photovoltaik nach Szenario 1 bis 3 wird in folgenden Abbildung 1,2 und 3 wiedergegeben. Das enorme PV Potential legt eine genauere Untersuchung der Einstrahlleistung nahe.

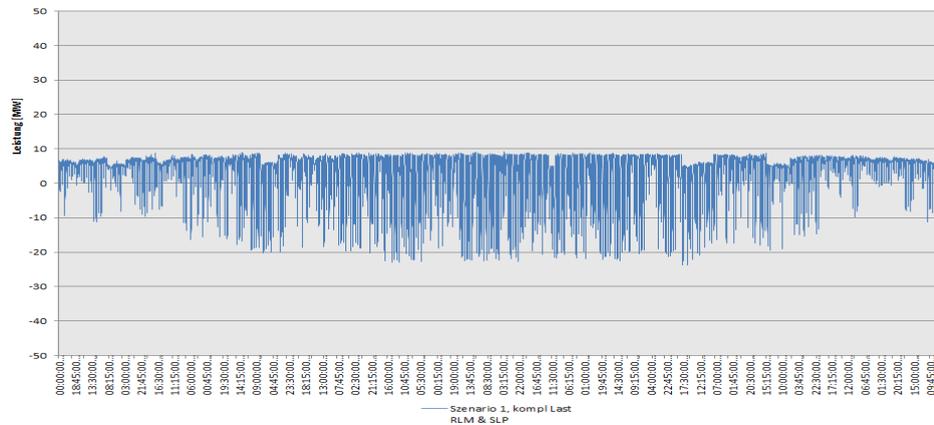


Abbildung 3 Szenario 1 - Versiegelte Flächen

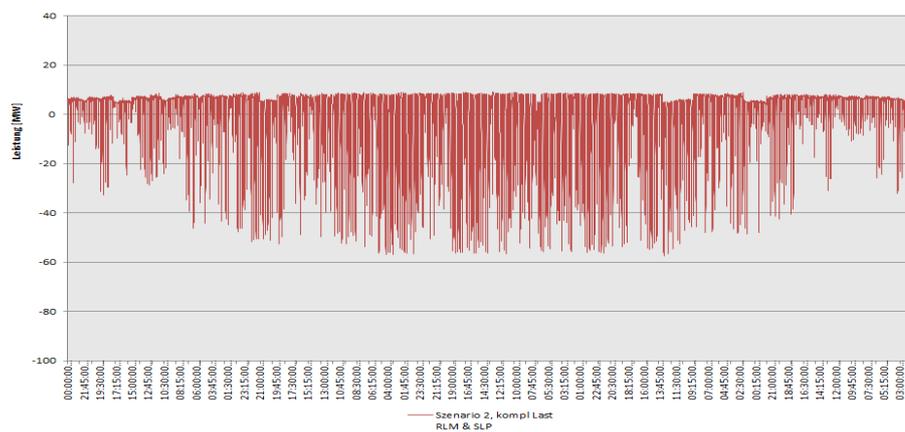


Abbildung 4 Szenario 2 - geneigte Dachflächen

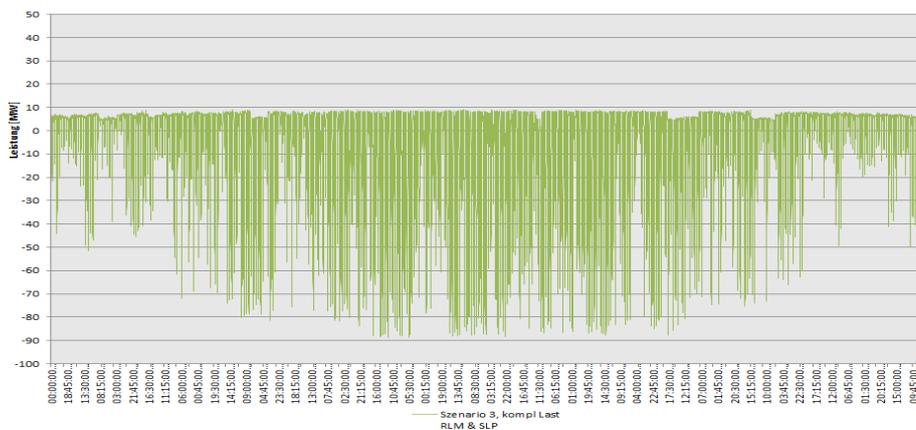


Abbildung 5 Szenario 3 - Gesamtfläche für PV