

Kosteneffizienter Verteilnetzausbau dank zeitreihenbasierter Netzsimulationen

Dr. Andreas Ulbig, Dr. Stephan Koch, Christos Antonakopoulos

Adaptricity AG
c/o ETH Zürich, Power Systems Laboratory (PSL)
Physikstrasse 3, 8092 Zürich, Schweiz
Tel.: +41 44 500 9245

contact@adaptricity.com
www.adaptricity.com

1. Einleitung

Anhand eines beispielhaften, realen Verteilnetzes werden die Vorteile von zeitreihenbasierten Netzsimulationen für Netzanschlussgesuche von grösseren PV-Anlagen dargestellt. Die Netzplanungsbewertung findet mittels der europäischen Spannungsnorm EN50160 [1] im Vergleich zum weitläufig etablierten technischen Regelwerk nach DACHCZ [2] statt. Das Kernergebnis der hier vorgestellten Studie ist, dass mittels zeitreihenbasierter Netzplanung nach EN50160 der Anschluss von Wind- oder PV-Anlagen mit deutlich grösserer Anschlusskapazität erlaubt ist, als es mit einzelschrittbasierter Netzplanung nach dem konservativeren DACHCZ-Regelwerk möglich wäre. Ein kostspieliger Netzausbau in Gebieten mit starken Wind- oder PV-Zubau kann mit zeitreihenbasierter Netzplanung somit vermieden werden. Alle Berechnungen und Analysen werden hierbei mittels der Simulationsplattform *DPG.sim* (*Distributed Prosumer and Grid Simulation*) durchgeführt, welche von *Adaptricity*, einem Spin-Off der ETH Zürich, entwickelt und kommerzialisiert wird [3]. Die Simulationsumgebung *DPG.sim* kann sowohl für die Durchführung von Studien über ein bestimmtes Verteilnetz als auch zur Entwicklung und Validierung von Betriebsstrategien für zukünftige *SmartGrids* verwendet werden.

2. Vergleich zeitreihen- und einzelschrittbasierter Netzsimulation

Zeitreihen-basierte Verteilnetzsimulation und -planung bietet im Vergleich zur klassischen einzelschrittbasierten Simulation, die nur vorausgewählte Einzelsituationen („Snapshots“) betrachtet, klare Vorteile.

Eine zeitreihen-basierte Netzsimulation ermöglicht die statistische Analyse von Simulationsläufen, u.a. mittels der Erstellung von Histogrammen, die es erlauben eine quantitative Analyse der Häufigkeit von Überlastungen von Netzelementen wie Leitungen und Transformatoren und ungewollten Netzzuständen wie Überspannung oder Unterspannung durchzuführen. Diese Analyse kann über einzelne Tagesabläufe bis hin zu saisonalen Abläufen, idealerweise in Form von repräsentativen Jahressimulationen, durchgeführt werden. Dadurch wird ein vollständiger Überblick über die Netzbelastungen zu jedem Zeitpunkt erreicht. Dies erlaubt die quantitative Abwägung zwischen der bewussten Inkaufnahme von technisch noch tolerierbaren und im Jahresverlauf selten auftretenden Netzüberlastungen gegenüber sonst notwendigen teuren Netzausbau-Massnahmen. Im Gegensatz hierzu liefern klassische Snapshot-Berechnungen nur die Netzbelastungen während Zeitpunkten, die von der Netzplanung als betriebliche Extremfälle betrachtet werden. Meist sind dies ein Starklast-Szenario („hohe Last, wenig dezentrale Einspeisung“) und ein Schwachlast-Szenario („wenig Last, hohe dezentrale Einspeisung“). Solche Extremsituationen bilden die maximale Spitzenbelastung für das Gesamtnetz ab und erlauben damit die Analyse, *ob* kritische Netzbelastungen auftreten und *wie gross* diese Belastungen sein können. Sie geben aber keinen Hinweis darauf, *wie häufig* und *wie lange* solche Netzbelastungen tatsächlich auftraten (bei der Nutzung historischer Betriebsdaten) oder typischerweise auftreten können (bei der Nutzung von beispielhaften Betriebsdaten). Darüber hinaus werden auftretende Extrembelastungen einzelner Netzabschnitte zu anderen Zeitschritten als der maximalen Spitzenbelastung des Gesamtnetzes, und damit anderen Kombinationen aus lokalem Stromverbrauch und dezentraler Stromproduktion, möglicherweise gar nicht aufgedeckt.

Mittels der durch zeitreihen-basierte Netzsimulationen gewonnenen Histogramme der Spannungsverläufe kann ausserdem die Einhaltung der für den Netzbetrieb relevanten Europäischen Norm EN 50160 (*Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*) [1] genauer überprüft werden, die vorschreibt dass das auftretende Spannungsband innerhalb der Schranken von $+10\%$ / -15% U_n [Normspannung] zu liegen hat. Dies betrifft insbesondere die Anforderung, dass *95% der 10-Minuten-Mittelwerte des gemessenen Effektivwertes jedes Wochenintervalls*

innerhalb der Grenzen von $\pm 10\%$ U_n [der Normspannung] liegen sollen. Spannungsbandverletzungen in Verteilnetzen treten heutzutage typischerweise als Resultat grosser dezentraler Stromproduktion auf, z.B. durch PV-Anlagen an sonnigen Frühlings- und Sommertagen, die Überspannungssituationen auslösen aber auch durch sehr grossen Stromverbrauch, z.B. durch Elektroheizungen und Wärmepumpen an kalten Wintertagen, die Unterspannungssituationen auslösen. Der Einsatz der Norm EN50160 ist daher gerade bei zunehmender Wärmepumpendurchdringung interessant, da hierbei Unterspannungssituationen bis 85% U_n [Normspannung] an bis zu 5% der Zeit im Wochenverlauf noch statthaft sind und somit eine andernfalls notwendige Netzverstärkung vermieden werden kann. Im Vergleich zu den branchenüblichen aber konservativeren DACHCZ-Anschlussregeln für EE-Anlagen [2] erlaubt EN50160 den norm-konformen Netzanschluss von mehr bzw. grösseren PV- und Wind-Anlagen. Dies vermeidet oder zumindest verringert den sonst notwendig werdenden Netzausbaubedarf. Die DACHCZ-Anschlussregeln sind im Vergleich hierzu als praxistaugliche Vereinfachung vor allem dann nützlich, wenn das Lastaufkommen im betrachteten Verteilnetz nicht bekannt ist (keine Messdaten aufgrund fehlender Verteilnetzüberwachung).

3. Simulationsplattform DPG.sim

Die Simulationsplattform *DPG.sim* basiert auf funktionalen Modellen einzelner Erzeugungs-, Last- und Speichereinheiten auf einer (Verteil-) Netztopologie. Diese Einheiten zeigen ein dynamisches Verhalten, welches ihre Interaktion mit dem Netz, also die Abgabe oder Aufnahme von Wirk- und Blindleistung, bestimmt. Die Einheiten sind in einer objektorientierten mathematischen Repräsentation von Stromkunden gekapselt. Stromkunden können neben Lasten auch Erzeugungs- und Speicheranlagen besitzen und werden daher als *Prosumer* (engl. *Producer* und *Consumer*) bezeichnet (**Abb. 1**).

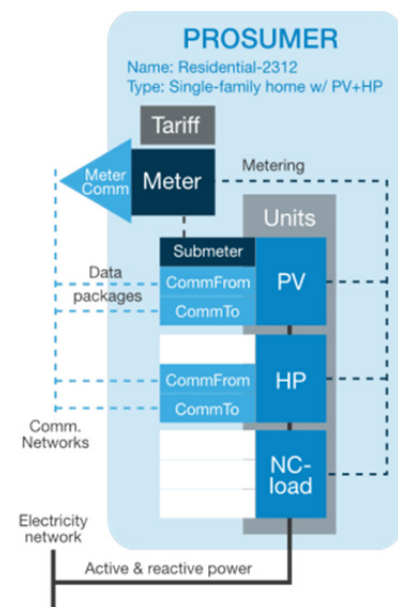


Abbildung 1 – Darstellung eines Prosumers in DPG.sim.

In der Simulationsumgebung werden alle am Netz angeschlossenen *Einheiten* (Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Lasten) einem *Prosumer*-Objekt zugeordnet. In dieser Betrachtungsweise ist sowohl ein konventionelles Kraftwerk als auch ein konventioneller Haushalt ohne dezentrale Erzeugungsanlagen oder dezentraler Speicher ein *Prosumer*.

Die in den *Prosumern* gekapselten Einheiten haben eine zeitlich veränderliche Wirk- und Blindleistungsaufnahme oder -abgabe, die in der Simulation abgebildet wird. Statische Einheiten besitzen auf der betrachteten Zeitschrittweite (bei Jahressimulationen z.B. 15 Minuten) keine Dynamik, d.h. keinen zeitvarianten inneren Zustand (z.B. fluktuierende Erzeugung, nicht-steuerbare Last). Dynamische Einheiten besitzen dagegen einen inneren Zustand, beschrieben durch eine Zustandsgleichung (z.B. thermische Speicher oder Batterien mit Ladezustand). Die Modellierung dieser Einheiten basiert auf dem *PowerNodes*-Modellierungsansatz [4]. Durch ein effizientes Zeitsimulationskonzept können durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher induzierte Betriebsbedingungen in Tages-, Monats- und Jahressimulationen abgebildet werden. Die Simulationsplattform *DPG.sim* kann sowohl für die Durchführung von Verteilnetz-Studien als auch zur Entwicklung und Validierung von Betriebsstrategien für zukünftige *SmartGrids* verwendet werden.

4. Exemplarisches Verteilnetz

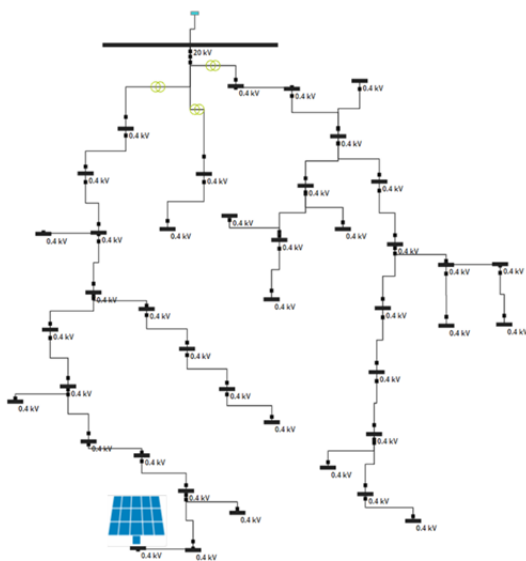
Als exemplarisches Verteilnetz (**Abb. 2**) wird ein städtisches Verteilnetzgebiet bestehend aus einem 20 kV-Mittelspannungsnetz mit drei Transformatoren, die jeweils separate 400 V-Niederspannungsstränge versorgen, verwendet. Das resultierende 42-Bus Verteilnetz basiert zum Teil auf dem erweiterten CIGRE-Benchmark-Niederspannungsnetz aus und beinhaltet typische Haushalts-, Gewerbe- und Industrielasten [5].

5. Simulationsergebnisse

Im Folgenden wird das Anschlussgesuch für eine heutzutage typische grössere PV-Anlage mit einer Anschlussleistung von 70 kWp, entsprechend einer Dachfläche von ca. 400 m² z.B. auf einer Lagerhalle oder Scheune, betrachtet.

Die klassische PV-Anschlussbewertung nach DACHCZ-Regeln [2], welche eine statische Spannungserhöhung ohne Berücksichtigung der Stromlast von max. 3% am Netzanschlussknoten vorsieht, würde ohne Netzverstärkungen einen PV-Zubau von maximal 33 kW_p erlauben. Die geplante PV-Anlage mit 70 kW_p würde eine deutlich höhere statische Spannungserhöhung von bis zu 6.45% erzeugen. Ein Anschluss nach DACHCZ-Regeln wäre nur durch eine konventionelle Netzverstärkung mittels dickerem Niederspannungskabel möglich – aber mit ca. EUR 50'000 (bzw. CHF 55'000) auch entsprechend teuer (**Abb. 2**).

Statische Anschlussbewertung (Last vernachlässigt)



Evaluation DACHCZ:

- **Fall 1: 33 kW:**
 - Statische Spannungserhöhung **3%** ✓
 - Netzverstärkung nicht notwendig ✓
 - **Fall 2: 70 kW**
 - Statische Spannungserhöhung **6.45%**
 - Netzverstärkung notwendig ✗
- ↓ Fall 2
- Ersatz von 345 m Niederspannungskabel
→ **CHF 55'000***
 - Tiefbau-Arbeiten, Versorgungsunterbrüche

* Annahme: Mittelwert CHF 160'000 / km

Abbildung 2 – Städtisches Verteilnetzgebiet (CIGRE Task Force C6.04.02) [5].

Eine zeitreihenbasierte PV-Anschlussbewertung nach EN50160-Norm [1] würde für die geplante PV-Anlage mit 70 kW_p eine tatsächliche maximale Spannungserhöhung für eine typische Sommerwoche von ca. 1.07 pu (per-unit) bzw. im Gesamtjahresverlauf von ca. 1.08 pu (per-unit) ergeben (**Abb. 3, oben**). Das simulierte Spannungsband im Verteilnetz würde die Anforderungen der EN50160-Norm, maximale Überspannung von bis zu 1.10 pu, somit also gut erfüllen.

Auch die maximale Leitungsbelastung würde selbst bei hohen PV-Spitzen zwar deutlich ansteigen aber noch sicher im erlaubten Rahmen bleiben. In einer typischen Sommerwoche würde die Leitungsbelastung im am stärksten betroffenen Abschnitt

nur knapp über 80% liegen. Auch im Gesamtjahresverlauf läge die Leitungsbelastung nur ca. 47 Stunden im Jahr (ca. 0.5%) über 80% und dabei nie über 93.5% des zulässigen Wertes (**Abb. 3, unten**).

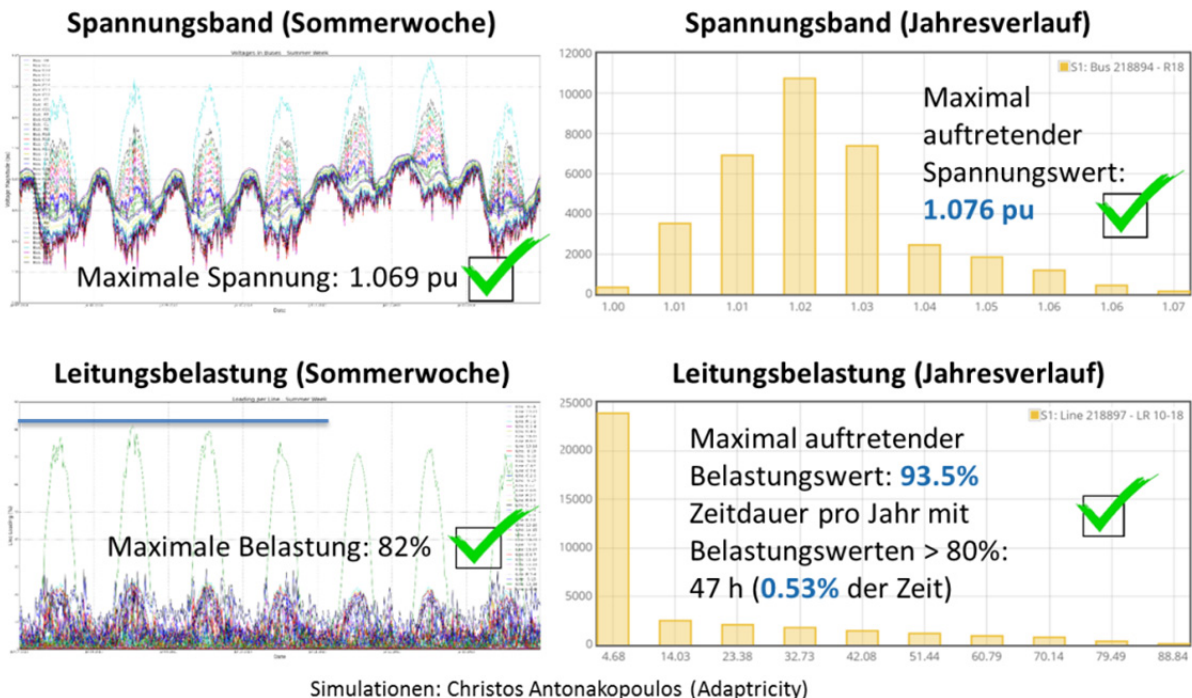


Abbildung 3: PV-Anschlussbewertung (70 kW) in exemplarischem Niederspannungsnetz (oben: nach DACHCZ-Regeln nicht möglich, unten: nach EN50160-Norm sehr gut möglich).

Referenzen

- [1] DIN EN 50160:2011-02, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (deutsche Fassung), Beuth-Verlag, 2011.
- [2] D-A-CH-CZ – Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen, 2012. [URL] www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/documents/dachcz_hs_2012.pdf
- [3] Adaptricity – Offizielle Webseite. [URL] www.adaptricity.com and www.adaptricity.com/academic
- [4] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig, G. Andersson: *Unified system-level modeling of intermittent renewable energy sources and energy storage for power system operation*, IEEE Systems Journal, März 2012.
- [5] S. Papathanassiou, N. Hatziaargyriou, K. Strunz; *A Benchmark Low Voltage Microgrid Network*, Proceedings of the CIGRE symposium: power systems with dispersed generation, CIGRE Task Force C6.04.02, August 2005.