

# Eine innovative Simulationsumgebung für aktiv geführte Verteilnetze

Dr. Stephan Koch <sup>°</sup>\*, Dipl.-Ing. Andreas Ulbig <sup>°</sup>\*, Dr. Francesco Ferrucci \*

{skoch, aulbig, fferrucci}@adaptricity.com

<sup>°</sup> ETH Zürich, Power Systems Laboratory

Physikstrasse 3, CH-8092 Zürich

Tel.: +41 44 632 4186

Internet: <http://www.eeh.ee.ethz.ch/psl>

\* Adaptricity (GmbH in Gründung)

Regensbergstr. 238, CH-8050 Zürich

Tel.: +41 44 500 9245

Internet: <http://www.adaptricity.com>

## 1. Kurzfassung

Wir stellen die innovative Simulationsumgebung *DPG.sim* für aktiv geführte Verteilnetze vor. Den Grundbestandteil der Simulation bilden mathematische Modelle einzelner Erzeugungs-, Last- und Speichereinheiten auf einer Netztopologie. Diese Einheiten zeigen ein dynamisches Verhalten, das ihre Interaktion mit dem Netz (Abgabe oder Aufnahme von Wirk- und Blindleistung) bestimmt. Wir bezeichnen sowohl Stromkunden als auch -erzeuger verallgemeinernd als *Prosumer*, die sowohl Lasten als auch Erzeuger und Speicheranlagen beinhalten können. Jede Einheit im Netz ist somit einem Prosumer zugeordnet. Eine Lastflussrechnung berechnet den jeweiligen Netzzustand basierend auf den Ein- und Ausspeisungen der verschiedenen Prosumer im Netz. Durch ein effizientes Zeitsimulationskonzept können durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher induzierte Betriebsbedingungen in Tages-, Monats- und Jahressimulationen abgebildet werden. Die Simulationsumgebung 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. Motivation

Der massive Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) und das stetig wachsende Stromhandelsvolumen bringen die Stromnetze mehr und mehr an ihre Belastungsgrenzen. Während Stromhandel und Windeinspeisung vor allem die

Übertragungsnetze durch hohe und fluktuierende Lastflüsse beanspruchen, erzeugt die PV-Einspeisung primär im Verteilnetz Spannung- und Lastflussspitzen.

Generell werden Verteilnetze so ausgelegt, dass weder die maximale Erzeugung noch der maximale Verbrauch zu einer Überlastung der Netzinfrastruktur oder zu einer Verletzung von Spannungsgrenzen führt [1]. Allerdings erfordern die relativ geringen Volllaststunden-Zahlen der fluktuierenden EE [2] eine sehr großzügig dimensionierte Netzinfrastruktur bei geringer Auslastung, wenn die maximale Einspeisung als Auslegungspunkt verwendet wird. Daher ist fraglich, ob das aktuell angewendete *Worst-Case-Design* bei sehr hohen Anteilen fluktuierender EE weiterhin aufrechterhalten werden kann und sollte.

Eine effizientere Netzdimensionierung kann durch verschiedene Optionen erreicht werden, die im Kontext von *SmartGrids* diskutiert werden. Eine Nutzung von dezentralen Speichern, dynamischem Lastmanagement sowie Anpassungen des Leistungsfaktors ( $\cos \varphi$ ) bei dezentralen Erzeugern können zur Netzentlastung beitragen. Zusätzlich bietet das Erzeugungsmanagement (d.h. die zeitweilige Abregelung von Wind- und Solarstromerzeugung) einen Sicherheitspuffer und erlaubt eine ökonomische Optimierung zwischen der Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen und der vollständigen Nutzung der EE-Einspeisung. Ebenso stehen durch SmartMetering sowohl örtlich und zeitlich hochaufgelöste Verbrauchsmessungen (allerdings i.d.R. nicht in Echtzeit) als auch Kommunikationsschnittstellen zum Endkunden zur Verfügung, die für differenzierte Lastmanagementverfahren verwendet werden können.

Für die Ausschöpfung dieser Optimierungspotenziale und deren Berücksichtigung in einer effizienteren Netzplanung sind neue Software-Tools erforderlich. Die etablierten Programme zur Netzsimulation erlauben neben einer Analyse dynamischer Vorgänge im Sekundenbereich häufig nur eine Simulation von einzelnen Einspeise- und Verbrauchssituationen (Snapshots). Snapshot-Analysen sind allerdings ungeeignet, um das zeitliche Verhalten von EE-Einspeisung und EE-Vorhersage zusammen mit der zeitlichen Entwicklung von Speicherzuständen, Temperaturen

flexibler thermischer Lasten und Regeleingriffen im Netzbetrieb korrekt abzubilden sowie die Vor- und Nachteile innovativer Betriebskonzepte zu quantifizieren.

### **3. Lösungsansatz**

Der vorgeschlagene Lösungsansatz ermöglicht solche umfangreichen Analysen. Er basiert auf der mathematischen Repräsentation aktiver *Prosumer* (zusammengesetzt aus engl. *Producer* und *Consumer*) im Netz. Prosumer sind laut ihrer gängigen Definition dadurch charakterisiert, dass sie sowohl Produzenten als auch Konsumenten von elektrischer Energie sein können. In der Simulationsumgebung werden alle am Stromnetz angeschlossenen *Einheiten* (Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie Lasten) einem Prosumerobjekt zugeordnet. In dieser Betrachtungsweise ist sowohl ein konventionelles Kraftwerk als auch ein konventioneller Haushalt ohne Erzeugungsanlagen ein Prosumer.

Die in den Prosumern gekapselten Einheiten haben eine zeitlich veränderliche Wirk- und Blindleistungsaufnahme oder -abgabe, die in der Simulation abgebildet wird. Jeder Prosumer wird einem Knoten in der simulierten Netztopologie zugeordnet. Mit den pro Netzknoten aggregierten Leistungswerten wird eine Lastflussrechnung durchgeführt. Diese gibt Aufschluss über die Auslastung der einzelnen Netzkomponenten sowie die Spannungen an sämtlichen Netzknoten.

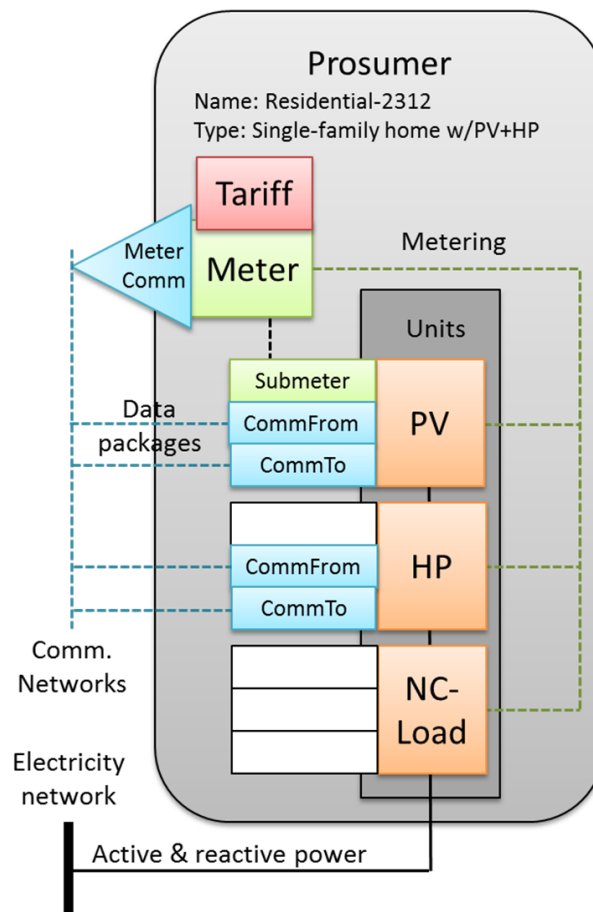
Verschiedene Simulationsarten sind möglich. Zum einen kann nur die Mittelspannungsebene simuliert werden, wobei alle hinter einem Ortsnetz-Transformator liegenden Prosumer auf einen Netzknoten aggregiert werden. Zum anderen kann auch die komplette unterlagerte Niederspannungstopologie simuliert werden, wobei jeder Prosumer an einem separaten Netzknoten angeschlossen ist. Die Vielzahl der Zustandsvariablen im zuletzt genannten Fall kann die individuelle Betrachtung eines kleineren Netzausschnitts erfordern.

## 4. Prosumer- und Einheitenmodellierung

Die folgenden Modelle können einem Prosumer-Objekt zugeordnet werden:

- Statische und dynamische Modelle von Erzeugungs-, Last- und Speichereinheiten,
- zugehörige Parametersätze (mit der Möglichkeit, diese aus Wahrscheinlichkeitsverteilungen zu erzeugen) sowie zugehörige Zeitreihen, die Energieverbräuche und Energiezufuhren beschreiben,
- SmartMeter-Modelle mit verschiedenen Optionen für gemessene Daten,
- vereinfachte Modelle von Kommunikationsschnittstellen zu Smart Metern und zugeordneten Einheiten sowie
- ein individuelles Tarifmodell.

Ein beispielhafter Prosumer ist in Abbildung 1 dargestellt.



**Abbildung 1:** Schematische Darstellung eines beispielhaften Prosumers

Die in den Prosumern gekapselten Einheiten können verschiedene Eigenschaften aufweisen. Wir unterscheiden zwischen *statischen* und *dynamischen* Einheiten. Statische Einheiten besitzen auf der betrachteten Zeitschrittweite (bei Jahressimulationen z.B. 15 Minuten) keine Dynamik, d.h. keinen zeitvarianten inneren Speicherzustand. Ihre Interaktion mit dem Netz ist durch zugehörige Zeitreihen festgelegt, die ihr Verbrauchs- oder Erzeugungsverhalten beschreiben (z.B. fluktuierende Erzeugung, nicht-steuerbare Last). Dynamische Einheiten können ebenfalls zugehörige Zeitreihen aufweisen. Sie besitzen zusätzlich einen inneren Speicherzustand, der durch eine Zustandsgleichung beschrieben wird (z.B. thermische Speicher mit inneren Temperaturen oder Batterien mit Ladezustand). Die Modellierung dieser Einheiten basiert (mit einigen Ergänzungen) auf dem *PowerNodes*-Modellierungsansatz [3]. Zusätzlich sind folgende Eigenschaften in den Einheitenmodellen abgebildet:

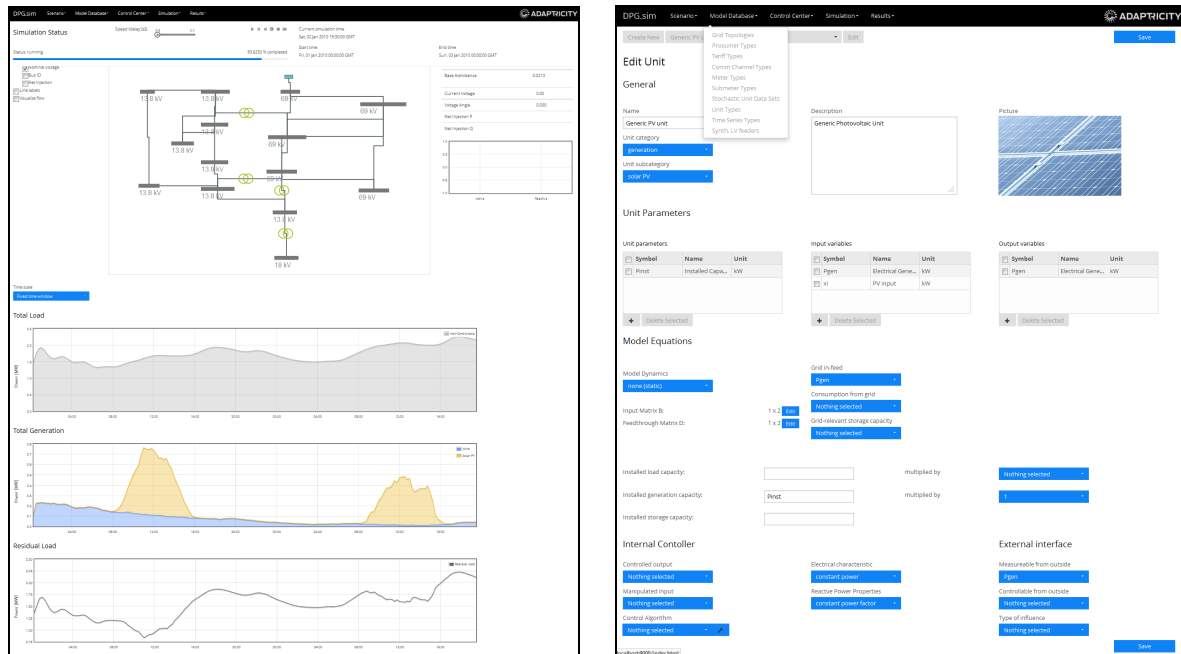
- Elektrische Charakteristik (konstante Leistung, konstante Impedanz, ...),
- Blindleistungscharakteristik (konstanter  $\cos \varphi$ , Q(P)- oder Q(U)-Charakteristik),
- innerer Regler (Hysterese- oder PID-Regler) sowie
- Eingriffsmöglichkeiten von außen (Blockierung, Zustandsumschaltung, ...).

Der Simulationsaufbau richtet sich nach dem primären Anwendungszweck. Soll ein konkretes Verteilnetz mit realistischen numerischen Daten simuliert werden, sollte vorhandenes Wissen über die Position großer Verbraucher oder Erzeuger auf der Netztopologie in die Parametrierung der Simulation einfließen und nur die nicht bekannten Last- und Erzeugungsanteile statistisch approximiert werden. Ist hingegen die Entwicklung von allgemeingültigen Methoden und Betriebsstrategien das Ziel, bietet sich ein auf Wahrscheinlichkeitsverteilungen basierendes Szenario an.

## **5. Simulationsumgebung**

Der Simulator basiert auf einem modernen *Web Application Framework* mit einer browserbasierten Benutzeroberfläche. Dies macht die Software flexibel einsetzbar sowohl für ein Hosting in Firmen-Intranets als auch in externen Rechenzentren. Die

grafische Benutzeroberfläche der Prototypversion ist in Abbildung 2 dargestellt. Die Software DPG.sim wird voraussichtlich ab dem 3. Quartal 2014 kommerziell verfügbar sein und durch das Startup Adaptricity [4] vermarktet werden. Neben der kommerziellen Version für Industriekunden wird eine preisreduzierte akademische Version für die Nutzung in Forschung und Lehre angeboten werden.



**Abbildung 2:** Grafische Benutzeroberfläche der Software *DPG.sim*

## 10. Referenzen

- [1] D-A-CH-CZ Kompendium (2007): *Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen*. URL: <http://www.vde.com>.
- [2] Agentur für Erneuerbare Energien (2013, Juli): *Studienvergleich – Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland – Die Auslastung von Kraftwerken im Zuge der Energiewende*. URL: <http://www.energie-studien.de>.
- [3] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig, G. Andersson (2012): *Unified system-level modeling of intermittent renewable energy sources and energy storage for power system operation*, Systems Journal, IEEE, vol. 6, no. 1, pp. 140 – 151, März 2012.
- [4] Adaptricity – Offizielle Webseite. URL: <http://www.adaptricity.com>.