

Datengetriebene Modellierung von zeitvariablen Stromtarifen in Verteilnetzen

Simon Waczowicz, Stefan Klaiber, Peter Bretschneider, Irina Konotop, Dirk Westermann, Markus Reischl, Ralf Mikut

1. Motivation

- Steigender Anteil der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen
 - Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Verteilnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) → *Smart Grid*
 - Synchronisierung zwischen Stromerzeugung und -nachfrage
 - Flexibilisierung der Nachfrage durch zeitvariable Stromtarife
 - Demand Response ist Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale
 - Manuelles und automatisches Demand Response
- Modellierung der Auswirkung von zeitvariablen Tarifen ist notwendig

2. Auswerteprozess bei Smart Meter Datensätzen

1. Datenvorverarbeitung
2. Tageszerlegung
3. Zeitreihenaggregation
4. Tagesnormierung, Bsp.: aus DT wird DT_{norm}
5. Clusteranalysen zur Identifikation von Typtagen

Tabelle 1: Tageszerlegung, Zeitreihenaggregation

	einzelne Haushalte (H)	alle Haushalte einer Tarifgruppe (T _i)
Gesamtzeitreihen (G)	Fall GH	Fall GT
Tageszeitreihen (D)	Fall DH	Fall DT
Abtastzeitpunkte (S)	Fall SH	Fall ST

→ Ergebnis des Auswerteprozess für datengetriebene Modellierung verwendbar

3. Adaptierbare Verbrauchermodelle

Virtuelle Speicher als theoretisch motivierte, adaptierbare Modelle zur Beschreibung des preisbeeinflussten Verbrauchsverhaltens.



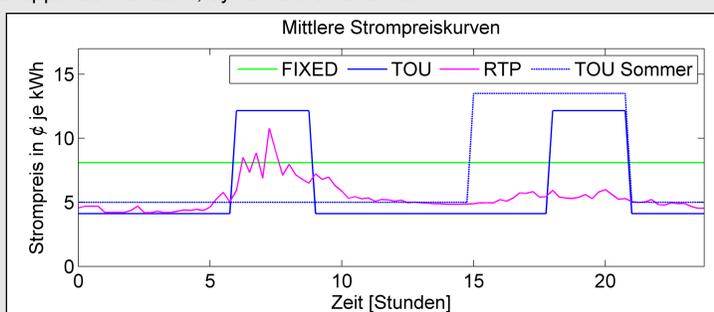
Modellstruktur/-verhalten:

- Speicherbe-/entladerate a
- Speichergröße entspricht Lastverlagerungspotenzial je Haushalt
- Bewertung des Preisverlaufs ($\nearrow \rightarrow \searrow$)
- Handlungsstrategien je Preisszenario und aktuellem Speicherfüllstand
- Ausgleich des Speicherfüllstandes über einen Tag
- Datensatz mit Eingangsgröße „Preis“ und Ausgangsgröße „beeinflusster Anteil der Verbrauchs“

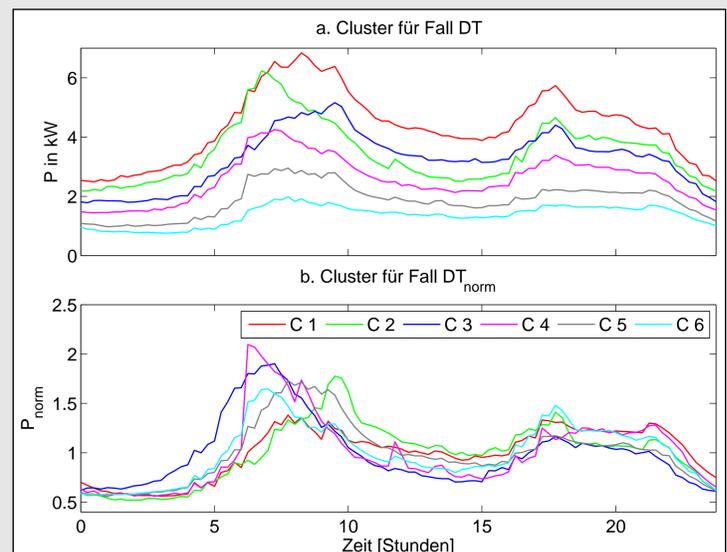
→ Optimale Parameterkonfiguration finden

4. Olympic Peninsula Project Datensatz

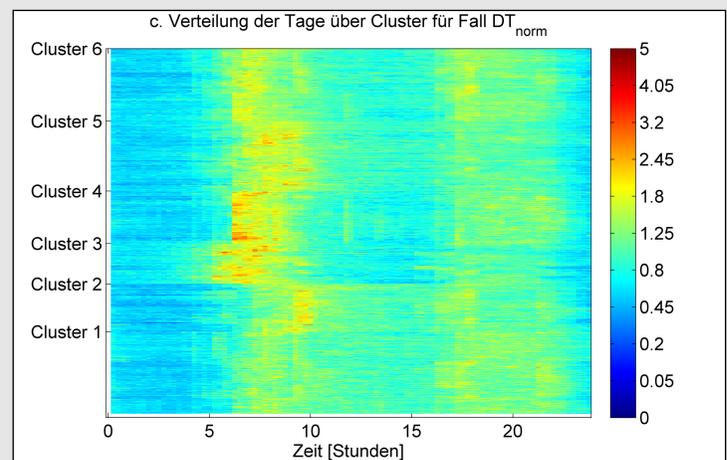
- Messzeitraum: April 2006 - März 2007
- 84 Haushalte mit (normierter) Leistung P (P_{norm})
- FIXED-Gruppe: konstanter Strompreis
- TOU-Gruppe: Hochtarif, Niedertarif, Critical-Peak-Pricing-Tarif
- RTP-Gruppe: zeitvariabler, dynamischer Stromtarif



5. Ergebnis: Clusteranalyse zur Identifikation von Typtagen

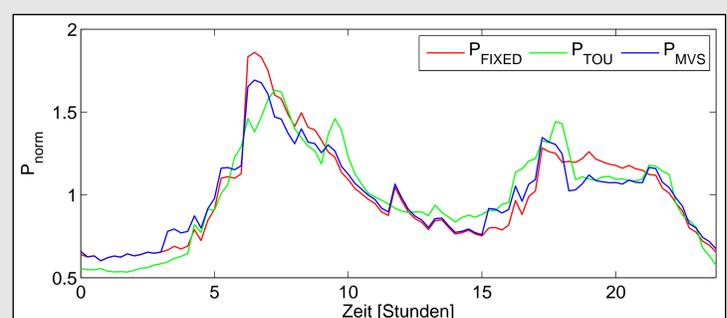


→ DT_{norm} -Cluster zeigen die Lastverschiebung besser als DT-Cluster



→ Fall DT_{norm} : Cluster 1 mit ausgeglichenem Verlauf als Reaktion auf TOU-/RTP-Anreizsignale. Cluster 2 ist klares TOU-Cluster mit nach hinten verschobener Morgenspitze und nach vorn verlagertes Abendspitze. Cluster 4 zeigt den unbeeinflussten Verbrauch der FIXED-Gruppe.

6. Ergebnis: Modellverhalten des Virtuellen Speichers



→ Modellschätzung (P_{MVS}) bildet reales Verbrauchsverhalten (P_{TOU}) gut ab:
 $Q_{RMSE}(FIXED, TOU) = 0.1270 \rightarrow Q_{RMSE}(FIXED, MVS) = 0.1002$

7. Zukünftige Schritte

- Optimierung der Modellstruktur des Virtuellen Speichers
- Modellierung der Reaktion auf dynamischen RTP-Stromtarif
- Analyse von Rückkopplungen auf Regelkreis mit Erzeuger und Verbraucher