

Dynamische Korrektur der Lastprognose von Haushaltskunden mittels kurzzyklischer Smart-Meter-Daten

Michael Hinterstocker¹⁽¹⁾, Simon Salvamoser⁽¹⁾, Serafin von Roon⁽¹⁾,
David Berner⁽²⁾, Joachim Staats⁽²⁾, Cecil Bruce-Boye⁽²⁾

⁽¹⁾Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, Am Blütenanger 71, 80995 München,
+49 89 15812153, mhinterstocker@ffe.de, ffegmbh.de

⁽²⁾Wissenschaftszentrum für intelligente Energienutzung, Ulzburger Straße 201,
22850 Norderstedt, +49 40 35775160, cecil.bruce-boye@fh-luebeck.de, wie-institut.de

Kurzfassung:

Die Lastprognose auf Basis von Standardlastprofilen bietet keine Möglichkeit zur dynamischen Korrektur von Abweichungen. Eine Erweiterung des Verfahrens basierend auf aktuellen Verbrauchsdaten erlaubt die zeitnahe Anpassung der Prognose. Dabei besteht die Möglichkeit, die Korrektur am Vortag durchzuführen, um gegebenenfalls am Day-ahead-Markt zu agieren, oder untertäglich neu zu prognostizieren und am Intraday-Markt zu handeln. Beide Verfahren zeigen hinsichtlich der Prognosegüte deutlich bessere Ergebnisse als die Prognose nach Standardlastprofilmodell.

Keywords: Smart Meter, Smart Grid, Standardlastprofile, Lastprognose

1 Einleitung

Standardlastprofile ermöglichen die Prognose und Abrechnung des Strombezugs von Haushaltskunden sowie Kleingewerben auf Basis des Jahresgesamtverbrauchs ohne die Kenntnis zeitlich aufgelöster Verbrauchswerte. Der Ausgleich von Abweichungen zwischen viertelstündlichen Prognosewerten und dem realen Verbrauch verursacht jedoch Kosten. Liegen aufgrund installierter Smart Meter zeitnah zeitaufgelöste Daten vor, können diese genutzt werden, um die Prognose entsprechend anzupassen und die resultierenden Abweichungen durch Korrektur am Strommarkt zu verringern.

Die Berechnung neuer Lastprofile nach bisherigem Standardlastprofilmodell auf Basis aktueller sowie regional angepasster Messwerte lässt bereits eine deutliche Reduktion der Abweichungen erwarten. Anpassungen des Lastprofils aufgrund aktueller Verbrauchsmessungen am Vortag der Lieferung oder untertäglich ermöglichen eine weitere Verbesserung der Prognosegüte. Hierzu sind verschiedene Verfahren möglich, welche in Zusammenarbeit mit dem Wissenschaftszentrum für intelligente Energienutzung anhand der Daten eines Energieversorgers untersucht werden.

¹ Jungautor

2 Methodik

Zur Anpassung der Lastprofilprognose an aktuelle Verbrauchsabweichungen sind mehrere Verfahren möglich. Diese unterscheiden sich hinsichtlich berücksichtigter Daten und Zeitpunkt der Anpassung und werden im Folgenden erläutert, ebenso wie die zur Bewertung der Prognoseverfahren herangezogenen Kriterien.

2.1 Datenbasis und Kommunikationsinfrastruktur

Die hier dargestellten Untersuchungen werden auf Basis von mittels der Forschungsplattform LabMap [2, 3] im Jahr 2012 gemessenen Verbrauchswerten von Haushaltskunden eines norddeutschen Stadtwerks durchgeführt. Das Aufzeichnungsintervall der dort installierten Smart Meter beträgt 10 Sekunden. Die Anfang des Jahres zur Verfügung stehende Datenbasis bezieht sich auf 380 Haushalte. Bis Ende 2012 erhöht sich die Anzahl der im Laufe des Projekts verbauten Smart Meter auf 3 000. Dies wird als ausreichende Stichprobengröße betrachtet. Zur Bewertung der Verfahren werden die Daten gemittelt sowie die bei Standardlastprofilen übliche Normierung auf einen Jahresenergieverbrauch von 1 000 kWh durchgeführt.

2.2 Prognoseverfahren

Das bisher verwendete Standardlastprofilverfahren unterscheidet mit Werktag, Samstag und Sonntag für die Jahreszeiten Winter, Übergang und Sommer 9 Typtage. Diese werden zu einem Jahreslastverlauf zusammengestellt und gemäß des erwarteten Jahresverbrauchs eines Kunden skaliert. Im hier betrachteten Fall von Haushaltskunden wird zusätzlich eine Dynamisierungsfunktion verwendet, welche den Verbrauch im Winter anhebt sowie im Sommer absenkt.

Vorherige Untersuchungen zeigen, dass die derzeit genutzten Standardlastprofile den realen Verbrauch von Haushalten nur unzureichend abbilden [1]. Als Basis für die Bewertung der verbesserten Prognoseverfahren wird deshalb ein neu berechnetes Lastprofil verwendet, welches nach dem bekannten Verfahren angewandt wird, allerdings aus den vorliegenden gemessenen Daten berechnet wird. Die resultierenden Typtage des Profils sind in Abbildung 1 dargestellt.

Das bekannte Standardlastprofilverfahren ermöglicht die Prognose eines kompletten Jahres im Voraus. Der Lieferant hat also die Möglichkeit, seine Kunden mittels langfristiger Verträge mit Energie zu versorgen. Stehen kurzfristigere Möglichkeiten zur Prognoseanpassung zur Verfügung, kann dies durch nachgelagerte Geschäfte am Spotmarkt korrigiert werden. Hierdurch ergeben sich zwei wesentliche Fristen, zu denen die aktualisierte Prognose verfügbar sein muss.

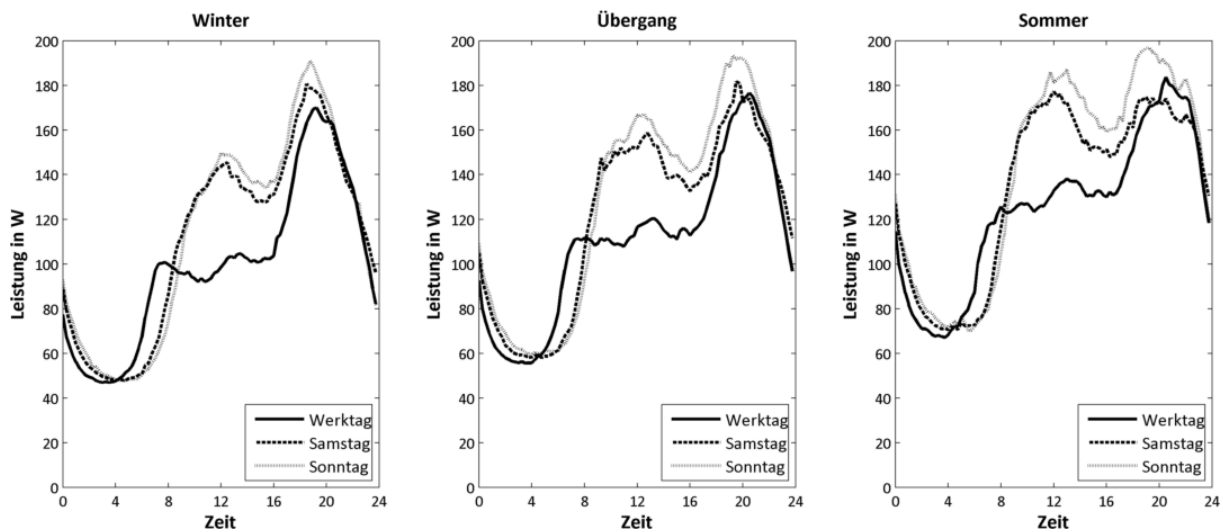


Abbildung 1: Typtage des neu berechneten Lastprofils nach Standardlastprofilverfahren

Handelsschluss am Day-ahead-Markt der EPEX SPOT ist am Vortag der Lieferung um 12 Uhr. Besteht zu diesem Zeitpunkt eine neue Prognose, können hier Gebote zur Korrektur der bisherigen Prognose abgegeben werden. Je nach benötigter Zeit zur Datenübertragung und -verarbeitung können hier also aktuelle Verbrauchswerte bis kurz vor 12 Uhr des Vortags berücksichtigt werden. Spätere Anpassungen sind noch bis 45 Minuten vor Lieferung am Intraday-Markt möglich. Hier können also auch deutlich kurzfristiger noch aktuelle Verbrauchswerte in die Prognose eingehen.

Zur Anpassung des Lastprofils anhand aktueller Daten wird jeweils die Abweichung des tatsächlichen Verbrauchs von dem Wert, der durch das Profilverfahren prognostiziert wird, herangezogen. Hierbei kann der Betrachtungszeitraum für die Berechnung der Abweichung variiert werden. Die aufgetretene Abweichung wird nun in einer Neuberechnung des betrachteten zukünftigen Prognosewerts berücksichtigt. Dabei kann entweder eine absolute Abweichung als Offset des Lastprofils betrachtet oder das Lastprofil um die relative Abweichung skaliert werden. Dahinter steckt die Überlegung, dass Abweichungen vom berechneten Lastprofil meist durch äußere Einflüsse wie beispielsweise Witterung oder Urlaub entstehen und deshalb diese auch über längere Zeiträume anhalten. Weicht eine Kundengruppe also vom Profil ab, wird die beobachtete Abweichung als systematischer Effekt gewertet und auf die folgenden Prognosewerte analog angewandt.

Untersucht werden im Folgenden sechs Varianten der dynamischen Prognoseanpassung im Vergleich zu einem neuen Lastprofil nach Standardlastprofilmodell: Die Day-ahead-Anpassung des gesamten Folgetags auf Basis der gesamten bis zur Frist vorliegenden Verbrauchsdaten des Tages sowie auf Basis des letzten Messwerts und die Intraday-Korrektur jeder Viertelstunde auf Basis des letzten bis zur Frist vorliegenden Werts. In jedem dieser Fälle wird sowohl die Übertragung des absoluten Offsets als auch die relative Skalierung getestet. Als Vergleichswert wird ein neu berechnetes Lastprofil nach bisherigem Standardlastprofilmodell herangezogen. Den untersuchten Verfahren zur untertägigen Prognoseanpassung werden drei etablierte Verfahren der Zeitreihenanalyse zum Vergleich gegenübergestellt: exponentielle Glättung, das Holt-Winters-Verfahren sowie ein autoregressives Verfahren.

2.3 Bewertungskriterien

Als wesentliches Bewertungskriterium der untersuchten Verfahren wird die Genauigkeit der Prognose herangezogen. Da im derzeitigen energiewirtschaftlichen System die Abrechnung im Viertelstundenraster erfolgt, wird auch hier dieser Zeitschritt zur Bewertung herangezogen. Es werden also die mittleren absoluten Abweichungen pro Viertelstunde zur Beschreibung der Prognosegüte ausgewiesen. Zusätzlich werden die maximalen Abweichungen im betreffenden Jahr betrachtet, um sicherzustellen, dass durch die dynamische Anpassung keine großen Ausreißer verursacht werden.

3 Ergebnisse

Die Ergebnisse der untersuchten Verfahren werden im Folgenden unterschieden nach Vortagskorrektur sowie untertägiger Anpassung dargestellt.

3.1 Prognoseanpassung am Vortag

Die Ergebnisse der Prognoseanpassung bis 12 Uhr des Vortags zum Ausgleich möglicher Abweichungen im Day-ahead-Handel sind in Tabelle 1 dargestellt:

Verfahren	Mittlere Abweichung	Verbesserung	Maximale Abweichung
Neues SLP	14,8 W	–	331,7 W
Offset, gesamter Zeitraum	8,7 W	41 %	322,3 W
Offset, letzter Messwert	11,1 W	25 %	329,6 W
Skalierung, gesamter Zeitraum	7,6 W	48 %	318,2 W
Skalierung, letzter Messwert	9,7 W	35 %	329,3 W

Tabelle 1: Ergebnisse der Prognoseanpassung am Vortag

Zum Vergleich sind die Werte des berechneten Standardlastprofils ohne dynamische Korrektur sowie die Verbesserung in Bezug auf dieses angegeben. Die Ergebnisse zeigen, dass durch Korrektur der Prognose auf Basis des Verbrauchs am Vortag eine deutliche Verbesserung der Prognosegüte zu erreichen ist. Die Skalierung des dem folgenden Tag zugewiesenen Profils unter Berücksichtigung der bis Handelsschluss verfügbaren Verbrauchsdaten führt mit einer Prognoseverbesserung von 48 % zu einer Reduktion der Abweichungen um fast die Hälfte. Die maximal auftretenden Abweichungen werden hingegen kaum reduziert. Hier zeigt sich aber, dass durch die Verwendung der neuen Verfahren auch keine vergrößerten Abweichungen auftreten.

3.2 Untertägige Prognoseanpassung

Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse der untertägigen Prognoseanpassung auf Basis des letzten verfügbaren Messwerts vor Intraday-Handelsschluss. Wie zuvor ist die Prognosegüte des verwendeten SLPs als Referenz angegeben. Zum Vergleich der untersuchten Verfahren werden drei weitere Verfahren angegeben, welche nicht auf zuvor bestimmten Lastprofilen basieren.

Verfahren	Mittlere Abweichung	Verbesserung	Maximale Abweichung
Neues SLP	14,8 W	–	331,7 W
Offset	7,5 W	49 %	337,0 W
Skalierung	7,2 W	51 %	375,4 W
Exponentielle Glättung	16,2 W	–	349,6 W
Holt-Winters	11,5 W	22 %	340,8 W
Autoregression	14,2 W	4 %	343,8 W

Tabelle 2: Ergebnisse der untertägigen Prognoseanpassung

Es zeigt sich, dass mit der kurzfristigen Anpassung des Lastprofils basierend auf untertägig verfügbaren Verbrauchsdaten eine weitere kleine Verbesserung der Prognose im Vergleich zur vortägigen Korrektur möglich ist. Auch hier führt die Skalierung des Profils zum besseren Ergebnis. Die maximale Abweichung steigt hier an, allerdings nur geringfügig. Die Prognose mittels Holt-Winters-Verfahren oder Autoregression führt zwar in beiden Fällen zu einer Verbesserung gegenüber des einfachen Lastprofils, die Anpassung des Lastprofils weist allerdings eine deutlich höhere Prognosegüte auf. Die Anwendung exponentieller Glättung erweist sich hier als nicht sinnvoll.

4 Fazit

Die Auswertungen zeigen, dass mittels einfacher Skalierung des Lastprofils für den folgenden Tag auf Basis vorliegender Smart-Meter-Messwerte eine deutliche Verbesserung der Prognosegüte erzielt werden kann. Die maximalen Abweichungen werden dadurch ebenfalls geringfügig reduziert. Bei untertägiger Anpassung der Prognose ist eine weitere Reduktion der Abweichungen möglich. Dies kann genutzt werden, um Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern einzusparen.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit ist eine flankierende Maßnahme des von der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH geförderten Projektes „Optimierung der Fahrplanprognose zur Energiebeschaffung mittels gemessener Kundenlastgänge“.

Literatur

- [1] Michael Hinterstocker, Serafin von Roon, Marina Rau: Bewertung der aktuellen Standardlastprofile Österreichs und Analyse zukünftiger Anpassungsmöglichkeiten im Strommarkt. 13. Symposium Energieinnovation, Graz, 2014.
- [2] C. Bruce-Boye und D.A. Kasakov: Quality of Uni- and Multicast Services in a Middleware. LabMap Study Case. In: Innovative Algorithms and Techniques in Automation, Industrial Electronics and Telecommunications (2007), Springer Verlag 2007 ISBN: 978-1-4020-6265-0 (HB), S. 89-94.
- [3] Verfahren zur kurzzyklischen Datenerfassung zum Energiemonitoring und zur Netzsteuerung im Smart Metering/ Smart Grid unter Verwendung einer verteilten, intelligenten Middleware. Europäische Patentanmeldung 11802267.2-1804, Basierend auf PCT/EP2011/005451.