

UMSETZBARKEIT UND AUSWIRKUNGEN VON PEAK SHAVING FÜR STROMKUNDEN IN DER NIEDER- UND MITTELSPANNUNGSEBENE

Lorenz VIERNSTEIN¹, Rolf WITZMANN

Inhalt

Mit sinkenden Batteriespeicherpreisen rücken zunehmend weitere Anwendungsfälle in den Fokus und eröffnen auch kleineren Stromkunden im Verteilnetz die Möglichkeit, ihre Strombezugskosten durch Peak Shaving (PS) zu optimieren. Dieser Beitrag analysiert die entstehenden kundenseitigen Einsparungsmöglichkeiten sowie die Auswirkungen auf das Verteilnetz hinsichtlich des entstehenden Lastintegrationspotentials für unterschiedliche (mögliche) Netzentgeltmodelle und aktuelle sowie zukünftige Batteriespeicherpreise.

Methodik

Zur Ableitung repräsentativer Ergebnisse werden 250 Jahresprofile von Kunden mit registrierender Leistungsmessung analysiert und einer Optimierung der Strombezugskosten unterzogen (Abbildung 1).

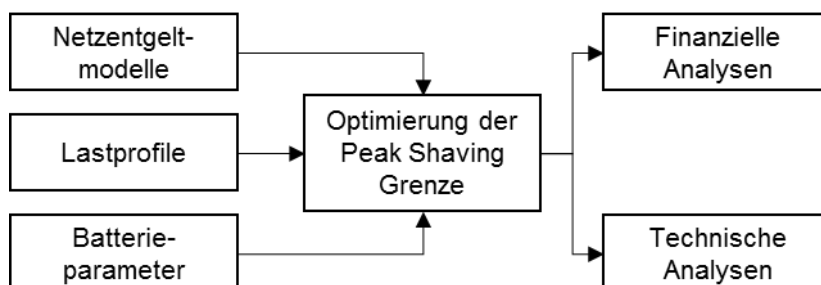


Abbildung 1: Vorgehensweise bei der Analyse der Auswirkungen von Peak Shaving

Dabei wird unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Netzentgelte K_{NE} und Batteriepreise das Minimum der Strombezugskosten K_{ges} (vgl. Formel 1) ermittelt. Dabei werden die Strompreisbestandteile wie Beschaffung (k_{EEX}), Konzessionsabgabe ($k_{Abgaben}$), Steuern (k_{Steuer}) und Umlagen ($k_{Umlagen}$) ebenso mit berücksichtigt wie die auf Basis der Annuitätenmethode anzusetzenden Investitionskosten ($k_{kap,BSS}$) und Betriebs- und Wartungskosten für die Batterie ($f_{O\&M}$) (vgl. Formel 2). Die anzusetzenden Netzentgelte basieren auf einer Analyse der veröffentlichten Preislisten deutscher Verteilnetzbetreiber unter Berücksichtigung der Volllaststunden t_{FLH} (Formel 3).

$$K_{ges} = (k_{EEX} + k_{Abgaben} + k_{Steuer} + k_{Umlagen}) \cdot E_{ges} + K_{NE} + K_{BSS} \quad (1)$$

$$K_{BSS} = (k_{kap,BSS} \cdot E_{BSS})(f_a + f_{O\&M}) \quad (2)$$

$$t_{FLH} = \frac{E_{ges}}{P_{max}} \quad (3)$$

Ergebnisse

Die Volllaststunden sind ein wichtiges Maß für die Gleichmäßigkeit des Energiebezugs. Durch Peak Shaving werden diese durch Reduktion von P_{max} bei nahezu konstantem Energiebezug erhöht. Abbildung 2 zeigt ein Histogramm, welches den Anteil der Lastprofile für den jeweiligen Bereich der Volllaststunden darstellt. Darin erkennt man, dass es gravierende Unterschiede bzgl. der Rentabilität von Peak Shaving auf Grundlage der zu entrichtenden Netzentgelte gibt. In Netzgebieten mit niedrigen Kostensätzen (HoU_{min}) besteht für keines der untersuchten Kundenprofile ein ausreichender Anreiz, die Spitzenleistung mittels Batteriespeicher zu reduzieren. Bei in Deutschland typischen Leistungspreisen

¹ Technische Universität München / Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze
Arcisstraße 21, 80333 München, Tel: +49 (0)89 289 25090, Fax: +49 (0)89 289 25089,
Lorenz.Viernstein@tum.de, www.een.ei.tum.de

(HoU_{med}) ist unter den für ca. 2021 zu erwartenden Batteriepreisen bereits für ca. 30 % der Kunden der Einsatz von Batteriespeichern zum Reduktion der Spitzenlast und damit der zu entrichtenden Netzentgelte wirtschaftlich. Durch die bei den höchsten Netzentgelten gesteigerten Anreize zum Spitzenlastmanagement steigt der Anteil dieser Kunden auf 37 %. Dabei ist in Abbildung 2 deutlich der Trend zu einer stärkeren Reduktion der maximalen Leistung zu erkennen (Verschiebung zu höheren Werten für t_{FLH}).

Durch die bei $t_{\text{FLH}} < 2500$ h niedrigeren leistungsbasierten Netzentgelte, wird für diese Kunden kein Anreiz zur Spitzenlastreduktion gesetzt. Peak Shaving ist hier nicht rentabel, die bei $t_{\text{FLH}} > 2500$ h niedrigeren energiebezogenen Netzentgelte wirken sich hier noch nicht stark genug aus.

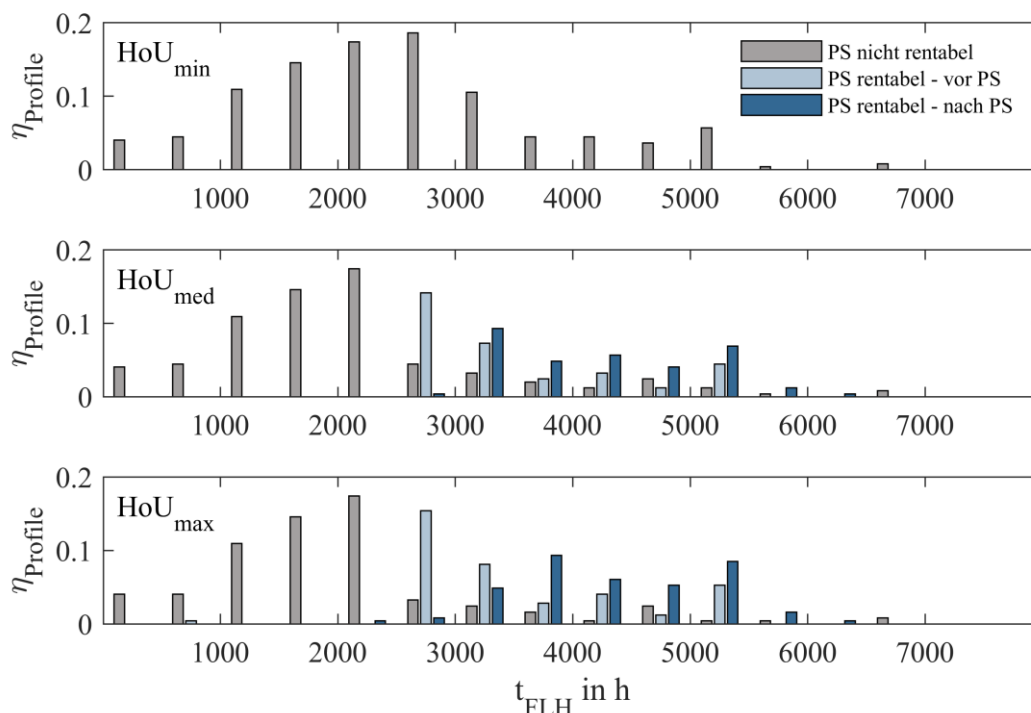


Abbildung 2: Einfluss unterschiedlicher Kostenansätze in der Netzentgeltsystematik mit Berücksichtigung der Volllaststunden t_{FLH} (Annahme: Batteriepreise für 2021)

Die kundenseitigen Einsparungen wirken sich auch auf die Einnahmensituation des Verteilnetzbetreibers aus. Unterstellt man einen gleichbleibenden Kundenstamm und die vollständige Ausnutzung des wirtschaftlichen Potentials für Peak Shaving bei den Kundenanlagen, so sind Rückgänge bei den Netzentgelten von 15-20 % zu erwarten. Diesen stehen unter Berücksichtigung der dann reduzierten Spitzenleistungen jedoch erhöhte Lastintegrationspotentiale gegenüber, die über eine Monte-Carlo-Simulation ermittelt werden.

Eine Analyse des Alterungsverhaltens der Batteriespeicher auf Basis von [1] zeigt keine starken Abweichungen der zu erwartenden Lebensdauern von Literaturwerten. Der Vergleich mit Dieselgeneratoren als Alternativtechnologie zur Dämpfung der Lastspitzen zeigt unter keinen Umständen Vorteile für den Einsatz von Dieselgeneratoren.

Referenzen

- [1] M. Naumann et al., „SimSES: Software for techno-economic Simulation of Stationary Energy Storage Systems“ in International ETG Congress 2017: 28-29 November 2017, 2018.