

Optimierung des Energietransferpotentials von Energiegemeinschaften

SEKTORKOPPLUNG UND FLEXIBILITÄT

Thomas LEOPOLD⁽¹⁾, Paul BAUER⁽¹⁾, Thomas REISINGER⁽¹⁾

⁽¹⁾Technische Universität Wien

Motivation und zentrale Fragestellung

In den letzten Jahren wird durch die Zunahme der Verdichtungsrate energieintensiver dezentraler Verbraucher und umweltfreundlichen Produzenten eine wachsende Diskrepanz zwischen dem Energieproduktions- und nachfrageprofil beobachtet. Zur Wahrung der Versorgungssicherheit muss bei hoher Nachfrage Energie entweder kostenintensiv eingekauft oder aus vorher befüllten Speichern abgerufen werden, was folglich eine hohe Preisdynamik am Spotmarkt begünstigt. Während mehrere Projekte die Optimierung von energieintensiven Prozessen und intelligenter Speicherung in lokalen Stromnetzen anstreben, um Energiekosten zu senken und das Stromnetz zu entlasten, beschäftigt sich die vorliegende Arbeit mit koordiniertem Austausch von Energiepotenzialen zwischen Teilen von Energiegemeinschaften in unterschiedlichen Regionen, so dass kostengünstiger und effizienter Betrieb möglich ist.

Methodische Vorgangsweise

Für den erfolgreichen überregionalen Austausch von Energie ist eine Verbrauchsanalyse aller Verbrauchstypen je lokalem Stromnetz notwendig. Dafür wird in Folge grundsätzlich zwischen regelbaren Typen wie die der elektrischen Heizungs-, Lüftungs- und Klimatechnik-Anlagen (HLKK-Anlagen) sowie PV-Anlagen und nicht regelbarer Haushaltsgrundlast unterschieden. Das Konzept wird durch das Simulationsframework BIFROST [1] validiert.

Zunächst wird die historische Grundlast der letzten 48 Stunden betrachtet. Die Daten in diesem Zeitraum ermöglichen es einem LSTM basierenden Vorhersagemodell eine hinreichend genaue Analyse des Lastgangs zu erstellen und eine Prognose der folgenden 24 Stunden durchzuführen [2]. Dabei wird von Messwerten in einer für Smart Meter üblichen Granularität von 15 Minuten ausgegangen und folglich auf Basis 192 vergangener Werte eine Vorberechnung für die nächsten 96 Messwerte gemacht. Der Energiebedarf von HLKK- und PV-Anlagen lässt sich gut über eine Funktion in Abhängigkeit der Außentemperatur bzw. der Sonneneinstrahlung ausdrücken. Daher wird anstatt direkt der Leistungswerte die Temperatur- und Einstrahlungskurven durch das LSTM-Modell prädiziert und daraus die Leistungswerte berechnet.

Eine übergeordnete Entscheidungsinstanz vergleicht die Differenz der Verbrauchsprognosen der beteiligten überregionalen Teile der Energiegemeinschaft und passt die Sollwerte für die Optimierung der jeweiligen Regionen folglich so an, dass der Überschuss aus einer Region in einer anderen Region genutzt werden kann. Eine regionale Regelungsinstanz steuert die Geräte dementsprechend an.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Zur Veranschaulichung des Transferpotentials mit und ohne übergeordneter Entscheidungsinstanz sowie Controller werden in folgenden Szenarien zwei Energiegemeinschaften basierend auf Simbench [3] Datensätzen simuliert. Die Gemeinschaften haben denselben Aufbau bezüglich Teilnehmer wie Verbraucher und Erzeuger sind jedoch mit verschiedenen Last- und Erzeugungsprofilen versehen. Um die unterschiedlichen Standorte hervorzuheben, werden unterschiedliche Profile für das Wetter verwendet. Eine der Energiegemeinschaften befindet sich in Bludenz und die zweite Gemeinschaft in Berndorf. Die Wetterdaten stammen von Solcast aus dem Jahr 2021 [4]. Die Simulationen überspannen den Zeitraum von 2.3.2021 bis 9.3.2021. Im ersten Szenario (Abbildung 1) werden beide Energiegemeinschaften ohne Eingriff simuliert. Im zweiten Szenario (Abbildung 2) werden beide Energiegemeinschaften optimiert jedoch ohne aktiv das Transferpotential zu erhöhen. Im dritten Szenario (Abbildung 3) werden beide Gemeinschaften optimiert, das Transferpotential maximiert und reale Vorhersagen verwendet. Die Ergebnisse in diesem Fall werden mit Rücksicht auf Verschiebungspotentiale zwischen den Gemeinschaften erstellt, das heißt im Falle von Verbrauchsspitzen in der einen Gemeinschaft und Erzeugungsspitzen in der anderen Gemeinschaft werden diese maximiert, um das Verschiebungspotential zu erhöhen. Das vierte Szenario (Abbildung 4) erweitert Szenario 3 um ideale Vorhersagen für das Wetter und die nicht steuerbaren Verbraucher.

Die Ergebnisse zeigen eine kontinuierliche Verbesserung des Transferpotentials und rangieren im Bereich von 0,2% bis 7,0%.

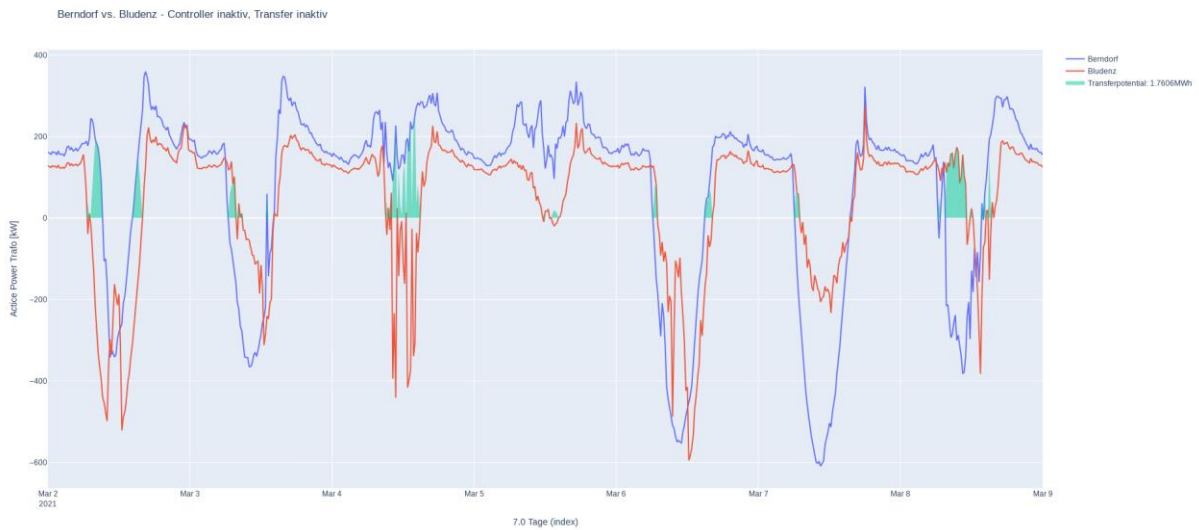


Abbildung 1: Vergleich und Transferpotential der zwei Standorte ohne Eingriff auf Verbrauch und Erzeugung – **Transferpotential: 1,7606 MWh**



Abbildung 2: Vergleich und Transferpotential der zwei Standorte mit jeweils optimiertem Verbrauch und Erzeugung - **Transferpotential: 1,7643 MWh (+0,21%)**



Abbildung 3: Vergleich und Transferpotential der zwei Standorte mit jeweils optimiertem Verbrauch, Erzeugung und Transferpotential bei realen Vorhersagewerten - **Transferpotential: 1,8201 MWh (+3,38%)**



Abbildung 4: Vergleich und Transferpotential der zwei Standorte mit jeweils optimiertem Verbrauch, Erzeugung und Transferpotential bei idealen Vorhersagewerten - **Transferpotential: 1,8831 MWh (+6,96%)**

Literatur

- [1] R. Mosshammer, K. Diwold, A. Einfalt, J. Schwarz and B. Zehrfeldt, „BIFROST: A Smart City Planning and Simulation Tool.” In: W. Karwowski, T. Ahrm (eds) “Intelligent Human Systems Integration,” Proceedings of Advances in Intelligent Systems and Computing, vol 903., 2019, Springer, Cham., San Diego, CA, USA, doi:10.1007/978-3-030-11051-2_33
- [2] N. Efkarpidis *et al.*, „Proactive Scheduling of Mixed Energy Resources at Different Grid Levels,” in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 15, no. 2, pp. 952-963, April 2024, doi: 10.1109/TSTE.2023.3320055
- [3] Meinecke, S., D. Sarajlic, Simon Ruben Drauz-Mauel, A. Klettke, L. Lauven, C. Rehtanz, A. Moser, and Martin Braun. “SimBench - A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis,” 2020. <https://doi.org/10.3390/en13123290>.
- [4] Solcast, 2024. Global solar irradiance data and PV system power output data. URL <https://solcast.com/>