

WIRTSCHAFTLICHKEITSBEWERTUNG VON VIRTUELLEN KRAFTWERKEN UNTER PROGNOSEUNSIHERHEITEN

Franziska THEIS¹, Klara MAGGAUER¹, Stefan STRÖMER^{1,2}

Motivation

Der Zusammenschluss von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zu Virtuellen Kraftwerken (VPPs) ermöglicht dezentralen Anlagen, Systemdienstleistungen zu erbringen und zusätzliche Erlösquellen zu erschließen. Die volatile Erzeugung erneuerbarer Energien führt jedoch zu erheblichen Unsicherheiten bei der Planung und dem Betrieb von VPPs [1]. Modellbasierte Studien, die häufig auf vereinfachende Annahmen wie „Perfect Foresight“ zurückgreifen, laufen Gefahr, wirtschaftliche und technische Leistungsindikatoren zu optimistisch zu bewerten. Gleichzeitig existieren bislang nicht ausreichend quantifizierte Erkenntnisse darüber, wie Prognosefehler – etwa bei PV-Erzeugung, Lastprognose, Day-Ahead-Preisen oder dem Abruf von Regelenergie – die Abweichungen von realistischen Betriebsergebnissen beeinflussen. Obwohl Unsicherheiten in der Literatur weitgehend behandelt werden, ist der quantitative Einfluss auf operative Kennzahlen, insbesondere im Hinblick auf das Zusammenspiel voneinander abhängiger Unsicherheitsfaktoren, bisher nicht ausreichend untersucht worden [2]. Ziel dieser Arbeit ist es daher, eine transparente Beantwortung der Forschungsfrage zu ermöglichen, in welchem Ausmaß die explizite Berücksichtigung kurzfristiger Unsicherheiten in der Einsatzplanung eines VPPs die ökonomischen und technischen Kennzahlen beeinflusst und wie stark vereinfachte Modellannahmen die erwarteten Betriebsergebnisse verfälschen.

Methode

Die vorgestellte Analyse basiert auf einer „Rolling Horizon“-Planung, bei der der tägliche Betriebsprozess einer Anlage in Österreich untersucht wird. Zur effizienten Deckung eines schwankenden Bedarfs, der hauptsächlich durch die Beladung eines elektrifizierten Busfuhrparks entsteht, stehen eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von knapp 1,4 MW sowie ein 4h-Batteriespeicher mit einer Kapazität von rund 5,7 MWh zur Verfügung. Das VPP wird auf Basis des Optimierungsframeworks IESopt [3] in drei Modellierungsvarianten, die unterschiedliche Informationsannahmen berücksichtigen, modelliert: (1) *Perfect Foresight*, bei dem die Zeitreihen vollständig bekannt sind, (2) *Imperfect Foresight*, das auf einer tageweisen Einsatzplanung mit fehlerbehafteten Prognosen basiert, sowie (3) *Actual Operation*, bei dem zusätzlich zur Planung aus (2) der tatsächliche Betrieb der Anlage simuliert wird. In dieser Variante erfolgt weiters eine fortlaufende Optimierung des VPP-Betriebs alle 15 Minuten auf Basis tatsächlich eingetretener Werte, wobei Fahrplanabweichungen, die nicht kompensiert werden, zu Ausgleichsenergiezahlungen führen.

Die Bewertung der drei Ansätze erfolgt anhand von definierten Kennzahlen, die sowohl ökonomische (z. B. Gesamterlösstruktur, Netz- und Ausgleichsenergiekosten), technische (z. B. Batteriezyklen) als auch netzrelevante Indikatoren (z. B. Leistungsspitzen) umfassen.

Ergebnisse und Ausblick

Die Ergebnisse der Analyse (vgl. Tab. 1) zeigen, dass der Übergang von *Perfect* zu *Imperfect Foresight* zu einer Reduktion der erwarteten Profite um 75% führt. Dies ist vor allem auf eine suboptimale Vermarktung am Day-Ahead-Markt zurückzuführen, die in bestimmten Monaten (vgl. Abb. 1) zu einem deutlichen Anstieg der Kosten führt. Darüber hinaus entstehen aufgrund der begrenzten Planbarkeit der Stromnachfrage durch das Laden von E-Bussen unvermeidbare Bezugsspitzen, die zu einer Vervielfachung der Netzentgelte führen.

Im Vergleich zwischen *Perfect* und *Imperfect Foresight* wurde lediglich eine geringfügige Reduktion der Batterieauslastung festgestellt. Der *Actual Operation* Ansatz hingegen zeigt einen Anstieg der jährlichen Anzahl an Batteriezyklen um fast 15% im Vergleich zu *Perfect Foresight*. Diese Veränderung ist auf die kontinuierliche Anpassung der Anlagensteuerung während des Betriebs zurückzuführen. Diese optimierte Steuerung kann auf unvorhergesehene Abweichungen reagieren und situativ eine kostenoptimale Einhaltung bzw. Abweichung von eingemeldeten Fahrplänen unter Einsatz der Flexibilität des Batteriespeichers anstreben. In Folge (vgl. Tab. 1) lässt sich dadurch eine Reduktion der Netzentgelte um knapp 20% im Vergleich zu *Imperfect Foresight* beobachten.

¹ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 6 1210 Wien, franziska.theis@ait.ac.at, klara.maggauer@ait.ac.at, stefan.stroemer@ait.ac.at, www.ait.ac.at

² Delft University of Technology, Postbus 5, 2600 AA Delft, Niederlande, <https://www.tudelft.nl>

Tabelle 1: KPIs auf Basis von Ergebnissen der Modellierung der Anlage im Jahr 2024, im Vergleich über die drei vorgestellten Modellierungsansätze.

Methode / KPI	Perfect Foresight (Baseline)	Day-Ahead Planning	Actual Operation
Battery Cycles	101	97 (- 4,0%)	115 (+ 13,9%)
Day Ahead Market Revenues	78.171 EUR	64.523 EUR (- 17,5%)	64.523 EUR (- 17,5%)
Grid Costs	12.518 EUR	48.052 EUR (+ 283,9%)	39.336 EUR (+ 214,2%)
Total Revenues	65.653 EUR	16.472 EUR (- 74,9%)	17.343 EUR (- 73,6%)

Obwohl eine Prognose der Ausgleichsenergiepreise nicht unterstellt werden kann, zeigt sich, dass eine grobe Einschätzung der zu erwartenden Ausgleichsenergiekosten, basierend auf historischen Marktdaten und nach Richtung (Einspeisung/Bezug) getrennt, dem *Actual Operation* Ansatz mehr Freiheiten zur reaktiven Steuerung einräumt als der rein vorausschauenden Planung von *Imperfect Foresight*. Die stark schwankenden Auswirkungen von schwer vorhersehbaren Einflussfaktoren werden am Beispiel des monatlichen Verlaufs der Ausgleichsenergiekosten deutlich (vgl. Abb. 1).



Abbildung 1: Resultierende Anteile der Erlöse (positiv) und Kosten (negativ) der Anlage, über alle Monate des Jahres 2024. Balken zeigen für jedes Monat die Ergebnisse der drei Ansätze (v.l.n.r.): Perfect Foresight, Imperfect Foresight, Actual Operation.

Neben detaillierteren Analysen der Zusammensetzung von Ausgleichsenergiekosten werden auch die aktuell in Ausarbeitung befindliche Integration von zusätzlicher Erbringung von positiver und negativer Regelenergie, sowie eine Quantifizierung unterschiedlicher Prognosegütern in der Vollversion dieser Arbeit vorgestellt. Die vorläufigen Ergebnisse verdeutlichen jedoch bereits, dass eine realistische Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten für die korrekte Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines VPPs von zentraler Bedeutung ist.

Förderhinweis

Diese Arbeit wurde teilweise im Rahmen des Projekts transpAlrent.energy umgesetzt, das im Rahmen der Ausschreibung 2023 von "AI for Green" des Bundesministeriums für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) durchgeführt wird. Die Abwicklung erfolgt im Auftrag des BMIMI durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG).

References

- [1] F. Gulotta, P. Crespo del Granado, P. Piscicella, D. Siface und D. Falabretti, „Short-term uncertainty in the dispatch of energy resources for VPP. A novel rolling horizon model based on stochastic programming,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Bd. 153, p. 109355, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109355>.
- [2] Y. Fu, H. Lin, C. Ma, B. Sun, H. Li, Q. Sun und R. Wennersten, „Effects of uncertainties on the capacity and operation of an integrated energy system,“ *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Bd. 48, p. 101625, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101625>.
- [3] S. Strömer und K. Maggauer, „IESopt: A Modular Framework for High-Performance Energy System Optimization,“ *Open Source Modelling and Simulation of Energy Systems (OSMSES)*, pp. 1-6, 2024, doi: 10.1109/OSMSES62085.2024.10668965.