

OPTIMIERUNG VON ENERGIEVERSORGUNGSSYSTEMEN UNTER EINBEZUG VON INVESTITIONS- UND EINSATZENTSCHEIDUNGEN AM BEISPIEL VON GEWERBLICHEN VERBRAUCHERN

Tom KARRAS¹, Fabian SCHELLER², Hendrik KONDZIELLA¹,
Krischan KEITSCH¹, Thomas BRUCKNER^{1,2}

Forschungsschwerpunkt und Zielsetzung

Die Verfügbarkeit dezentraler Energietechnologien birgt Chancen und Risiken für etablierte Geschäftsmodelle der Versorgungsunternehmen. Eine vielversprechende Möglichkeit zur Kundenbindung bieten Contracting-Modelle. Solche Geschäftsmodelle basieren auf der Idee, die Kosten für die Energielieferung im Vergleich zur Ausgangssituation zu minimieren. Allerdings ergeben sich teilweise Umsetzungsschwierigkeiten durch ein geringes Kostensenkungspotential und die hohen Transaktionskosten für einzelne Kundengruppen. In diesem Sinne sind aus Versorgersicht zunächst ökonomisch relevante Kundengruppen zu identifizieren. Da die gewerblichen Kundengruppen oftmals einen signifikanten Energieverbrauch haben, bilden diese den Fokus der nachfolgenden Arbeit.

Im Rahmen der Arbeit wird somit der Frage nachgegangen, für welche gewerblichen Kundengruppen sich Contracting-Modelle in Verbindung mit dezentralen Technologien anbieten. Ziel ist es, mit Hilfe des techno-ökonomischen Investitions- und Einsatzentscheidungsmodells IRPinv (Integrierte Ressourcen Planung und Investitionskostenoptimierung) die optimale Auswahl an Technologieoptionen und deren Dimensionierung zu bestimmen sowie die Bezugskosten für einzelne Kundengruppen zu identifizieren. Die Arbeit bietet damit eine strategische Entscheidungsunterstützung für Versorgungsunternehmen.

Verwandte Arbeiten und Abgrenzung

Im Vergleich zu bestehenden Arbeiten bezieht diese Arbeit sieben Technologien mit dreizehn Gewerbekundengruppen sowie einer umfangreichen Datengrundlage in die Analyse ein. [1] betrachtet ebenfalls sieben Technologien, aber nur eine Kundengruppe, in Form eines Campus in Japan. Das Modell von [2] beinhaltet hingegen vier verschiedene Kundengruppen, aber nur eine BHKW-Technologie mit unterschiedlichen Betriebsarten. [3] kommt in der Technologie- und Kundengruppentiefe der vorliegenden Arbeit am nächsten. Allerdings werden dabei keine Speichertechnologien einbezogen. Ein weiterer Unterschied in der Datenmodellierung liegt in der zeitlichen Auflösung. Während in vielen Modellen mit einer stündlichen Auflösung gerechnet wird, ermöglicht diese Arbeit eine ¼-stündliche Berechnung. Weiterhin trägt die Aufteilung der Tarife in Arbeitspreis, Leistungspreis und Basispreis sowie die Unterteilung in markt-, netz- und beschaffungsseitige Komponenten zur detaillierten Bewertung bei.

Optimierungsmodell und Datenanalyse

IRPinv trifft eine Auswahlentscheidung hinsichtlich dezentraler Energietechnologien anhand einer Kostenfunktion unter Einbezug des vorgegebenen Energiebedarfs nach Strom und Wärme. Das Optimierungsziel besteht in der Minimierung der Gesamtkosten zur Deckung des Energiebedarfs eines Kundengruppenvertreters.

Für die energiewirtschaftliche Beschreibung wurde das Modell IRPinv in der Programmiersprache GAMS/CPLEX (General Algebraic Modeling System) implementiert, die eine Lösung gemischt-ganzzahliger Probleme in hoher zeitlicher Auflösung ermöglicht.

¹ Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie, Neumarkt 9-19, 04109 Leipzig, {tom.karras|hendrik.kondziella|krischan.keitsch}@moez.fraunhofer.de

² Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM), Grimmaische Straße 12, 04109 Leipzig, {scheller|bruckner}@wifa.uni-leipzig.de

Die Zielfunktion ergibt sich durch das Minimum der Summenbildung über die modellierten Mengen - Sichten s (Vertriebs, Netz- und Marktseite), Zeitschritte t , Monate m , Sektoren u (Strom, Wärme, Gas) sowie Technologien p (Stromspeicher, Wärmespeicher, Durchlauferhitzer, Gaskessel, PV-Anlage, Wärmepumpe, Blockheiz-kraftwerk) - unter Einbezug, der Installationskosten C^{INS} , der Betriebs- und Wartungskosten $C^{O\&M}$, sowie der Arbeitstarife bzw. Netzentgelte F^{CONT} , der Leistungstarife F^{CAPA} und der Einspeise-vergütungen F^{FEED} . Die Tarife und Netzentgelte berücksichtigen neben der bezogenen Energie auch die benötigten Brennstoffe. Die wichtigsten Entscheidungsvariablen für die Optimierung sind die erzeugte Energie, die installierten modularen Kapazitäten sowie die Speicherstände.

$$\min \left\{ C_{total} = \sum_s \sum_t \sum_m \sum_u \sum_p \left(C_{s,p}^{INV} + C_{s,p}^{INS} + C_{s,p}^{O\&M} + F_{s,t,u}^{CONT} + F_{s,m,u}^{CAPA} - F_{s,t,u,p}^{FEED} \right) \right\}$$

Die Arbeit untersucht mit Hilfe des Modells dreizehn Kundengruppen (u.a. Bäckerei, Büro, Behörde, Produzierendes Gewerbe, Großhandel, Frisör), die sich aus Kombinationen von elektrischen und thermischen Lastprofilen ergeben. Als Grundlage für die elektrischen Profile dient das jeweilige Standardlastprofil des VDEW [4]. Für die thermischen Profile wurde die Lastkurve in Abhängigkeit der Außentemperatur nach [5] bestimmt. Diese normierten Profile werden anschließend gemäß dem Verbrauch der Kundengruppe skaliert. Dabei berücksichtigen die Profile saisonale und wochentagsbedingte Unterschiede. Es werden drei Saison-Typen und drei Typ-Tage verwendet. Die Marktdaten beziehen sich auf die Sektoren Strom, Wärme und Erdgas. Die Grundlage der gewählten elektrischen Tarife bilden die Angaben des Monitoringberichts. Die Definition der thermischen und gasbezogenen Energietarife erfolgt auf Basis von Tarifblätterangaben. Die technischen und ökonomischen Angaben bezüglich der Technologien entstammen ebenfalls einer Produktrecherche.

Szenarioübersicht und Ergebnisrechnung

Ausgehend vom Referenzszenario unterscheiden sich die Szenarien durch ihre Tarifvarianten (Einfachtarif, Doppeltarif, dynamischer Tarif) sowie durch die Möglichkeit thermische Energie in Form von Fernwärme oder Direktwärme zu beziehen. Diesbezüglich lassen die Optimierungsergebnisse Aussagen über die Auswahlentscheidung, die Dimensionierung, die Einsatzentscheidungen der Technologien sowie die Gesamtkosten zu. Im Rahmen der einjährigen Optimierung erfolgt eine Ergebnisbewertung über die üblichen Abschreibungszeiträume für dezentrale Technologien hinsichtlich der Branchen.

Die Optimierungsläufe bezüglich der Szenarien zeigen eine Präferenz der Kundengruppen für einzelne Technologien. Bei Anwendung unterschiedlicher Tarifvarianten ist zu sehen, dass sich die Technologien positiv auf die Energiekosten auswirken. Bei ausschließlichem Bezug der Energie über das Versorgungsunternehmen steigen die Kosten vom Einfachtarif zum dynamischen Tarif. Unter Berücksichtigung einer intensivierten Nutzung der thermischen Speichertechnologie, kann der Preisanstieg in eine Preissenkung umgewandelt werden. Die jährlichen Einsparungen durch die Nutzung der dezentralen Technologien liegen gemäß den Optimierungsergebnissen bei über 60% der Energiebezugskosten des Referenzszenarios je nach Kundengruppe und Tarifvariante.

Bibliografie

- [1] Ren, H.; Gao, W. (2010): A MILP model for integrated plan and evaluation of distributed energy systems. In: Applied Energy 87 (3), S. 1001-1014.
- [2] Ruan, Y.; Liu, Q.; Zhou, W.; Firestone, R.; Gao, W.; Watanabe, T. (2009): Optimal option of distributed generation technologies for various commercial buildings. In: Applied Energy 86 (9), S. 1641–1653.
- [3] Omu, A.; Choudhary, R.; Boies, A. (2013): Distributed energy resource system optimisation using mixed integer linear programming. In: Energy Policy 61, S. 249-266.
- [4] Stadtwerke Unna (2002): VDEW-Lastprofile. Unna.
- [5] Hellwig, M. (2003): Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Dissertation. Technische Universität München, München. Institut für Energietechnik.