

ENTWICKLUNG EINES ANSATZES FÜR DIE EINBINDUNG ZEITGEKOPPELTER GEBOTSTYPEN IN EINE EUROPÄISCHE STROMMARKTSIMULATION

Peter WIRTZ^{1*}, Noah DRESEMANN¹, Kevin PACCO¹, Albert MOSER¹

Motivation

In der Modellierung des europäischen Spotmarktes für Elektrizität haben sich unter anderem kostenminimierende Fahrplanoptimierungen für Stromerzeugungseinheiten (Unit Commitment) etabliert. Die hohe Rechenkomplexität solcher Modelle erfordert eine Problemzerlegung, beispielsweise mit Hilfe der Lagrange-Relaxation, wie gezeigt im „EUropean Lagrangian Relaxation“ (EULR)-Modell [1]. In diesem Modell ist in den iterativen Lagrange-Prozess eine vereinfachte lineare Marktkopplungs-Optimierung nach dem Vorbild des EUPHEMIA-Algorithmus für das europäische Single Day-Ahead Coupling eingebettet. Die Marktkopplung determiniert die Austauschleistungen zwischen den Marktgebieten und die stündlichen Marktpreise anhand der kostenminimalen Allokation der prädeterminierten Gebotszeitreihen der Marktteilnehmer [2].

Eine lineare Modellierung des Strommarktes mit ausschließlich stündlichen Einzelgeboten kann die Erfüllung intertemporaler Restriktionen von Erzeugungsanlagen, wie Leistungsgradienten, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandzeiten, in den Fahrplänen definitionsgemäß nicht gewährleisten. Daher erlaubt der EUPHEMIA-Algorithmus weitere Gebotstypen, welche in [3] beschrieben sind. Diese Gebotstypen wirken zeitkoppelnd, indem sie die Einzelgebote von Kraftwerken stundenübergreifend mit entsprechenden Nebenbedingungen verknüpfen. Eine besondere praktische Relevanz nehmen dabei Blockgebote ein [4]. Die Berücksichtigung der Zeitkopplungen in den Gebotstypen erfordert jedoch eine zeitliche Integration der Marktkopplung am Day-Ahead-Markt. [4] gibt einen Überblick über Beiträge zur exakten Modellierung des EUPHEMIA-Algorithmus in Form nicht-konvexer (gemischt-ganzzahliger) Probleme, sodass mitunter sehr rechenintensive Lösungsalgorithmen erforderlich sind.

Dieser Beitrag präsentiert einen Ansatz, der *Blockgebote*, *verknüpfte Blockgebote* und *komplexe Gebote mit Lastgradientenbedingung* für thermische Kraftwerke in ein lineares Optimierungsmodell für die Marktkopplung integriert. Mit diesem Ansatz soll eine möglichst genaue Abbildung des EUPHEMIA-Algorithmus gewährleistet werden, indem die relevanten Kraftwerksrestriktionen mithilfe der Gebotstypen in der Gebotsstruktur berücksichtigt werden. Dennoch garantiert die Beibehaltung einer linearen Modellformulierung die Lösbarkeit des Modells in praktikablen Rechenzeiten mit dem konventionellen Simplex-Algorithmus. Im Rahmen des Papers werden zuerst deterministische Regeln für die Ableitung des Gebotstyp-Einsatzes aus stündlichen Gebotszeitreihen thermischer Kraftwerke vorgestellt, mit dem Ziel, technisch praktikable Fahrpläne zu generieren. Anschließend werden zeitgekoppelte Nebenbedingungen formuliert, welche die Gebotstypen mit annehmbarer Genauigkeit in einer stundenübergreifenden Optimierung abbilden. Zukünftige Forschung könnte auf Basis dieses Beitrags die Implementierung zeitgekoppelter Gebote ausweiten, zum Beispiel um die zeitliche Flexibilität von Verbrauchern oder Speichern in ähnlicher Form in der Marktkopplung nachzubilden.

Methode

In diesem Paper werden aus gegebenen Einzelgebots-Zeitreihen thermischer Kraftwerke zuerst Blockgebote als jene aufeinanderfolgenden stündlichen Gebote identifiziert, welche die gleiche Gebotsmenge und den gleichen Gebotspreis aufweisen. Innerhalb eines solchen Blockes werden alle stündlichen Einzelgebote mit übereinstimmender Annahmequote in der Optimierung aktiviert, sodass die maximalen Leistungsgradienten und zum Teil auch Mindestlaufzeiten des jeweiligen Kraftwerks innerhalb eines Blockes folgerichtig befriedigt sein müssen. Beinhaltet die vermarktete Kraftwerksleistung außerdem eine Must-run- oder Minimalkomponente, so wird diese als separater, sogenannter „parent block“ definiert. Jedes leistungsvariable Blockgebot („child block“) muss daraufhin

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen University, Schinkelstrasse 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80 92474, p.wirtz@iaew.rwth-aachen.de, <https://www.iaew.rwth-aachen.de>

eine Annahmequote kleiner gleich jener des zeitparallelen, verknüpften parent blocks aufweisen. Somit wird die Erfüllung der Must-run-, bzw. Minimalleistung in den Marktergebnissen implizit vorausgesetzt, bevor höhere Kraftwerksleistungen angefahren werden. Auf die Modellierung von sogenannten „fill-or-kill“-Bedingungen für Blockgebote wird in diesem Beitrag zur Vereinfachung abgesehen, da diese zwingend die Einführung ganzzahliger Variablen erfordern, welche eine erhebliche Steigerung der Rechenkomplexität bewirken [4].

Für Kraftwerksvermarktungen außerhalb der Blockgebote lassen sich darüber hinaus mit Hilfe linearer Nebenbedingungen komplexe Gebote mit Lastgradientenbedingung definieren. Diese werden platziert, sobald zwei aufeinanderfolgende, stündliche Gebote die maximalen Leistungsgradienten der jeweiligen Anlage beim ungünstigsten möglichen Abruf übersteigen könnten. Abbildung 1 verdeutlicht den Einsatz der Gebotstypen an einer exemplarischen Gebotszeitreihe eines Kraftwerks.

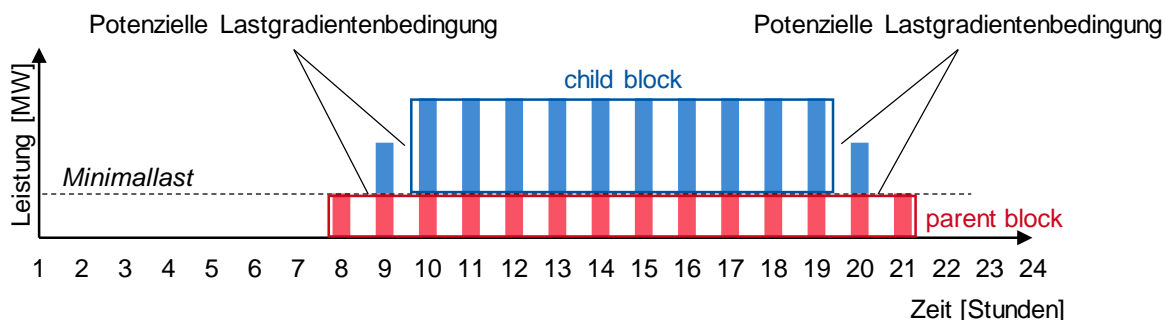


Abbildung 1: Determinierung des Gebotstypeneinsatzes an einem exemplarischen Kraftwerks-Fahrplan

Die Marktkopplungs-Optimierung wird daraufhin in einem geschlossenen linearen Programm über jeweils 24 Stunden unter Einbezug der zeitgekoppelten Gebote gelöst. Abschließend wird die entwickelte Modellierung auf ihre Rechenkomplexität und die resultierende Gebotsallokation untersucht.

Ergebnisse

Exemplarische Untersuchungen zeigen auf, dass die Lösungsdauer des Simplex-Algorithmus infolge der Integration der ausgewählten zeitgekoppelten Gebotstypen im Mittel nur unwesentlich um 6,7 % gegenüber einer Modellierung ohne EUPHEMIA-Gebotstypen steigt. Die Implementierung reduziert des Weiteren die Häufigkeit modellendogener Verletzungen relevanter Kraftwerks-Restriktionen oder verhindert diese sogar ganz. Dagegen verringert sich allerdings die Gesamtwohlfahrt der Optimierung, was ökonomisch gerechtfertigt wird mit der Annahme übermäßiger Kosten für den Ausgleich technisch impraktikabler Positionen an den nachgelagerten Kurzfrist-Märkten. Somit lässt sich abschließend festhalten, dass die entwickelte Methodik die Gebotsallokation des EUPHEMIA-Algorithmus in verbesserter Genauigkeit abbildet, ohne dass sich die Rechenkomplexität wesentlich erhöht.

Referenzen

- [1] M. Nobis, L. Wyrwoll, A. Moser, S. Raths, "Impact of market-coupling on electricity price modeling in fundamental unit-commitment approaches", 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon), IEEE, Gammarth, Tunesien, 2020, pp. 740-743.
- [2] C. Schmitt, L. Wyrwoll, A. Moser, I. Yueksel-Erguen, "Integration of Flexible Distributed Energy Resource Models into a Market Coupling-based Lagrangian Relaxation of the pan-European Electricity Market", ZIB-Report 21-11, Berlin, 2021, https://opus4.kobv.de/opus4-zib/files/8223/ZIB-Report_21-11.pdf (Aufgerufen 07. Juli, 2021).
- [3] NEMO Committee, "EUPHEMIA Public Description – Single Price Coupling Description", 2019, http://www.nemo-committee.eu/assets/files/190410_Euphemia%20Public%20Description%20version%20NEMO%20Committee.pdf (Aufgerufen 21. Juni, 2021).
- [4] F. Tanrisever, M. Shahmanzari, B. Büke, "European Electricity Day-Ahead Markets: A Review of Models and Solution Methods", 2020, https://www.maths.ed.ac.uk/~bbuke/assets/DAM_Optimization_13_Jan_2021.pdf (Aufgerufen 04. Juli, 2021).