

## Analyzing negative electricity prices on energy markets using an optimization model (Master thesis)

Autor: Jonas Kuhlmann  
Erstprüfer: Univ.-Prof. Dr.-Ing Aaron Praktiknjo  
Betreuung: Jan Priesmann, M. Sc.

### Kurzfassung

Mit der fortschreitenden Energiewende sehen sich die Elektrizitätssysteme mit einem steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung konfrontiert. Um eine kontinuierliche Abstimmung von Stromerzeugung und -verbrauch zu gewährleisten und gleichzeitig den größtmöglichen Anteil der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen zu erreichen, müssen die Stromsysteme ein angemessenes Maß an Flexibilität bieten. Ein Mangel an Flexibilität wirkt sich auf die Strompreise aus, während negative Strompreise das Ergebnis eines Ungleichgewichts zwischen geringer Stromnachfrage und hohem Angebot aus unflexibler Stromerzeugung sind. Die unflexible Einspeisung durch konventionelle Kraftwerke entsteht in einer solchen Situation durch technische und wirtschaftliche Anreize, den Kraftwerksbetrieb trotz geringer Stromnachfrage aufrecht zu erhalten. Für Sektorkopplungstechnologien, wie z.B. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, gelten spezifische technologische Restriktionen und ökonomische Anreize aus der Tätigkeit im Wärmesektor. In dieser Arbeit wird untersucht, wie sich die Sektorkopplung bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die damit verbundene Inflexibilität auf die Strompreise und die Bildung von negativen Strompreisen auswirken. Es wird eine Fallstudie für den Day-Ahead-Strommarkt der Preiszone Deutschland und Luxemburg im Jahr 2019 durchgeführt, die auf dem hochauflösenden Bottom-Up-Strommarktmodell JERICHO basiert. Das Optimierungsmodell wird um eine Darstellung des Wärmesektors und der Sektorkopplung über Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erweitert. Es wird ein Preisbildungsmechanismus für die Induktion negativer modellgeschätzter Strompreise diskutiert. Die erzielten Ergebnisse deuten auf einen moderaten preissenkenden Effekt der betrachteten Inflexibilität im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb hin. Für die untersuchten Fälle wird der durchschnittliche modellgeschätzte Preis um 1,72-1,88 €/MWh im Vergleich zu einem reinen Strommarkt-Referenzfall gesenkt. Die Auswirkungen der berücksichtigten Inflexibilität in der Kraft-Wärme-Kopplung auf die negative Strompreisbildung sind auf diese Tendenz beschränkt.

### Abstract

With the ongoing energy transition, electricity systems face rising shares of fluctuating renewable energy resources in electricity generation. To ensure the continuous match of electricity generation and consumption, while achieving largest possible shares of feed-in from fluctuating renewable sources, electricity systems need to provide an adequate degree of flexibility. A lack of flexibility affects electricity prices, while negative electricity prices are a result of an imbalance between low electricity demand and high supply from inflexible electricity generation. Inflexible supply by conventional power plants in such a situation arises in connection with technological and economic incentives to maintain power plant operation despite low electricity

demand. For sector coupling technologies, such as combined heat and power plants, specific technological restrictions and economic incentives from activity in the heating sector apply. This work investigates the effect of sector coupling in combined heat and power plants and corresponding inflexibility on electricity prices and the formation of negative electricity prices. A case study for the day-ahead electricity market of the price zone of Germany and Luxembourg in 2019 is performed, based on the high-resolution bottom-up JERICHO electricity market model. The optimization model is extended by a representation of the heating sector and sector coupling via combined heat and power plants. A pricing mechanism for the induction of negative model estimated electricity prices is discussed. The obtained results indicate a moderate price lowering effect of the considered inflexibility in combined heat and power plant operation. For the investigated cases, the average model estimated price is lowered by 1.72-1.88 €/MWh in comparison to an electricity market only reference case. The impact of the considered inflexibility in combined heat and power on negative electricity price formation is observed as limited to this tendency.