

PORTFOLIOAUSWAHL IN DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT EIN LINEARES MODELL ZUR AUSWAHL EFFIZIENTER KRAFTWERKSPORTFOLIOS IN DEUTSCHLAND

Johann GOTTSCHLING¹

Investitionsentscheidungen in thermische Kraftwerke werden beeinflusst von Erwartungen der Entscheidungsträger hinsichtlich zukünftiger Preis-, Mengen und politischer Entwicklungen, die alle mit Risiken bzw. Ungewissheiten verbunden sind. Kraftwerksbetreiber sind mit Preisrisiken (z.B. Energieträger- und CO₂-Zertifikatepreise), Mengenrisiken (z.B. Einspeisung aus erneuerbaren Energien) und politischen Ungewissheiten konfrontiert, die ins Investitionskalkül einfließen sollten. Vor dem Hintergrund der hohen Kapitalintensität, Langfristigkeit und Irreversibilität von Kraftwerksinvestitionen bietet die Übertragung der Portfolioauswahl aus dem Bereich der Finanzwissenschaft auf die Elektrizitätswirtschaft die Möglichkeit, effiziente Kraftwerksportfolios zu ermitteln. Aus der Menge der möglichen Kraftwerksportfolios zeichnen sich effiziente dadurch aus, dass zu den erwarteten Kosten dieses Portfolios das zugehörige Risiko minimal ist.

Mit dem vorgestellten Optimierungsmodell kann die Zusammensetzung effizienter Kraftwerksportfolios aus gesamtwirtschaftlicher Sicht für einen vorgegebenen Zeitraum ermittelt werden. Entsprechend der Definition in diesem Beitrag tritt ein Risiko dann ein, wenn die szenarioabhängigen Kosten des Kraftwerksportfolios höher liegen als im Erwartungswert. Für die Quantifizierung dieses Risikos, von den angestrebten (erwarteten) Portfoliokosten abzuweichen, wird der Conditional Value at Risk (α CVaR) des Portfolios in der Zielfunktion des Modells minimiert. Als uneingeschränkt kohärentes Risikomaß innerhalb der Portfolioauswahl misst dieser die erwartete Abweichung, die über den Value at Risk (α VaR) hinausgeht. Der α VaR ist das α -Quantil einer Verteilung aus den Kostendifferenzen zum Erwartungswert der Kosten und bestimmt diejenige Abweichung, die zu einem festgelegten Konfidenzniveau α nicht überschritten wird. Entscheidend für das Risiko höherer Kosten sind volatile Energieträger- und CO₂-Zertifikatepreise. Für Preisprojektionen werden unterschiedliche ökonomische Modelle und stochastische Prozesse erstellt, so dass die Auswirkungen auf die Portfoliostruktur analysiert werden können. Das CVaR-Portfoliomodell bedarf als Modellinput einer Verteilung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit kombinierter Brennstoff- und CO₂-Preisszenarien. Diese Kostenverteilung wird mithilfe szenarioabhängiger Modellrechnungen in einem fundamentalen Elektrizitätsmarktmodell bestimmt.

In Abhängigkeit von der verwendeten Methode zur Beschreibung der zukünftigen Energieträger- und CO₂-Zertifikatepreise werden anschließend im Portfoliomodell effiziente Portfolios in mehreren Optimierungsschritten für jeweils unterschiedliche Kostenniveaus ermittelt. In jedem Optimierungsschritt findet das Modell ausgehend vom aktuellen Kraftwerkspark den effizienten Technologiemix für Zubaukraftwerke, der das gesetzte erwartete Kostenniveau des gesamten Kraftwerksparks nicht überschreitet und das daran angeschlossene Risiko in der Zielfunktion minimiert. Jeder Optimierungsschritt liefert einen Punkt auf der Effizienzlinie. Sie ist die Verbindungslinie aller effizienten Kraftwerksportfolios und beschreibt unabhängig von einer individuellen Risikopräferenz der Entscheidungsträger das Kosten-Risikoprofil der effizienten Portfolios. Alle Kraftwerksportfolios oberhalb dieser Linie sind ineffizient, da niedrigere Kosten im Erwartungswert möglich wären, ohne dabei ein zusätzliches Risiko eingehen zu müssen. Ein Zubau ist grundsätzlich erforderlich, da eine Elektrizitätsnachfrage gedeckt werden muss und durch altersbedingte Stilllegungen die installierte Kapazität der Bestandskraftwerke im Zeitverlauf sinkt.

Das Strommarktmodell und das Portfoliomodell werden nachfolgend für Deutschland im Zeitraum 2014-2030 angewendet. Als Zubaukraftwerke stehen moderne Braunkohle-, Steinkohle-, Gaskombi-, und

¹ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Heßbrühlstr. 49a, +49(0)711 68587833, +49(0)711 68587873, johann.gottschling@ier.uni-stuttgart.de, <http://www.ier.uni-stuttgart.de/>

Gasturbinenkraftwerke zur Verfügung. Für die Projektionen der Energieträgerpreise von Erdgas und Steinkohle wurde ein Vektor-Autoregressives Modell eingesetzt, das mit einem externen Trend des World Energy Outlook (WEO) kombiniert wurde. Die Projektionen für die CO₂-Preise beruhen auf einem Mean Reversion Modell, das ebenfalls mit einem Trend aus der gleichen Szenariofamilie des WEO kombiniert wurde. Für Braunkohle wird die Annahme getroffen, dass kein Energieträgerpreisrisiko vorliegt. Der Anteil der erneuerbaren Energien wird modellexogen vorgegeben und entspricht dem Ausbauziel der Bundesregierung.

Ein vorläufiges Ergebnis des Portfoliomodells ist in Abb. 1 dargestellt. In der Abbildung ist die Effizienzlinie für den gesamten thermischen Kraftwerkspark und die Erzeugungsstruktur der Zubauportfolios als Tortendiagramm dargestellt. Auf der Ordinate sind die durchschnittlichen erwarteten Stromgestehungskosten des gesamten thermischen Erzeugungsparks im modellierten Zeitraum abgetragen. Die Abszisse zeigt das zugehörige Risiko des Kraftwerkportfolios als höhere durchschnittliche Kosten, mit denen in den ungünstigsten fünf Prozent zu rechnen ist.

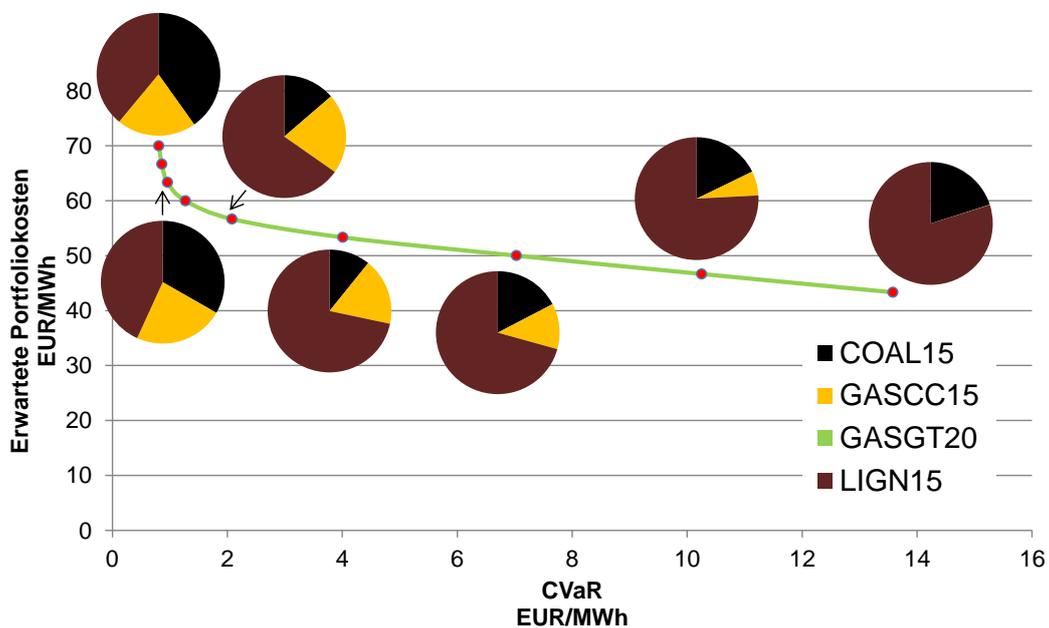


Abbildung 1: Effiziente Kraftwerksportfolios bis 2030

Das Zubauportfolio mit den geringsten Kosten im Erwartungswert ist kohledominant, wobei Braunkohlekraftwerke den höheren Anteil besitzen. Dieses Portfolio weist aber auch das höchste Risiko auf. Durch eine stärkere Streuung der CO₂-Preise im Zeitverlauf als Ergebnis der Preisprojektionen verbunden mit einem hohen CO₂-Faktor – vor allem von Braunkohlekraftwerken – können die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für dieses Portfolio bei einem Konfidenzniveau von 95 Prozent durchschnittlich 14 EUR/MWh höher liegen als erwartet. Werden höhere Stromgestehungskosten im Erwartungswert toleriert, sinkt der Anteil von Braunkohle an der Erzeugung zugunsten von Erdgaskombikraftwerken. Das Risiko, dass bei diesem Technologiemit höherer Kosten eintreten als erwartet, ist dadurch aber geringer. Dies ist damit zu begründen, dass das zusätzliche Energieträgerpreisrisiko für Erdgaskraftwerke sich nicht so stark auswirkt wie das CO₂-Preisrisiko, dem Braunkohlekraftwerke stärker als Erdgaskraftwerke unterliegen. Das Portfolio mit den höchsten Stromgestehungskosten im Erwartungswert ist ein Technologiemit aus Kohle- und Erdgaskombikraftwerken. Die erwarteten Stromgestehungskosten dieses Portfolios liegen im Durchschnitt bei 70 EUR/MWh. Das Risiko, dass mit diesem Portfolio die erwarteten Kosten übertroffen werden, ist dagegen sehr gering.