

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

**SYMPOSIUM ENERGIEINNOVATION 2014  
Johann Gottschling**

**Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)  
Universität Stuttgart**

**14.02.2014 Graz**

## AGENDA

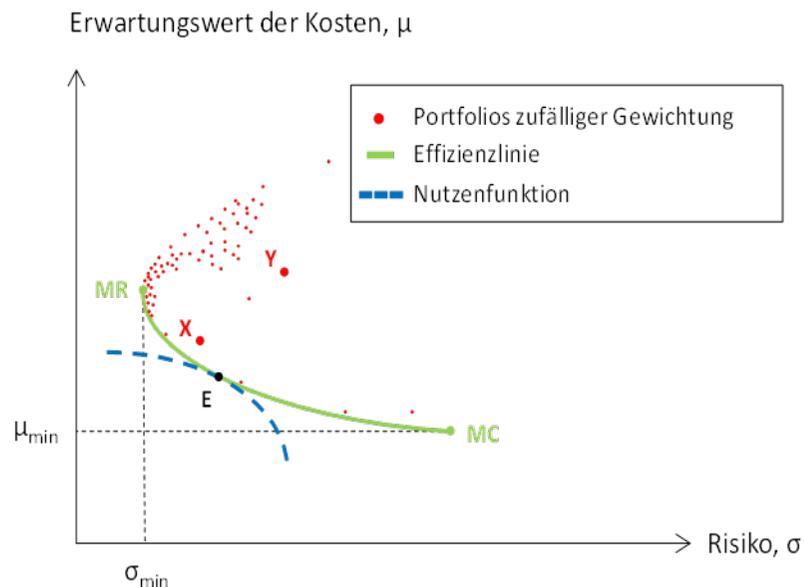
- Problemstellung und Zielsetzung
- Grundlagen zur Portfolioauswahl
- Überblick zum methodischen Gesamtkonzept
- Modellierung der Preisrisiken
- Portfoliomodell zur Auswahl effizienter Kraftwerksportfolios
- Exemplarische Modellanwendung und Modellergebnisse
- Schlussbetrachtung

## PROBLEMSTELLUNG UND ZIELSETZUNG

- Durch das geplante Ende der Kernenergienutzung und den Rückbau fossiler Kraftwerke, der zunehmend ökonomisch bedingt erfolgt, ist in Zukunft ein erheblicher Ausbau thermischer Kraftwerkskapazitäten nötig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten
- Das aktuelle Marktdesign bietet jedoch kaum Anreize für deren Neubau: Pressebericht des BDEW (April 2013): „ (...) Bei fast einem Drittel der in Planung befindlichen Anlagen (~ 38 GW) ist die Inbetriebnahme unklar (...), fehlende Wirtschaftlichkeit für Gas- und Steinkohlekraftwerke, Akzeptanzprobleme beim Bau“
- Neben unklaren regulatorischen Rahmenbedingungen führen Preisrisiken zu unsicheren Investitionsbedingungen für Kraftwerksbetreiber
- **Übertragung der Portfolioauswahl auf die Elektrizitätswirtschaft** bietet Chancen zur Minimierung der risikogewichteten Kosten der Stromerzeugung durch effiziente gesamtwirtschaftliche Kraftwerksportfolios
- **Effiziente Kraftwerksportfolios** zeichnen sich dadurch aus, dass zu einer gegebenen Erfolgsgröße des Portfolios das zugehörige Risiko minimal ist
- **Optimierungsmodell**: Zusammensetzung effizienter Kraftwerksportfolios mit zugehörigem Kosten-Risiko-Profil, Risikomessung durch **Conditional Value at Risk (CVaR)**, Fokus auf Preisrisiken (Energieträger, CO<sub>2</sub>-Zertifikate)

## GRUNDLAGEN ZUR PORTFOLIOAUSWAHL

- Ausgangssituation: Kraftwerksportfolios mit zufälliger Gewichtung, Unterschiede bestehen hinsichtlich erwarteten Kosten ( $\mu$ ) und Risiko (hier: Streuung,  $\sigma$ )
- Kraftwerksportfolio kann technologieerein sein (gesamtwirtschaftlich eher unwahrscheinlich) oder aus einer Kombination von Kraftwerken bestehen (Mischportfolio)
- Gesamtmenge der Portfolios werden durch Punkte im  $\mu$ - $\sigma$ -Raum repräsentiert



- Bei **effizienten Portfolios** existiert zu einem vorgegebenen Erwartungswert für die Kosten kein Portfolio, das ein geringeres Risiko aufweist bzw. zu einem bestimmten Risiko sind keine niedrigeren Kosten möglich
- Effizienzlinie (grüne Kurve) ist Verbindungslinie effizienter Portfolios, sie kann in einem Optimierungsprozess hergeleitet werden
- Gilt unabhängig von persönlichen Risikopräferenzen der Entscheidungsträger (Investoren/Kraftwerksbetreiber)

## ÜBERBLICK ZUM METHODISCHEN VORGEHEN

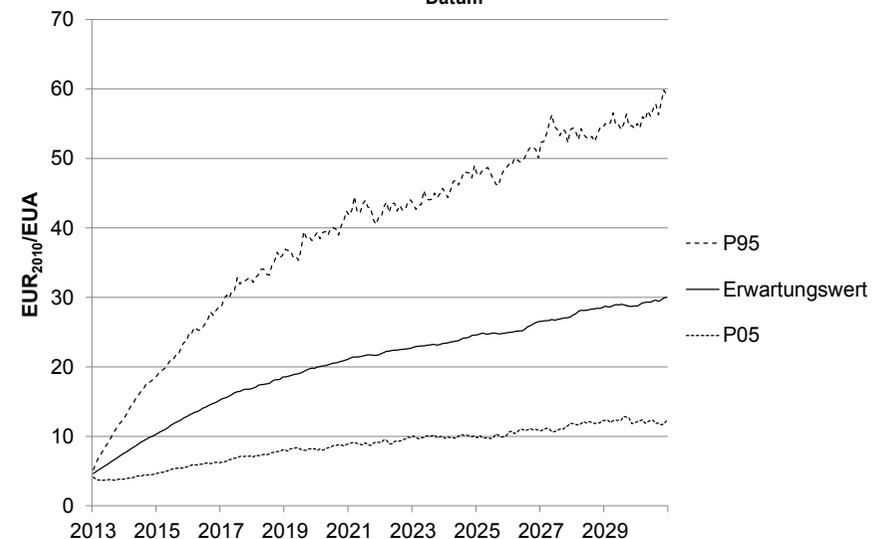
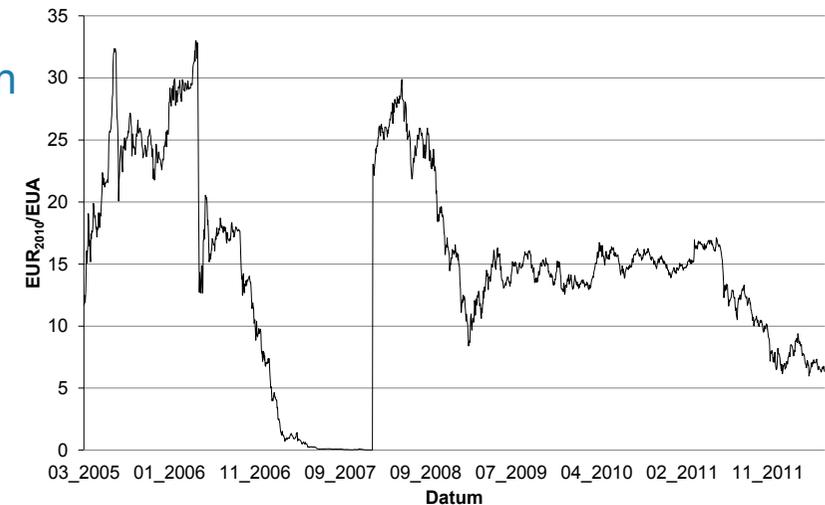
- Beschreibung volatiler Energieträger- (Erdöl, Erdgas, Steinkohle) und CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise durch stochastische Modelle aus der Finanzmathematik und ökonometrische Zeitreihenmodelle



- Nutzung eines fundamentalen Strommarktmodells zur Ermittlung von Kostenverteilungen für Bestands- und Zubautechnologien des thermischen Kraftwerksparks durch wiederholte Modellläufe mit unterschiedlichen Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien (Reduktion auf 50 Energieträger- und 20 CO<sub>2</sub>-Preisszenarien → **Kostenminimaler** Kraftwerkszubau und -einsatz für jedes Szenario (insgesamt 1000))
- CVaR-Portfoliomodell: Ermittlung effizienter Kraftwerksportfolios → **Risikominimaler** Kraftwerkseinsatz über alle Szenarien

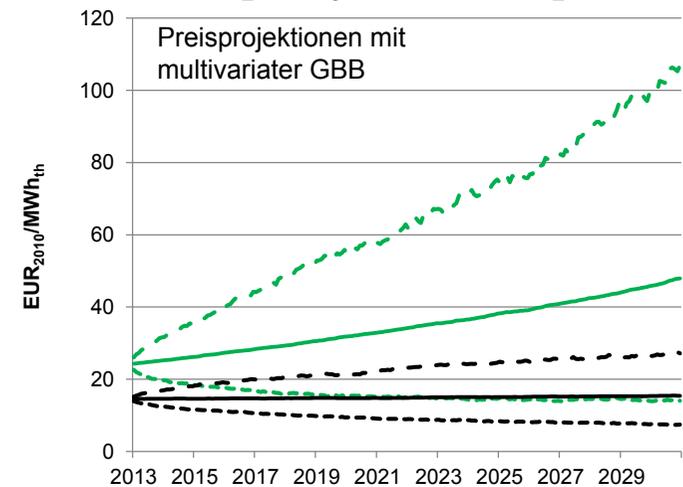
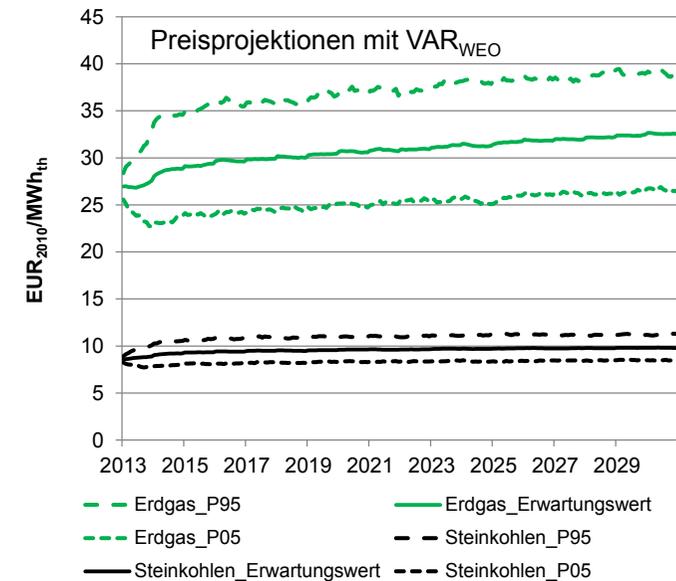
## MODELLIERUNG DER PREISRISIKEN: CO<sub>2</sub>-ZERTIFIKATE

- Historische Spotpreise für Emissionsrechte unterliegen mitunter deutlichen Schwankungen
- Betrachtung fünf stochastischer Prozesse: Geometrische Brownsche Bewegung (GBB), Mean Reversion (MR), GBB mit Jump-Diffusion, GARCH, Regime-Switching
- Schätzung der Modellparameter auf der Grundlage täglicher Daten aus dem Zeitraum 03/2008 - 05/2012
- Ergebnis der Preissimulation: Keines der untersuchten Modelle liefert verwendbare Ergebnisse für Preisprojektionen bis 2030 (kein Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise im Zeitverlauf)
- Daher: Kombination des MR-Modells mit externem Preistrend des *WEO<sub>2012 new policies</sub>*: CO<sub>2</sub>-Preise kehren stets zu diesem Trend zurück



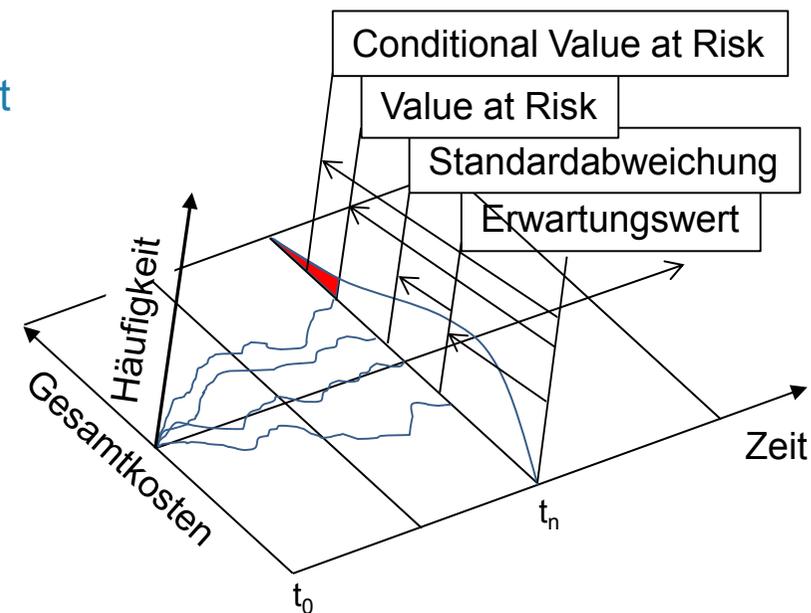
## MODELLIERUNG DER PREISRISIKEN: ENERGIETRÄGER

- Historischer Preisverlauf der untersuchten Energieträger nicht unabhängig voneinander, Interdependenzen erkennbar (Erdöl-Erdgas ab 1980, Erdöl-Steinkohle vor 1987 und ab 2000)
- Verwendung multivariater Ansätze für Preisprojektionen: Vektor-Autoregressives (VAR) Modell mit externem Trend *WEO<sub>2012</sub> new policies* und Multivariate GBB (Korrelierte Zufallszahlen)
- Schätzung der Modellparameter auf der Grundlage monatlicher inflationsbereinigter Einfuhrpreise aus dem Zeitraum 1970-2012
- Unterschiede bzgl. Erwartungswert und Streuung der projizierten Preise im Zeitverlauf
- VAR-Modell: geringer Preisanstieg im Erwartungswert bei Erdgas, gleich bleibende Streuung der Preise
- Multivariate GBB: Stärkerer Anstieg im Erwartungswert bei Erdgaspreisen, zunehmende Streuung der Preise



## CVAR-PORTFOLIOMODELL: RISIKOMAß

- Verwendung des Conditional Value at Risk (CVaR) als Risikomaß im Portfoliomodell
- Uneingeschränkt kohärentes Risikomaß, bildet lineares Optimierungsproblem, lösbar
- **Value at Risk** ( $VaR_\alpha$ ): Bestimmtes  $\alpha$ -Quantil bzw. Schwellenwert einer (Verlust-)Verteilung, wird mit einer Wahrscheinlichkeit von  $\alpha$  nicht überschritten
- Konfidenzniveau frei wählbar (hier 95 %), höheres Konfidenzniveau liefert Informationen über extremeres Verteilungsende
- **Conditional Value at Risk** ( $CVaR_\alpha$ ): Wert, der bei Überschreitung des VaR zu erwarten ist  
 Beispiel  $CVaR_{0.95}$ : Mit diesen Kosten ist in den fünf Prozent der schlechtesten Fälle erwartungsgemäß zu rechnen  $\rightarrow$  Min!
- Erforderlicher Input für das Portfoliomodell: Jährliche Verteilung der Stromgestehungskosten bestehender Kraftwerke und aller zur Investition verfügbaren Technologieoptionen (aus Optimierung im Strommarktmodell)

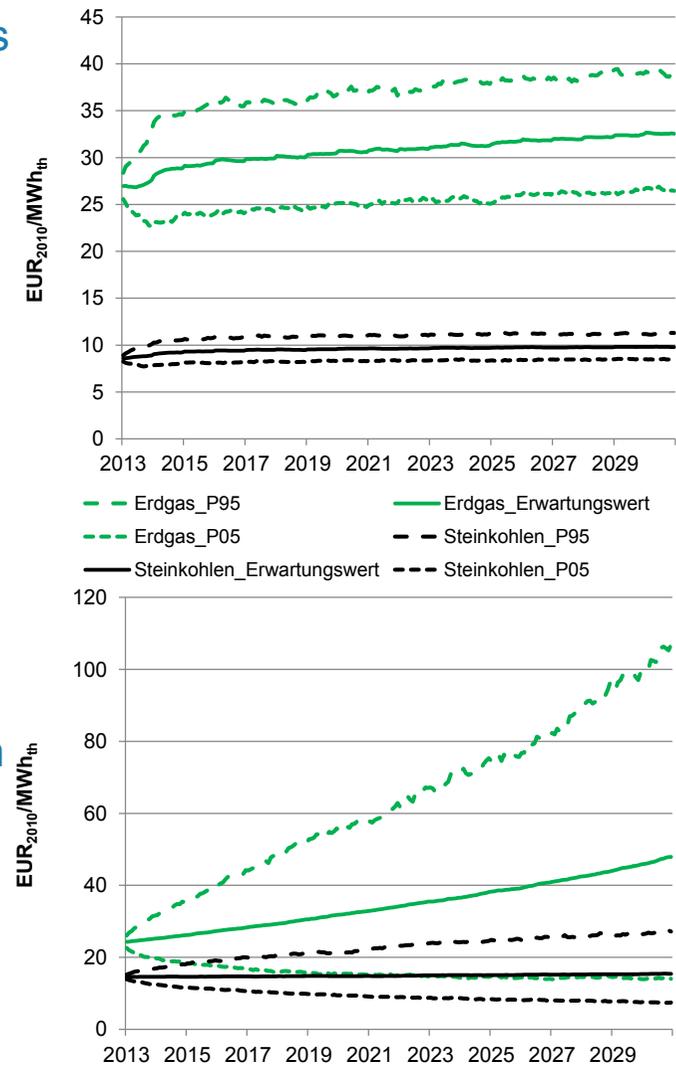


## CVAR-PORTFOLIOMODELL: MODELLANSATZ

- Mehrere Optimierungsschritte für die Ermittlung der Effizienzlinie erforderlich: In jedem Optimierungsschritt wird zu **vorgegebenen erwarteten durchschnittlichen Stromgestehungskosten** (SGK) fürs Portfolio, die im betrachteten Zeitraum nicht überschritten werden dürfen, das jeweils **CVaR-risikominimale Kraftwerksportfolio** ermittelt und die dafür erforderlichen Technologieanteile (MWh) bestimmt
- Im ersten Optimierungsschritt dürfen höchstens die niedrigsten durchschnittlichen erwarteten Stromgestehungskosten des Portfolios erzielt werden
- Ein Risiko tritt dann ein, wenn die szenarioabhängigen Portfoliokosten höher liegen als der erwartete Wert → Differenz der szenarioabhängigen Portfoliokosten (Summe der szenarioabhängigen SGK der Kraftwerke, gewichtet mit ihrem Technologieanteil) und der erwarteten Portfoliokosten (Summe der erwarteten SGK der Kraftwerke, gewichtet mit ihrem Technologieanteil), Technologieanteile (Erzeugung) müssen sich zur jährlichen Residualnachfrage addieren
- Aus der Verteilung der über den gesamten Zeitraum kumulierten Kostenabweichungen wird dann der VaR und CVaR berechnet → liefert einen Punkt auf der Effizienzlinie
- Inkrementelle Erhöhung der Zielkosten ... im letzten Optimierungsschritt dürfen (höchstens) die höchsten erwarteten SGK des Portfolios erzielt werden → Auf diese Weise wird die Effizienzlinie „abgefahren“

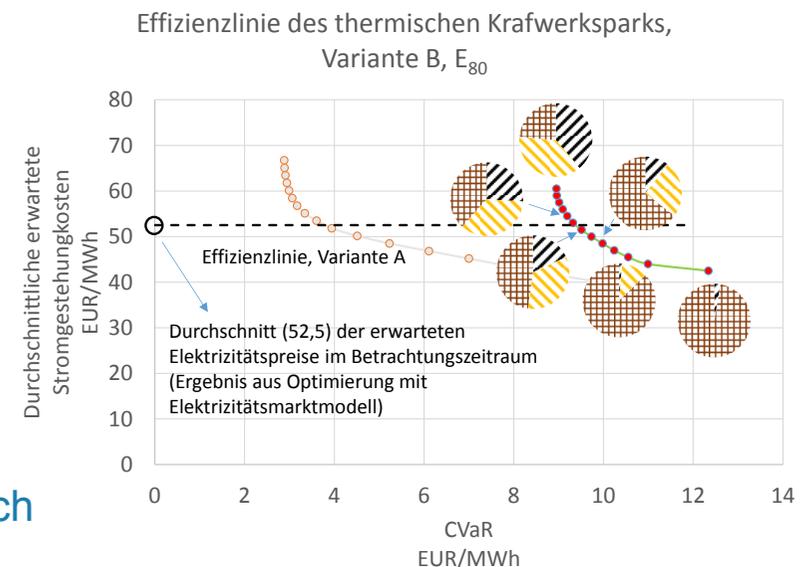
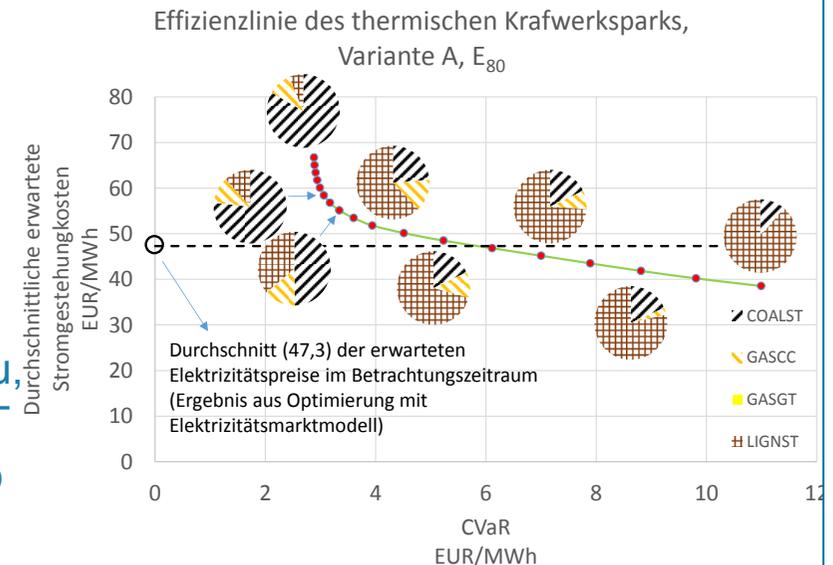
## CVAR-PORTFOLIOMODELL: ANWENDUNG

- Exemplarische Modellanwendung zur Bestimmung eines gesamtwirtschaftlich effizienten Kraftwerksportfolios für Deutschland im Zeitraum 2015-2030
- Investitionsoptionen: Braunkohle- (LIGNST), Steinkohle- (COALST), Gasturbinen- (GASGT) und Gaskombikraftwerke (GASCC)
- Exogene Vorgabe des Anteils erneuerbarer Energien entsprechend Ausbauzielen der Bundesregierung (50 % Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030)
- **Zwei Varianten für Energieträgerpreise**, konstante Braunkohlepreise im Betrachtungszeitraum
- **Variante A:** Modellrechnungen mit Energieträgerpreisen aus dem VAR-Modell mit externem Trend, **Variante B:** Modellrechnungen mit Energieträgerpreisen aus dem Modell der multivariaten GBB
- Eine Variante für CO<sub>2</sub>-Preise: Mean-Reversion mit externem Trend



## MODELLERGEBNISSE

- Erzeugung im Zubauportfolio mit den niedrigsten Kosten im Erwartungswert (aber auch höchstem Risiko) unabhängig vom unterstellten Energieträgerpreismodell braunkohledominant
- **Variante A:** „Lockerung“ der Zielkosten führt dazu, dass der Einsatz von LIGNST v.a. durch COALST ersetzt wird, zusätzliches Energieträgerpreisrisiko von COALST wird kompensiert durch niedrigeres CO<sub>2</sub>-Preisrisiko
- **Variante B:** Substitution durch COALST weniger stark ausgeprägt wegen höherer und stärkerer streuender Steinkohlepreise im Zeitverlauf, eher Einsatz von GASCC im unteren Drittel der Effizienzlinie (insgesamt niedrigeres Preisrisiko)
- GASGT werden nicht bzw. kaum eingesetzt
- Das Portfolio, das am robustesten gegen Preisrisiken ist, besteht in Variante A hauptsächlich aus COALST, Technologiemix in Variante B



## SCHLUSSBETRACHTUNG

- Optimierungsmodell zur Ermittlung effizienter Kraftwerksportfolios, Verwendung des Conditional Value at Risk als (asymmetrisches) Risikomaß
- Exemplarisch Modellanwendung für den thermischen Kraftwerkspark in Deutschland im Zeitraum 2015-2030, Fokus auf Preisrisiken (CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise, Energieträgerpreise)
- Unabhängig von den unterstellten Modellen zur Modellierung der Energieträgerpreise ist die Erzeugung der Zubauportfolios, die zu den geringsten erwarteten Portfoliokosten führen, braunkohledominant
- Darüber hinaus wird der KW-Einsatz effizienter Portfolios und die Lage der Effizienzlinie im Kosten-Risiko-Raum stark von den Annahmen über die zukünftige Preisentwicklung der Energieträger bestimmt
- Gerade für die risikoaversen Kraftwerksportfolios (Höhere Stromgestehungskosten) besteht das Risiko, ihre Vollkosten mit Preisen aus dem EOM nicht decken zu können
- Eine Erweiterungsmöglichkeit besteht in der Berücksichtigung von Mengenrisiken für den Einsatz thermischer Kraftwerke durch fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien