Energiesystemmodelle für die Praxis – Wo und wo besser nicht?

Thomas Möbius & Prof. Dr. Felix Müsgens

Brandenburgische Technische Universität

Workshop „Daten, fundamentale und stochastische Analysen – Wissenschaft trifft Energiewirtschaft“

online, 13.05.2022

Forschungsschwerpunkte

Methoden, z.B.

- Analyse partieller Marktgleichgewichte
- Operations Research und Industrieökonomik
- Ökonometrie und statistische Analysen

Modelle

- Einsatz- und Investitionsoptimierung
- Einzelanlagen, Portfolios und Gesamtsysteme
- Strom, Gas, Power-to-X
- Stat. Modelle

Marktdesign, z.B.

- Regelleistung
- Klimaschutz
- Auktionsdesign für EE
- Sektorkopplung

Definition: Techno-Ökonomische Energiesystemmodelle

- In der wiss. Literatur gibt es verschiedene Definitionen für Energiesystemmodelle (vgl. z.B. Pfenninger et al., 2014)
- Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich auf Energiesystemmodelle (ESM), die techno-ökonomische Zusammenhänge in Energiesystemen abbilden und die als Optimierungsproblem mit Methoden des Operations Research formuliert und gelöst werden können.
- Operations Research ist eine Forschungsdisziplin, in der seit Dekaden intensive Forschungen und Weiterentwicklungen stattfinden. Üblicherweise wird eine Zielfunktion optimiert, unter Einhaltung von Nebenbedingungen:

Einfaches Lineares Problem (abstrakt)

Objective: $\max_{x_j} Z = \sum_{j=1}^{n} c_j \cdot x_j$ → **Objective Function**

s.t.:

$\sum_{j=1}^{n} a_{ij} \cdot xj \leq b_i \ \forall$ i=1,…,m → "Regular" constraints

$x_j \geq 0$ → Non-negativity constraints

where: $i = 1, 2 \ldots m$

$j = 1, 2 \ldots n$

Quelle: eigene Darstellung

Einfaches ESM (Beispiel)

Objective function:

$$\min_{G_{i,t}} TC = \sum_{i,t} vc_i * G_{i,t}$$

Constraints:

- Capacity constraint $G_{i,t} \leq cap_i * af_i \quad \forall i, t$
- Energy Balance $\sum_i G_{i,t} = demand_t \quad \forall t$
- Non-negativity constraints $0 \leq G_{i,t} \quad \forall i, t$

Quelle: eigene Darstellung

Stochastisches Investitionsmodell mit Risikopräferenzen

Objective function:

$$\min TC = IC + (1-\omega) \sum_s \rho_s OC_s + \omega cvar$$

Constraints:

Conditional Value at Risk

$$\zeta + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s \in S} \rho_s a_s \leq cvar$$

$$a_s \geq OC_s - \zeta \quad \forall s \in S$$

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Möbius, Riepin, Müsgens, v.d. Weijde (2021)

Adaptive Robust Optimization

$$\min_x C_I^T x \quad \text{s.t.} \quad x \in \mathbb{Z}^n, \ h(x) = 0, \ g(x) \leq 0$$

$$\max_u \quad \text{s.t.} \quad u \in U$$

$$\min_y [C_O(x,u)]^T y \quad \text{s.t.} \quad y \in \Xi(\cdot)$$

Quelle: Riepin, Schmidt, Baringo, Müsgens (2021)

Nutzen

- “The purpose of computing is insight, not numbers” (Hamming, 1962). Ich sehe den Wert für Forschung und Industrie breiter: Erkenntnisse und Quantifizierung.
- Konkret können Energiesystemmodelle aus der angewandten Forschung zahlreiche Dienstleistungen für die Wirtschaft bereitstellen, z.B.
  - Einsatz- und Investitionsentscheidungen verbessern
  - Preisschätzer für Energiemärkte generieren
  - Erkenntnisse zu: Zusammensetzung der Technologien, Interkonnektoren und Stromaustausch, CO_2-Emissionen & CO_2-Preisschätzer, Primärenergieverbrauch, Speicherbedarf
  - Netzplanung
  - Modelle für weitere Märkte: CO_2-Markt, Gasmarkt, Kohlemarkt
  - Explorative Szenarien-Analysen
  - Nicht-beobachtbare Variablen

Einsatz- und Investitionsentscheidungen verbessern

Optimierter Anlageneinsatz

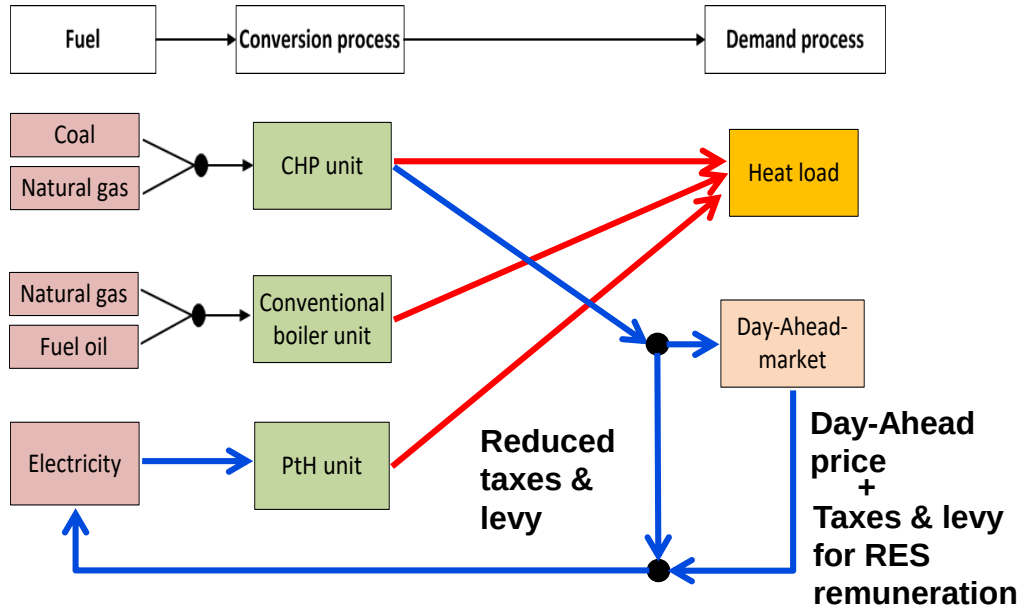
- Marktübergreifend z.B. Regelleistung vs. Day-ahead
- Z.B. KWK-Anlage kombiniert mit einem Gasbrenner und einer Power-to-heat-Einheit

Formulierung

- Exogene Vorgaben/Annahmen: Preise, Kapazitäten, …
- Endogene Variablen: Produktion, …
- Zielfunktion: Maximiere Deckungsbeitrag
- Nebenbedingungen: Kapazitätsgrenzen, …

Analyse hilft Wirtschaft und Industrie

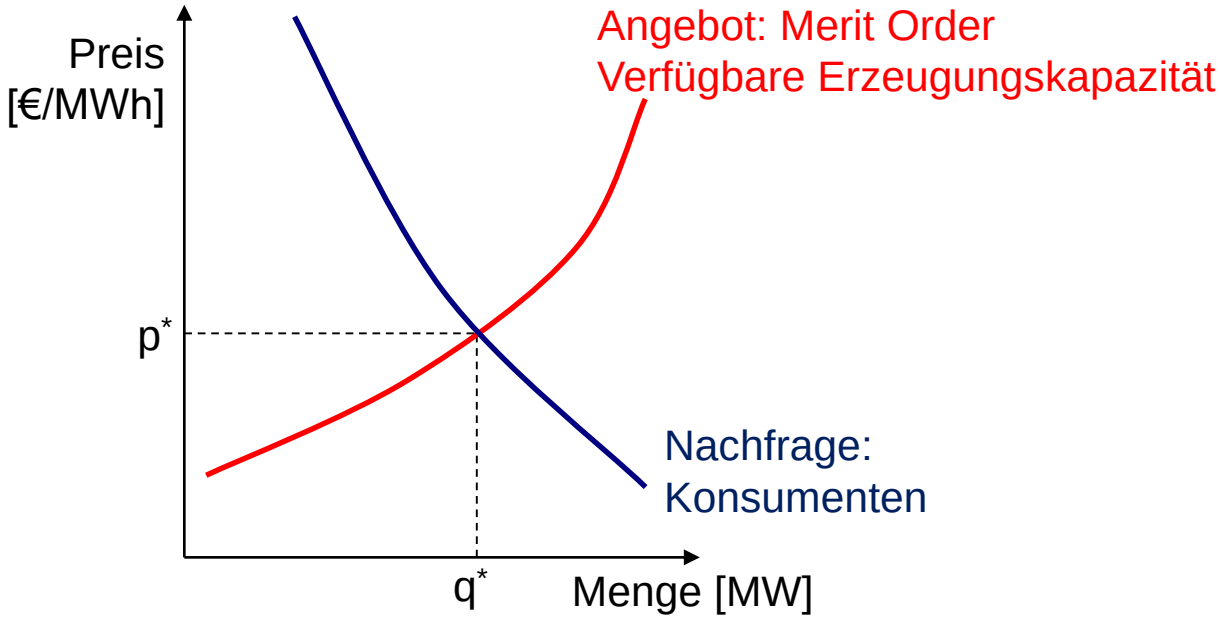
- Maximieren der täglichen Erlöse durch optimalen Anlagenbetrieb
- Bewertung von Investitionsentscheidungen
- Konkretes Ergebnis z.B.: mangelnde Wirtschaftlichkeit für Power-to-Heat Anlage, insbesondere bei vollen Abgaben und Umlagen im Strombezug



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf Müsgens und Scholz (2015)

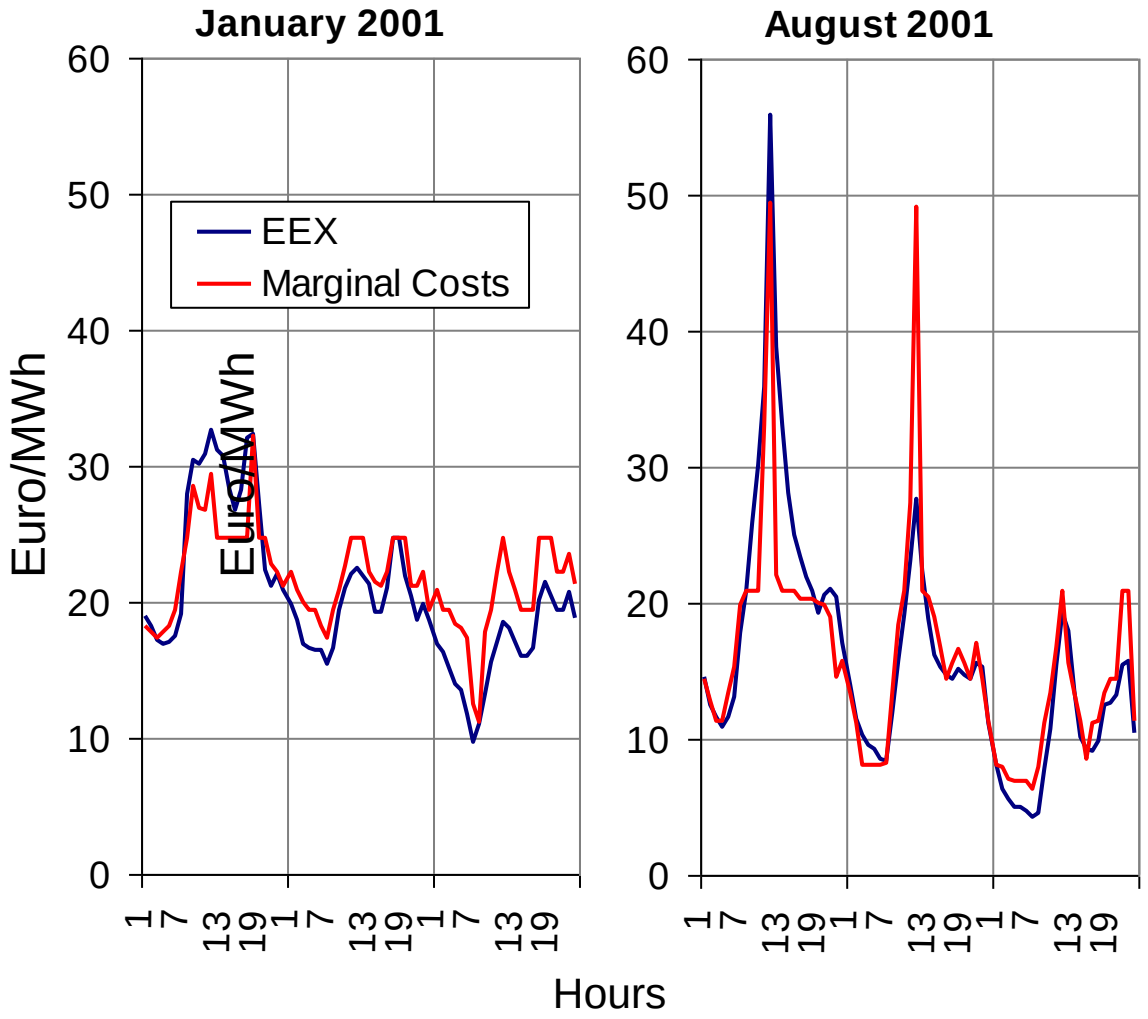
Preisschätzer generieren

- Für viele Entscheidungen werden Preisschätzer benötigt:
  - z.B. um Handelsgewinne zu erzielen
  - fehlende Terminpreise für zukünftige Zeiträume oder illiquide Märkte
- ESM können Preisschätzer generieren. Dabei werden im techno-ökonomischen ESM Marktgleichgewichte berechnet. Die Dualvariable der Nachfragerestriktion dient als Preisschätzer.
- Sowohl Kostenminimierung als auch Wohlfahrtsmaximierung finden pareto-effiziente Lösungen, genau wie freier Warenaustausch auf einem Markt



Lange Tradition von Preisschätzung mit ESM

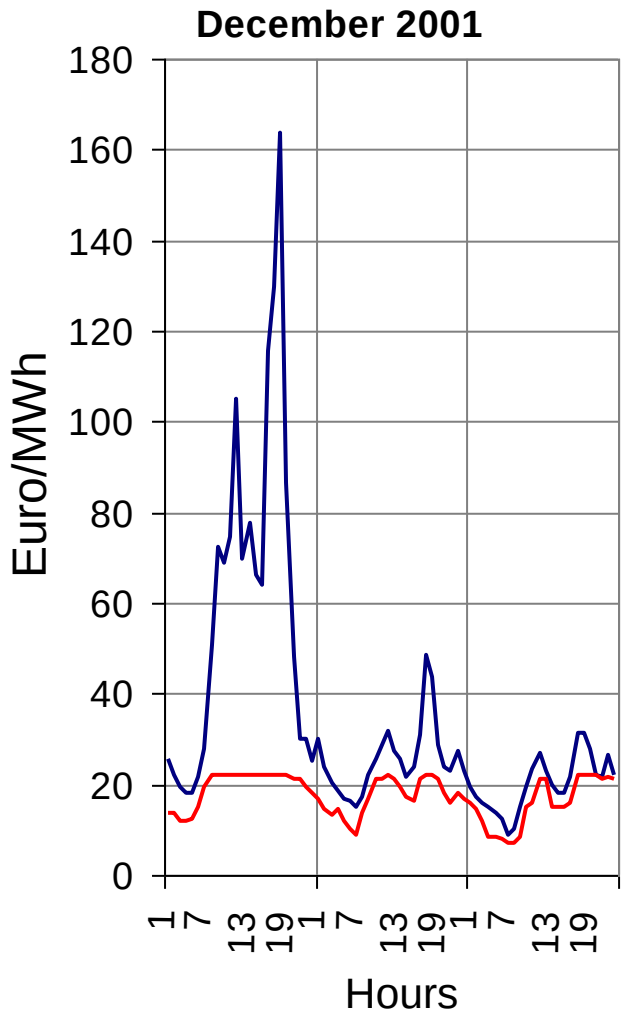
- Modelle lieferten bereits Preisschätzer bevor Preise überhaupt veröffentlicht wurden
- Am 14.06.00 hat die LPX in Leipzig zum ersten Mal gehandelt – und wir waren selbst überrascht über die Korrelation zwischen ESM und Preisen
- Beispiel für Preisschätzer des Jahres 2001
  - Relativ geringe Abweichung im Durchschnitt, in den Einzelstunden jedoch aus heutiger Sicht ungenügend
  - Hier beispielhaft eine ex-post Analyse, Ziel: Bestimmung von Marktmacht als Differenz aus wettbewerblichem Preisschätzer (Modell) und beobachtetem Preis



Quelle: Müsgens (2006)

Lange Tradition von Preisschätzung mit ESM

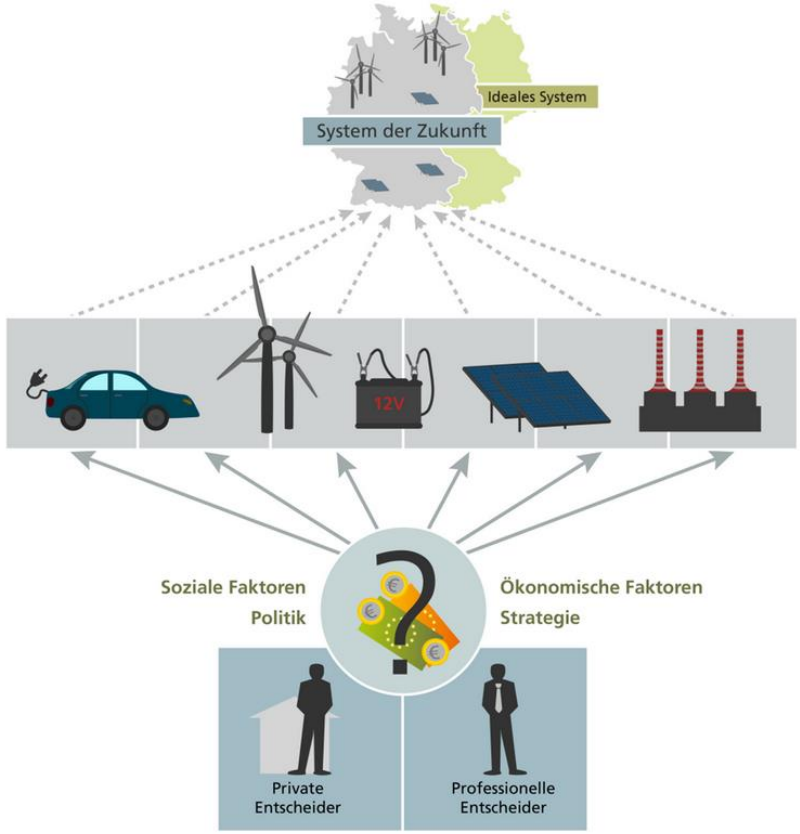
- Modelle lieferten bereits Preisschätzer bevor Preise überhaupt veröffentlicht wurden
- Am 14.06.00 hat die LPX in Leipzig zum ersten Mal gehandelt – und wir waren selbst überrascht über die Korrelation zwischen ESM und Preisen
- Beispiel für Preisschätzer des Jahres 2001
  - Relativ geringe Abweichung im Durchschnitt, in den Einzelstunden jedoch aus heutiger Sicht ungenügend
  - Hier beispielhaft eine ex-post Analyse, Ziel: **Bestimmung von Marktmacht** als Differenz aus wettbewerblichem Preisschätzer (Modell) und beobachtetem Preis



Quelle: Müsgens (2006)

Komplexere Wirtschaftlichkeitsanalysen

- Zeitlich hochaufgelöste Preisschätzer für zukünftige Zeiträume sind wertvolle Basis für Investitionsentscheidungen:
  - Schritt 1: Schätzung der langfristigen Preisentwicklung unter Berücksichtigung von Veränderungen im Energiesystem (endogen oder exogen), ESM als Marktmodell
  - Schritt 2: Verwendung der modellierten Preisentwicklung zur Bewertung der Investitionen, ESM als Anlagenoptimierungsmodell
- Bei hohem Investitionsvolumen kann die Aussagekraft der Modellanalysen weiter erhöht werden:
  - Zusätzliche Szenarien
    - Variation des politischen Rahmens (Kohleausstieg, Klimaziele, EE-Ausbaugeschwindigkeit, …)
    - Variation anderer strompreisrelevanter Faktoren (Brennstoffpreise, CO_2-Preise, …)
  - Erhöhung der empirischen und methodischen Detaillierungstiefe
    - Modellierung von Unsicherheit
    - Netzengpässe und regionale Auflösung
    - Investitionsspezifische Elemente



© Fraunhofer ISE

Weitere Anwendungsfelder

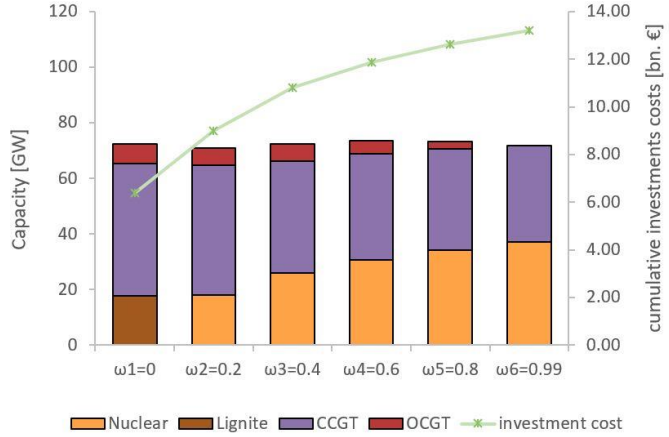
Langfristige Optimierung des Stromsystems liefert weitere Erkenntnisse:

- Zusammensetzung der Technologien
- Interkonnektoren und Stromaustausch
- CO_2-Emissionen & CO_2-Preisschätzer
- Kohleverbrauch
- Gasverbrauch
- Speicherbedarf

Nutzer:

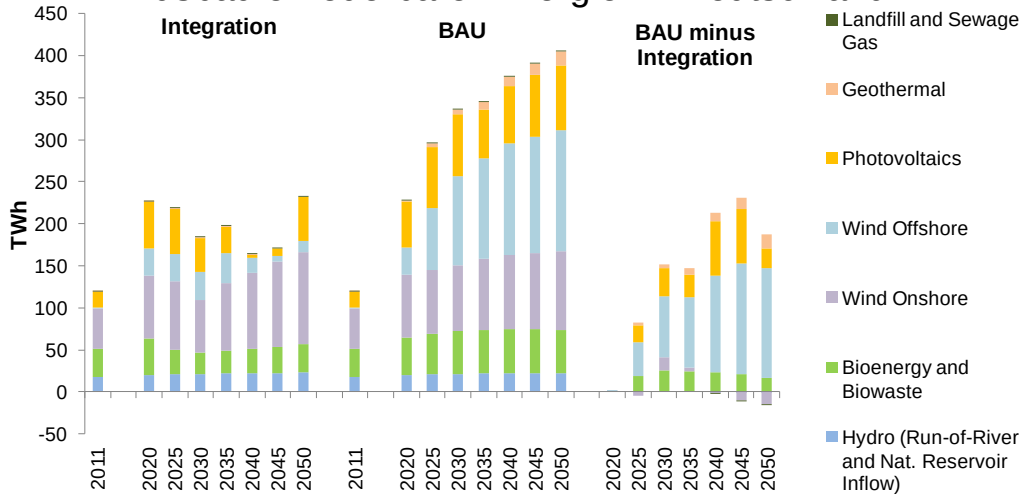
- Industrie
- Politische Entscheider
- Regulierer

Kapazitätszubau und Zubaukosten – EU 2030



Quelle: Möbius, van der Weijde, Riepin and Müsgens (2021)

Ausbau erneuerbarer Energien – Deutschland

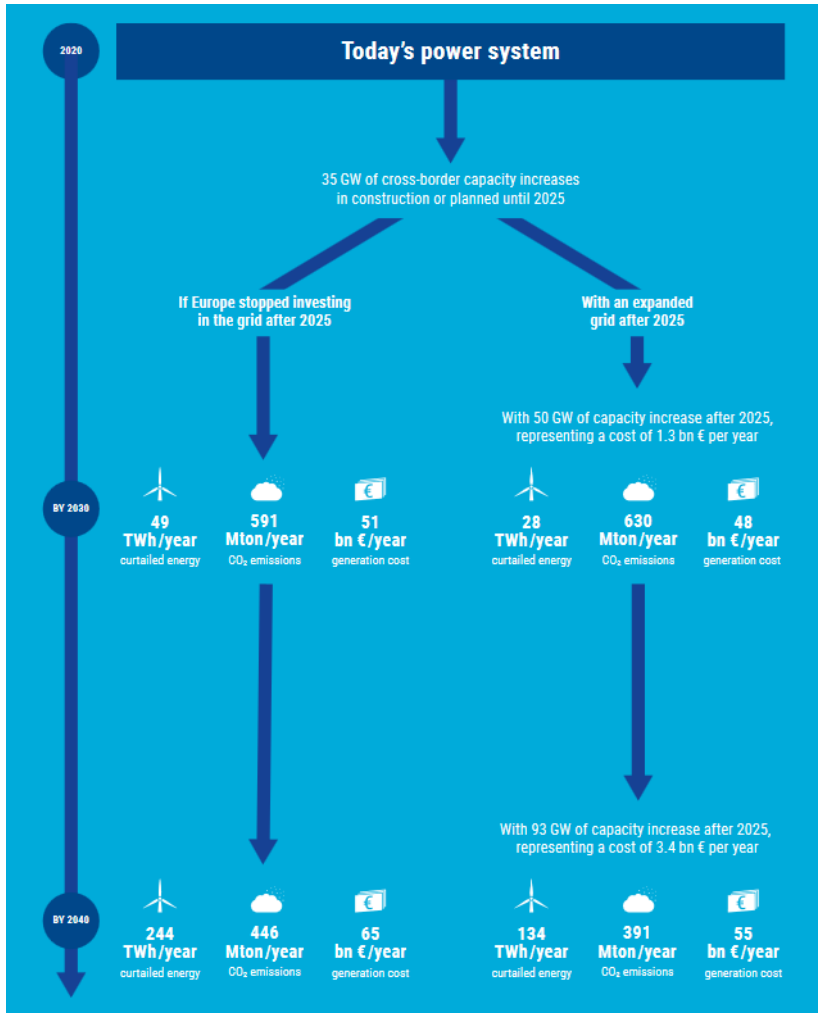


Quelle: Müsgens (2020)

Anwendungsgebiete fundamentaler Energiesystemmodelle

Netzplanung

- Netzentwicklungsplanung
- Abschätzung des Transportbedarfs in Abhängigkeit verschiedener Last- und Erzeugungssituationen
  - Regionale Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch
  - Realitätsnahe Abbildung des Kraftwerkseinsatzes (ESM: Kraftwerkseinsatzmodell) und der zu deckenden Last
- Redispatch-Bedarfe
- Ermittlung optimaler Ausbaumaßnahmen
  - Regionale Ebene
  - Nationale Ebene
  - Internationale Ebene

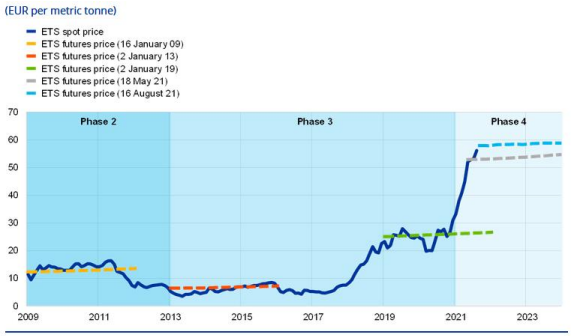


Quelle: ENTSO-E TYNDP 2020

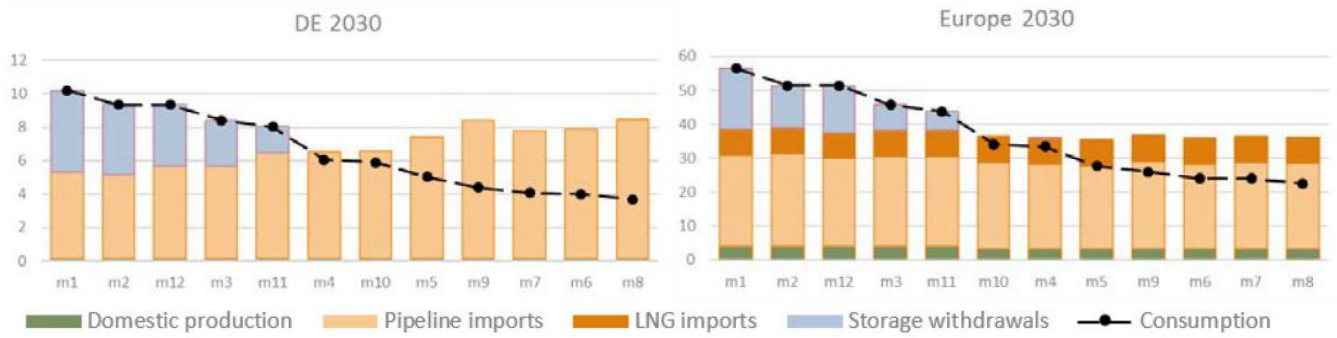
Weitere Märkte

Weitere Märkte

- CO_2-Zertifikate
- Gasmarkt
- Weitere Commodities
- Sektorenkopplung



Sources: Refinitiv, Bloomberg and ECB calculations.
Notes: Yearly EU ETS futures prices are calculated as averages of the quarterly futures prices for any given year. Latest observation: August 2021 for EU ETS spot prices (monthly data) and December 2023 for EU ETS futures prices (quarterly data).



Jährliche Lastdauer-Kurven auf dem deutschen und europäischen Gasmarkt
Quelle: Riepin and Müsgens (2022)

Isolated parameter	EUCO	ST	DG	EVP
Electricity demand	€ 577.3 M	€ 695.8 M	€ 1,112.6 M	€ 674.7 M
Installed RES capacity	€ 89.9 M	€ 83.0 M	€ 389.5 M	€ 104.5 M
Gas demand[1]	€ 50.2 M	€ 45.9 M	€ 3.0 M	€ 0.4 M
Fuel price[2]	€ 245.8 M	€ 9.3 M	€ 51.0 M	€ 1.0 M
CO_2 price	€ 864.2 M	€ 661.4 M	€ 11.5 M	€ 41.9 M

Expected Costs of Ignoring Uncertainty für Schlüsselparameter auf einem integrierten europäischen Strom- und Gasmarkt,
Quelle: Riepin, Möbius und Müsgens (2021)

Explorative Szenarienanalyse

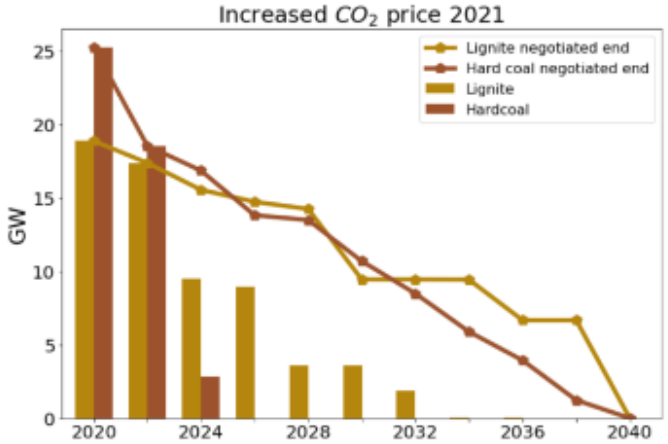
„Was wäre, wenn …“-Szenarien

- Kohleausstieg
  - Preiseinwicklung
  - Ersatzinvestitionen
  - Veränderung der Lastflüsse im Übertragungsnetz
- Regulierung
  - Nutzung von CO_2-Preis als Leitinstrument zum Klimaschutz
- Stopp der Gaslieferungen aufgrund des Krieges in der Ukraine
  - Versorgungssicherheit für Industrie und private Haushalte
  - Analyse von Alternativen

Unbeobachtbare Variablen

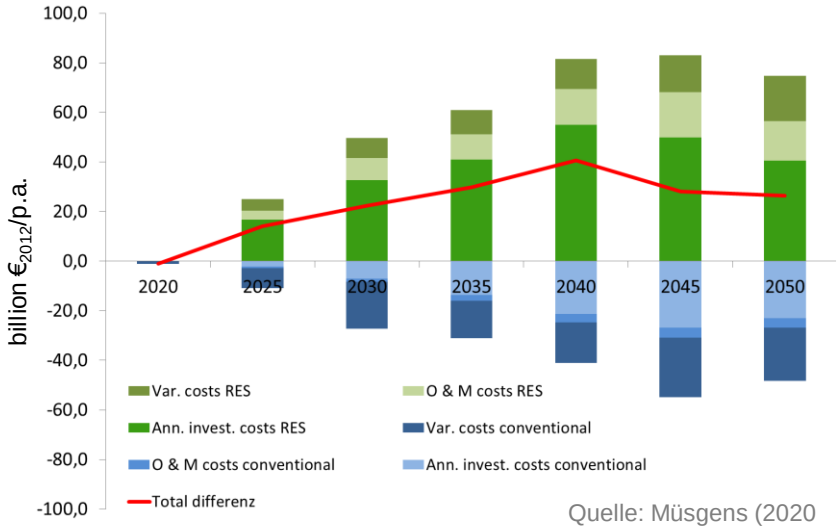
- Grenz-CO_2-Emissionen
- Preis vs. Kosten

Entwicklung der Kohlekapazitäten in Deutschland



Quelle: Sgarciu, Scholz and Müsgens (2022)

Jährliche Kostenunterschiede zwischen Szenarien



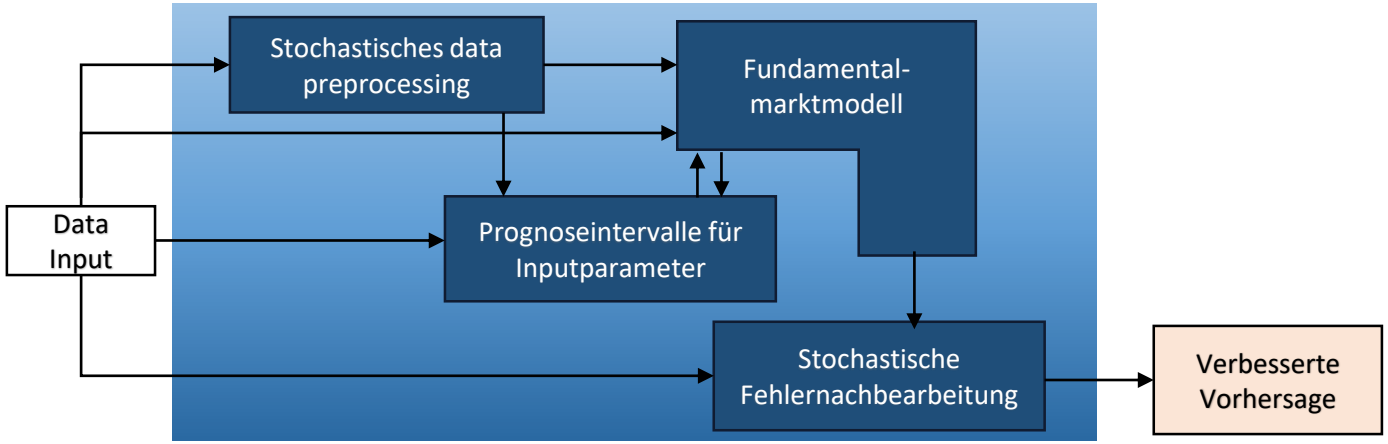
Quelle: Müsgens (2020

Energiesystemmodelle in der angewandten Forschung

- Techno-ökonomische ESM sind also ein mächtiges Werkzeug, das zum Verständnis von Wirkzusammenhängen beiträgt und quantitative Antworten auf zentrale Fragen von Wissenschaft, Politik und Industrie bereitstellen kann.
- Sie haben jedoch neben den beschriebenen Stärken auch Grenzen in der Anwendung
  - Komplexität erfordert Kenntnisse in Methoden (Techno-Ökonomie, Operations Research, Programmierung) und Empirie (Daten)
  - Das Energiesystem ist weder rational noch rein effizienzgetrieben/kostenminimierend, Fortschritt zu einer ganzheitlichen Betrachtung, die politische, regulatorische und ökonomische Aspekte zusammenbringt.
  - Beim kurzfristigen Schätzen von Preisen (day-ahead, intraday) haben sie größere Fehler als andere Modellklasse

Hybrid-Modell

- Hybrid-Modell für Preisprognosen am Day-ahead-Markt
- Das Modell soll die Stärken der fundamentalen Strommarktmodellierung und der stochastischen Modellierung kombinieren
  - Die strukturellen Aussagen von Fundamentalmarktmodellen sollen erhalten bleiben
  - Stochastische Modelle ermöglichen die Abbildung kurzfristiger Preisstrukturen und Unsicherheiten

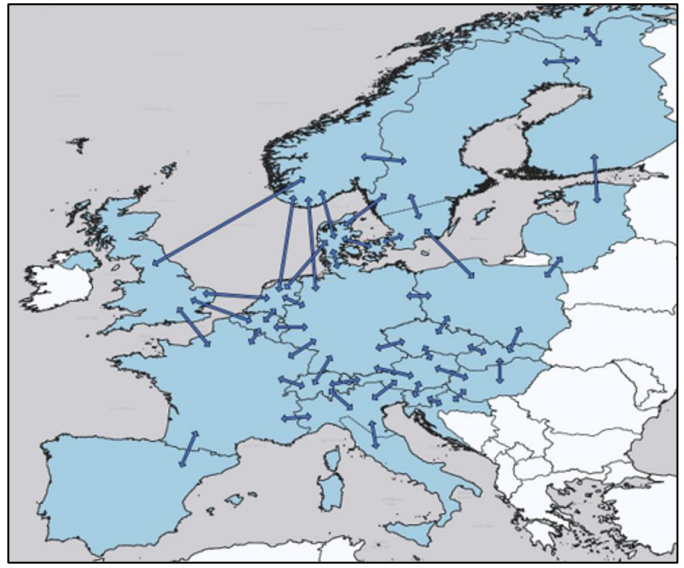


Quelle: eigene Darstellung

Hybrid-Modell

Das Fundamentalmarktmodell

- Lineares Optimierungsproblem zur Ermittlung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes
- Berücksichtigung von u.a. folgenden Komponenten:
  - Darstellung der europäischen Strommärkte, teilweise gebotszonenscharf
  - Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten
  - Kapazitätscluster nach Alter (Wirkungsgrad) und Technologie
  - Linearisierte Formulierung des Unit Commitment
  - Wirkungsgradverluste in Teillast
  - Stundenscharfe (dem Markt bekannte) Kraftwerksausfälle
  - Tages-/wochenscharfe Brennstoff- und CO_2-Preise
  - KWK-Mechnanismus, Regelleistungsvorhaltung, etc.

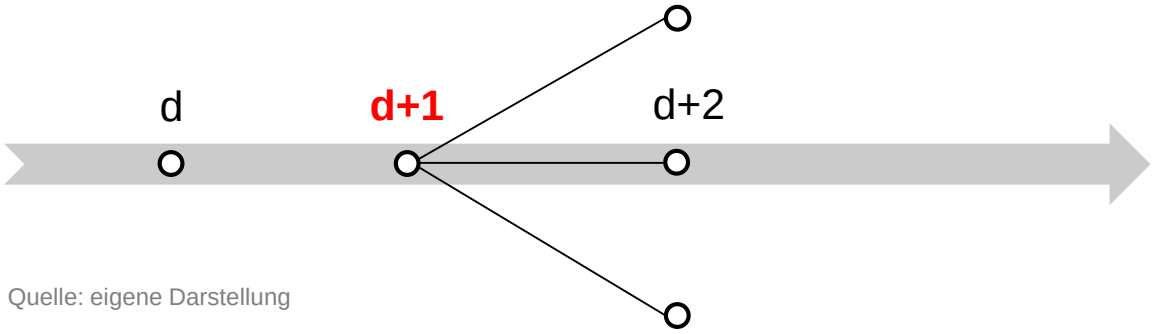


Quelle: eigene Darstellung

Hybrid-Modell

Das Fundamentalmarktmodell

- Rolling Window mit drei Tagen: d, d+1 und d+2 → Imperfekte Voraussicht
  - Mechanismen von mittelfristigen Speichern und Unit Commitment weiterhin intakt
  - Modellierung von Reservoirs und längerfristigen Speichern mit einem Wasserwert
- Inputdaten basierend auf Forecasts
  - Gute Datenverfügbarkeit für d+1, aber Verbesserung der Forecasts möglich (z.B. eine Verbesserung der Lastdaten, vgl. Möbius, Watermeyer, Grothe und Müsgens, (2022))
  - Erstellung von Prognoseintervallen für d+2 → Abbildung der Unsicherheit im System



Quelle: eigene Darstellung

Hybrid-Modell

Das Fundamentalmarktmodell

- Preisschätzer des Modells ohne stochastische Fehlernachbearbeitung: Fehler noch relativ hoch
- Vergleich zur Literatur
  - Lago et al. (2020): RMSE 7,62 €/MWh, MAE 4,24 €/MWh für 2017
  - Maciejowska et al. (2021): RMSE 8,43 €/MWh, MAE 5,92 für 2016-2019
  - Ziel and Weron (2018): MAE 5,01 €/MWh für 2012-2017
- ➢ Stochastisches postprocessing notwendig um die Qualität der Preisschätzer zu verbessern

Fehlermaße Preisschätzer [€/MWh]		
Alle	RMSE	9,50
	MAE	6,00
2016	RMSE	7,60
	MAE	4,83
2017	RMSE	12,01
	MAE	7,09
2018	RMSE	8,61
	MAE	5,91
2019	RMSE	8,09
	MAE	5,07
2020	RMSE	10,49
	MAE	7,13

Eigene Darstellung

Literatur

- Hamming, R. W. (1962): Numerical methods for scientists and engineers. McGraw-Hill, New York.
- Möbius, T., Riepin, I., Müsgens, F. und van der Weijde, A. H. (2021): Risk Aversion in Flexible Electricity Markets, under review.
- Möbius, T., Watermeyer, M., Grothe, O. und Müsgens, F. (2022): Dynamic Preprocessing of Load Data for Energy System Models, under review.
- Müsgens, F. (2020): Equilibrium Prices and Investment in Electricity Systems with CO_2-Emission Trading and High Shares of Renewable Energies, *Energy Economics*, 86, 1-8.
- Müsgens, F. (2006): Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model, *Journal of Industrial Economics*, 54 (4), S. 471-498.
- Müsgens, F., Scholz, D. (2015): Increasing flexibility of combined heat and power plants with Power-to-Heat, IEEE Conference Proceedings EEM 2015.
- Pfenninger, S., Hawkes, A., Keirstead, J. (2014): Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 33, S. 74-86.
- Riepin, I., Möbius, T., Müsgens, F. (2021): Modelling uncertainty in coupled electricity and gas systems–is it worth the effort?, *Applied Energy*, Vol. 285, 116363.
- Riepin, I., Müsgens, F. (2022): Seasonal Flexibility in the European Natural Gas Market, *The Energy Journal*, Vol. 43(1).
- Riepin, I., Schmidt, M., Baringo, L., Müsgens, F. (2021): European gas infrastructure expansion planning: an adaptive robust optimization approach, under review.
- Sgarciu, S., Scholz, D., Müsgens, F. (2022): How CO_2 Prices Accelerate Decarbonisation – the Case of Coal-Fired Generation in Germany, under review.

Danke fürs Zuhören