Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Systemkosten von Bioenergie und fluktuierenden Erneuerbaren am Strommarkt

7. Statuskonferenz
Energetische Biomassenutzung
21. November 2017

Benjamin Fleischer

Bild: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

IER

Ziel und Inhalt des Vortrags

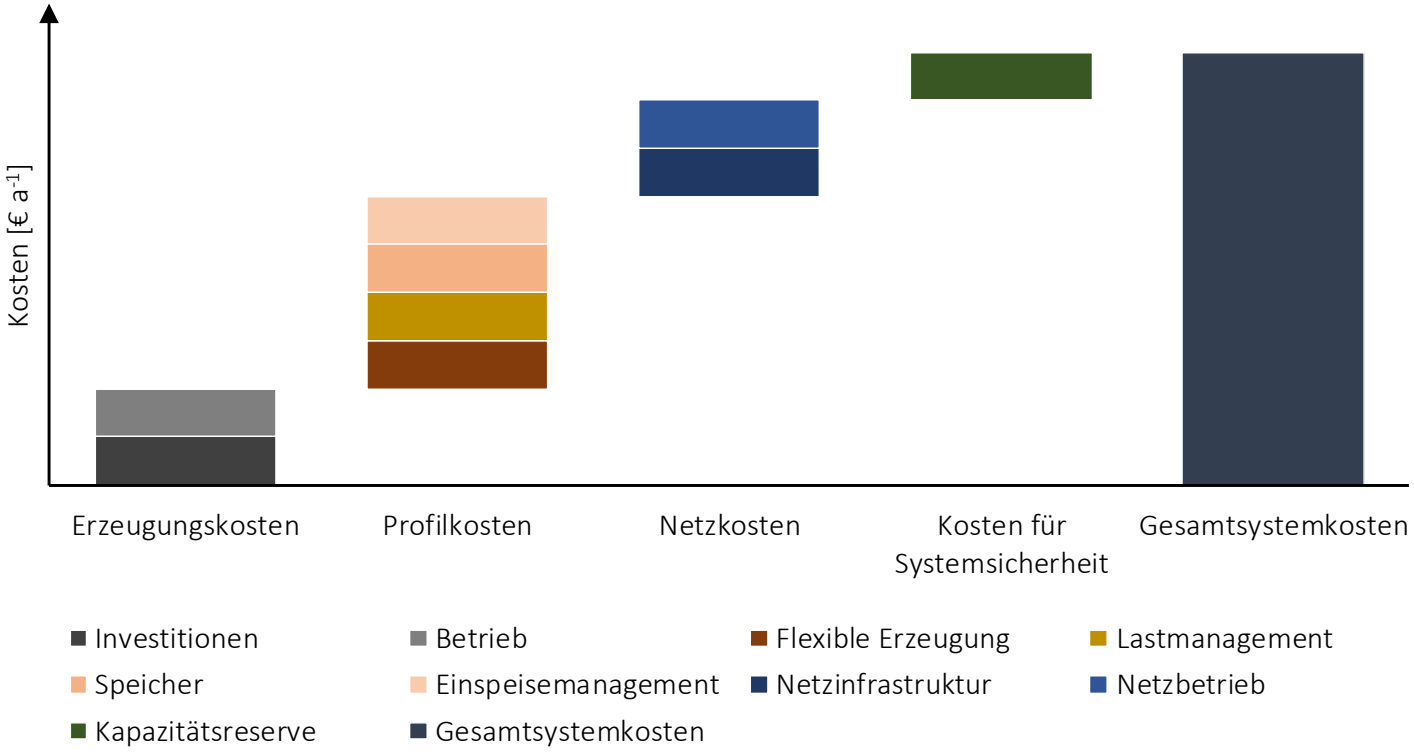
In dieser Studie sollen die **Auswirkungen** der im Rahmen der Energiewende stattfindenden Transformationsprozesse **auf die Gesamtsystemkosten** der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung in Deutschland **erläutert** und mögliche **systemkostensenkende Effekte durch die Nutzung von Bioenergie** analysiert werden. Hierzu werden:

- Die Gesamtsystemkosten der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung nach Einflussfaktoren differenziert
- Der Einfluss zunehmend restriktiver energie- und klimapolitischer Zielsetzungen auf die Entwicklung der Gesamtsystemkosten anhand von Szenariorechnungen untersucht
- Die durch die Nutzung von Bioenergie auftretenden Systemeffekte durch Variationsrechnungen mit und ohne Bioenergie ermittelt

Zur Analyse wird das am IER entwickelte fundamentale Elektrizitätsmarktmodell E2M2-Bio mit Berücksichtigung der Fernwärmemärkte angewandt.

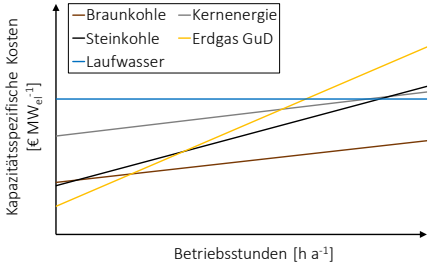
Gesamtsystemkosten in der Elektrizitätswirtschaft

Differenzierung der Gesamtsystemkosten



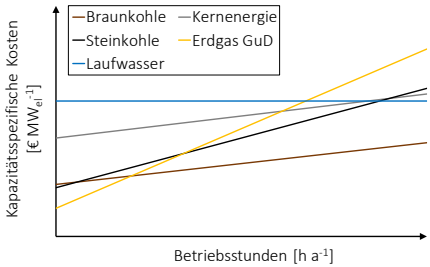
Erzeugungskosten zur bilanziellen Deckung der Nachfrage

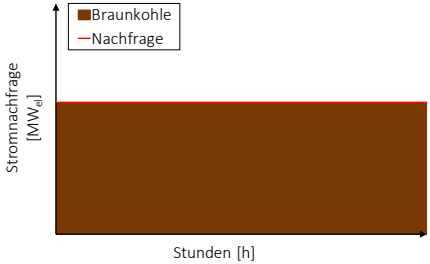
Kostentreibende Faktoren bei langfristiger Betrachtung der Elektrizitätswirtschaft:



Braunkohle: Kostengünstigste Erzeugungstechnologie

Minimale Erzeugungskosten





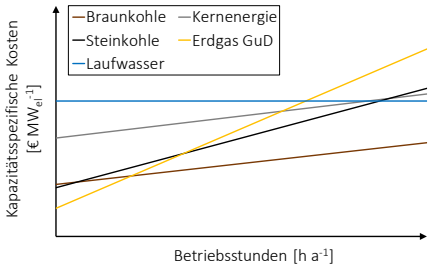
Kostentreibende Faktoren bei langfristiger Betrachtung der Elektrizitätswirtschaft:

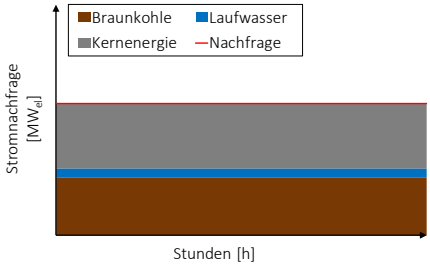
- Kapital- und Betriebskosten der Erzeugung

Kapitalintensive Technologien, niedrige Betriebskosten

Minimale Erzeugungskosten

+ begrenzte Potenziale





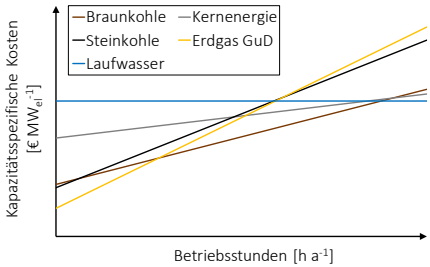
Kostentreibende Faktoren bei langfristiger Betrachtung der Elektrizitätswirtschaft:

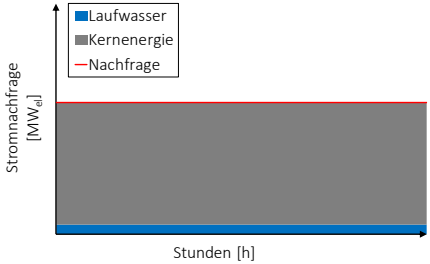
- Kapital- und Betriebskosten der Erzeugung
- Potenzialgrenzen der Energieträger

Zukünftig steigende CO_2-Preise durch ETS

ETS

Bsp.: 20 € je t CO_2





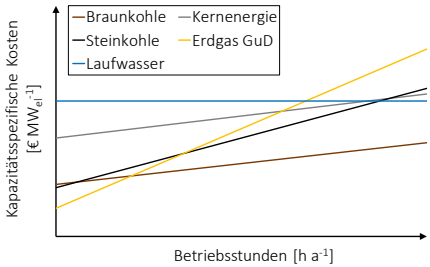
Kostentreibende Faktoren bei langfristiger Betrachtung der Elektrizitätswirtschaft:

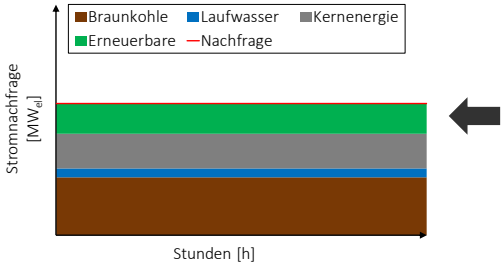
- Kapital- und Betriebskosten der Erzeugung
- Potenzialgrenzen der Energieträger
- Rahmenbedingungen:
  1. Reduktion der THG-Emissionen

Steigende Kosten durch: Ausbau erneuerbarer Energien

Technologieziele

Bsp.: Zielanteil EE





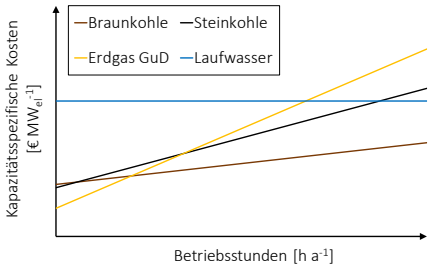
Kostentreibende Faktoren bei langfristiger Betrachtung der Elektrizitätswirtschaft:

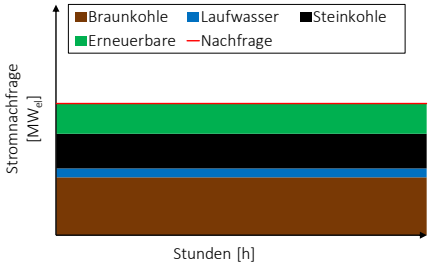
- Kapital- und Betriebskosten der Erzeugung
- Potenzialgrenzen der Energieträger
- Rahmenbedingungen:
  1. Reduktion der THG-Emissionen
  2. Ausbau erneuerbarer Energien

Steigende Kosten durch: Ausstieg aus der Kernenergie

Technologieziele

Bsp.: Ausstieg Kernenergie





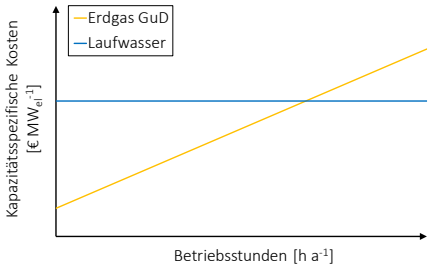
Kostentreibende Faktoren bei langfristiger Betrachtung der Elektrizitätswirtschaft:

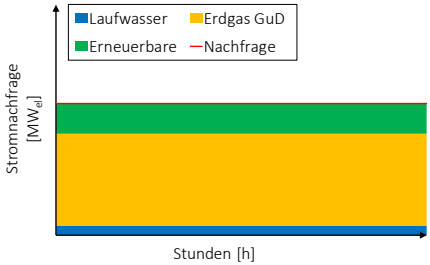
- Kapital- und Betriebskosten der Erzeugung
- Potenzialgrenzen der Energieträger
- Rahmenbedingungen:
  1. Reduktion der THG-Emissionen
  2. Ausbau erneuerbarer Energien
  3. Ausstieg aus der Kernenergie

Steigende Kosten durch: … Kohleausstieg?

Technologieziele

Bsp.: Kohleausstieg





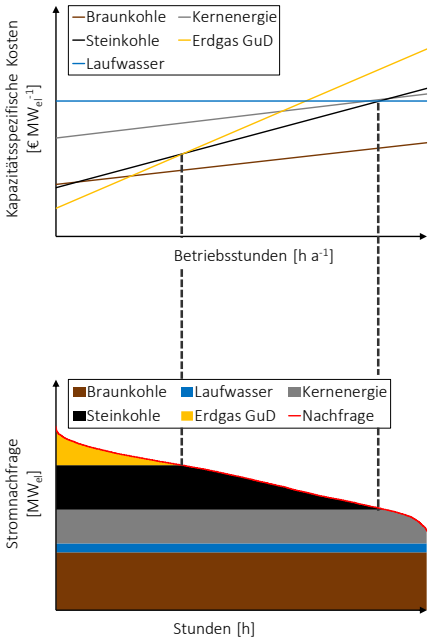
Kostentreibende Faktoren bei langfristiger Betrachtung der Elektrizitätswirtschaft:

- Kapital- und Betriebskosten der Erzeugung
- Potenzialgrenzen der Energieträger
- Rahmenbedingungen:
  1. Reduktion der THG-Emissionen
  2. Ausbau erneuerbarer Energien
  3. Ausstieg aus der Kernenergie
  4. … Kohleausstieg?

Zusätzliche Kosten durch: Volatile Nachfragegradienten

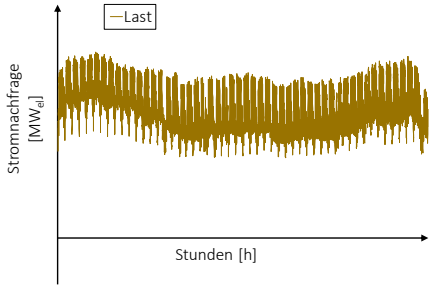
Profile im Gesamtsystem

500 TWh Stromnachfrage



Einfluss von diskontinuierlichen Profilen auf die Gesamtsystemkosten:

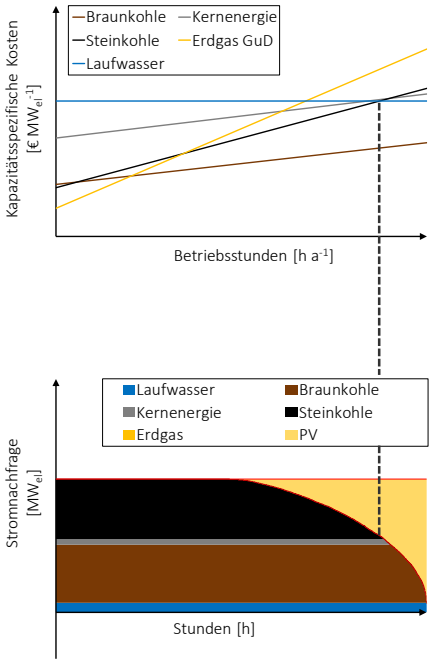
- Nachfrageprofile (Elektrizität, Wärme, Regelenergie)

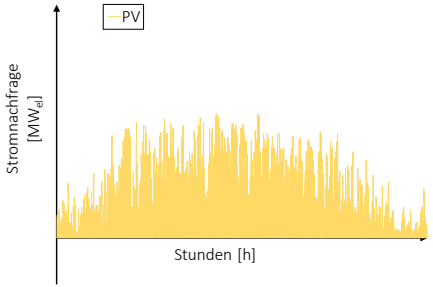


Zusätzliche Kosten durch: Fluktuierende Erzeugung

Profile im Gesamtsystem

Bsp.: 70 TWh Photovoltaik





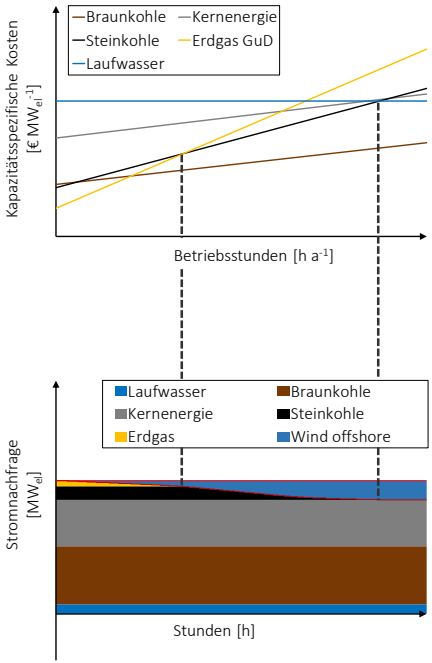
Einfluss von diskontinuierlichen Profilen auf die Gesamtsystemkosten:

- Nachfrageprofile (Elektrizität, Wärme, Regelenergie)
- Erzeugungsprofile dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien

Zusätzliche Kosten durch: Fluktuierende Erzeugung

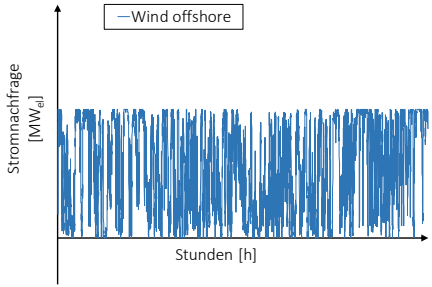
Profile im Gesamtsystem

Bsp.: 40 TWh Wind offshore



Einfluss von diskontinuierlichen Profilen auf die Gesamtsystemkosten:

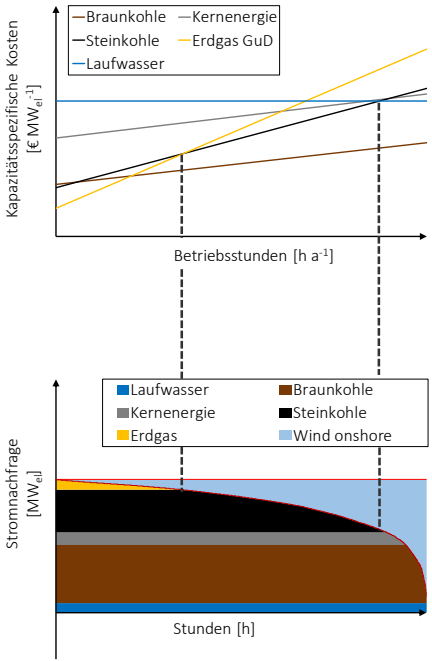
- Nachfrageprofile (Elektrizität, Wärme, Regelenergie)
- Erzeugungsprofile dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien



Zusätzliche Kosten durch: Fluktuierende Erzeugung

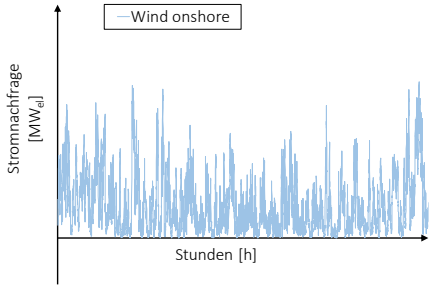
Profile im Gesamtsystem

Bsp.: 90 TWh Wind onshore



Einfluss von diskontinuierlichen Profilen auf die Gesamtsystemkosten:

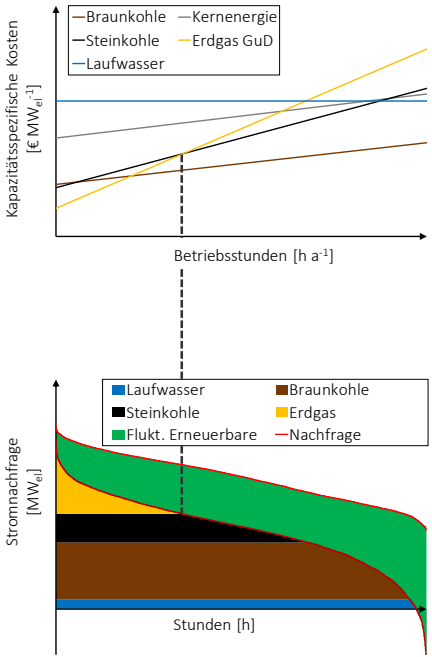
- Nachfrageprofile (Elektrizität, Wärme, Regelenergie)
- Erzeugungsprofile dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien



Die Summe aller Profile ist entscheidend

Profile im Gesamtsystem

Residuallast bei 200 TWh fEE



Einfluss von diskontinuierlichen Profilen auf die Gesamtsystemkosten:

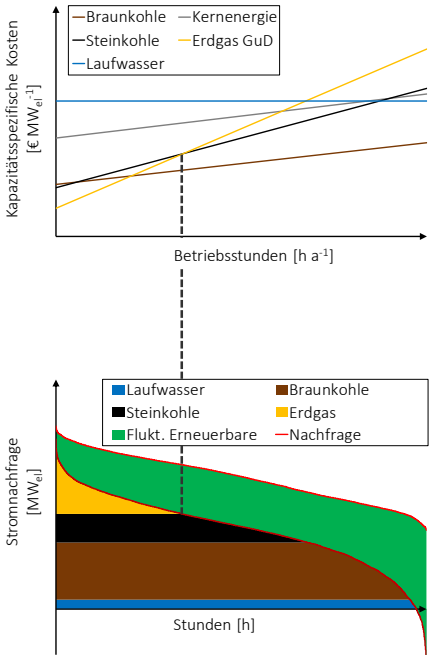
- Nachfrageprofile (Elektrizität, Wärme, Regelenergie)
- Erzeugungsprofile dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien

→da sowohl **komplementäre Effekte**, als auch **Gleichzeitigkeitseffekte** auftreten können, ist die **residuale Versorgungsaufgabe** aus allen Profilen zur Ermittlung der Profilkosten entscheidend,

Die Summe aller Profile ist entscheidend

Profile im Gesamtsystem

Bsp.: Residuale Last



Einfluss von diskontinuierlichen Profilen auf die Gesamtsystemkosten:

- Nachfrageprofile (Elektrizität, Wärme, Regelenergie)
- Erzeugungsprofile dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien

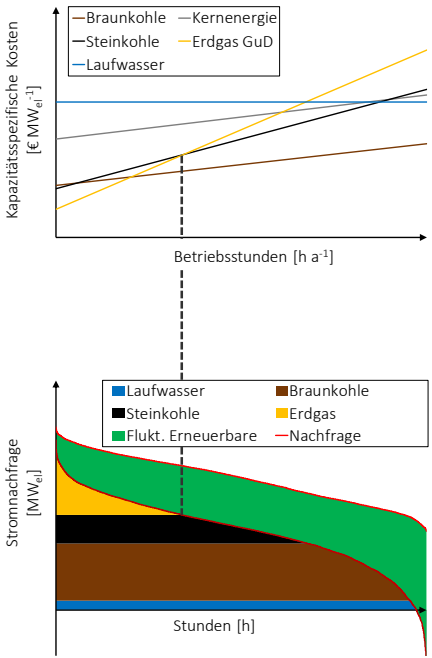
→ da sowohl **komplementäre Effekte**, als auch **Gleichzeitigkeitseffekte** auftreten können, ist die **residuale Versorgungsaufgabe** aus allen Profilen zur Ermittlung der Profilkosten entscheidend,

→ Eine isolierte Bewertung einzelner Profile im Gesamtsystem ist demnach nicht möglich!

Diskurs zur Definition der Profilkosten

Profile im Gesamtsystem

Bsp.: Residuale Last



zwei Hypothesen zu Profilkosten:

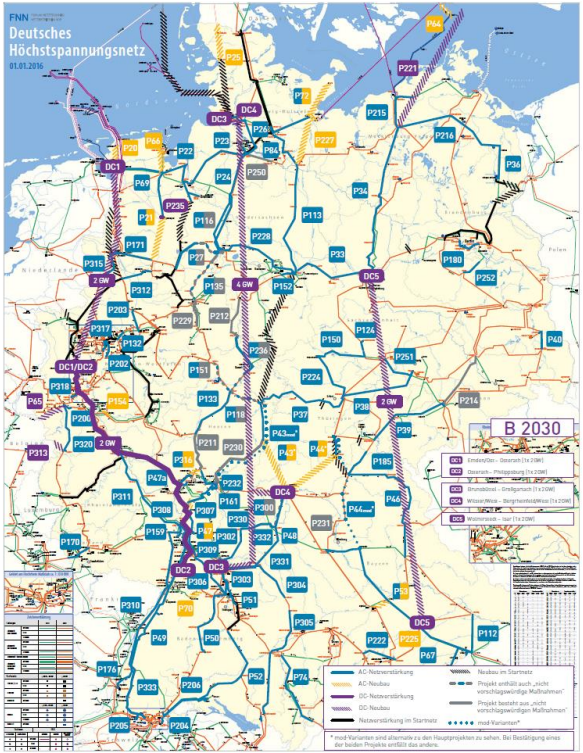
1. Die Profilkosten der residualen Versorgungsaufgabe entsprechen nicht der Summe der Profilkosten aller Einzelprofile.
2. Es gibt kein kostengünstigeres Residualprofil als ein konstantes.

weitere Differenzierung möglich:

- Kosten für die Reduktion von Volllaststunden[a]
- Kosten für Überproduktion[a] (Curtailment)
- Kosten für Flexibilitätsoptionen (Speicher, DSI, Sektorkopplung)

[a] *Ueckerdt et al. 2013. Ueckerdt, F.; Hirth, L.; Luderer, G.; Edenhofer, O.: System LCOE: What are the costs of variable renewables? In: Energy 63 (2013), Pages: 61-75.*

Ausbauplanung der Übertragungsnetze bis 2030



Installierte Leistung Wind:

- onshore: 58,8 GW_{el}
- offshore: 15,0 GW_{el}

Entwicklung Übertragungsnetz:

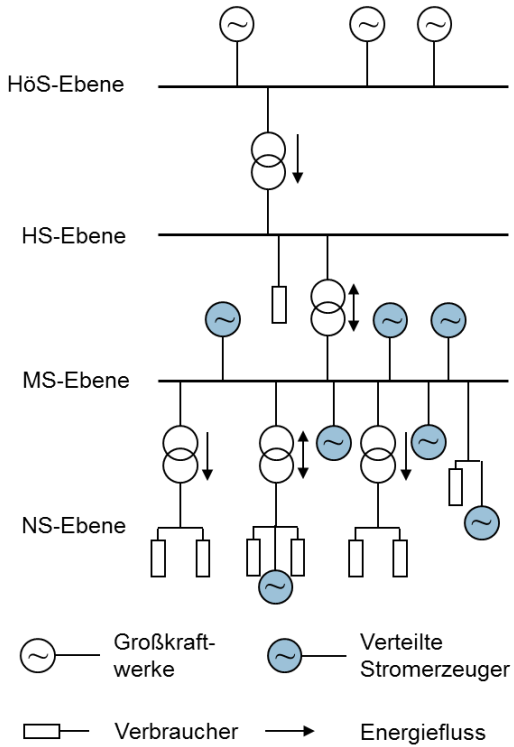
- Ausbau: ~ 3.600 km
- Verstärkung: ~ 8.200 km
- Investitionen: 32 - 33 Mrd. €

Offshorenetz:

- Länge: 2.277 km
- Investitionen: 17 Mrd. €

Quellen:
Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Szenario B 2030.
Offshore-Netzentwicklungsplan, Version 2017. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. (Angaben gültig für Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030).

Ausbauplanung der Verteilnetze bis 2032



Installierte Leistung Wind onshore und PV:

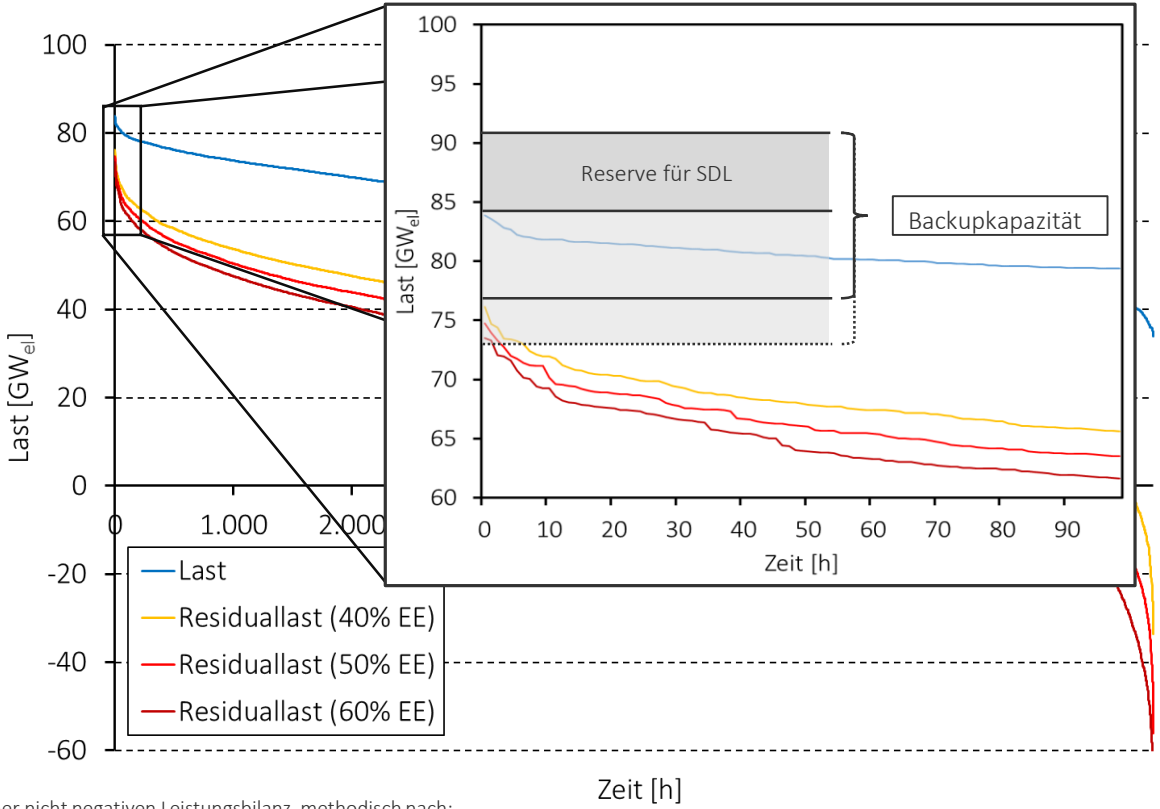
- Wind onshore: 66,5 GW_{el}
- Photovoltaik: 72,1 GW_{el}

Netzausbaubedarf Verteilnetze:

- NS-Kabel: ~ 73.852 km
- MS-Kabel: ~ 79.276 km
- HS-Kabel: ~ 12.760 km
- ONT [630 kVA u. 400 kVA]: 54.743
- HS/MS-T [40 MVA u. 31,5 MVA]: 1.205
- Investitionsbedarf: 28,1 Mrd. €

Quellen:
Netzentwicklungsplan Strom 2013. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Szenario B 2033.
Büchner et. al 2014: Moderne Verteilnetze für Deutschland (Verteilnetzstudie). Abschlussbericht Forschungsprojekt Nr. 44/12. Szenario NEP.

Absicherung der Dunkelflaute bei hoher Nachfrage



Restriktion einer nicht negativen Leistungsbilanz, methodisch nach:
ENTSO-E 2014. ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity): Target Methodology for Adequacy Assessment, Updated Version after Consultation. Brussels 2014.

Methodischer Ansatz

Fundamentales Elektrizitätsmarktmodell E2M2-Bio

Input

Einsatzplanung
- Einspeisung fEE
- Existierender Kraftwerkspark
- Techn. + ökon. Parameter

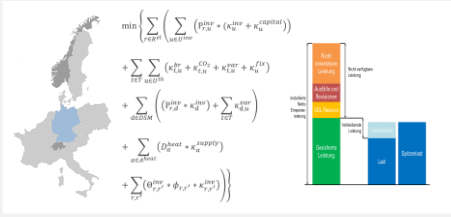
Investitionen
- Kraftwerke (konv. + EE)
- Flexibilitätsoptionen

Rahmenbedingungen
- Elektrizitäts-/Wärmenachfrage
- Politische Zielsetzungen

Biomasse
- Technologien
- Potenziale

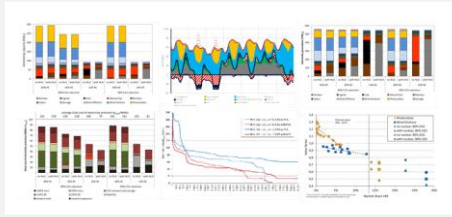
Modell

- Lineare Programmierung (LP/MIP)
- Zielfunktion
- Restriktionen (Lastdeckung, CO_2-Cap, Leistungsbilanz, Anteil EE)
- Mehrstufig mehrperiodischer Modellansatz



Ergebnisse

- Kraftwerkspark
- Dispatch (MIP)
- Erzeugung
- Systemkosten
- Strompreise
- Marktwert
- Nutzung Bioenergie
- Erschließung Wärmeregionen
- Integrations-Kosten



Modellversion E2M2-Bio

- Fundamentales **mehrstufig mehrperiodisches** Elektrizitätsmarktmodell für Europa
- **Investitionsentscheidung (LP)** für Kraftwerke, erneuerbare Energien, Speicher, NTC, weitere Flexibilitätsoptionen und **simultane Optimierung der Einsatzplanung (LP/MIP)**
- Detailliert abgebildete Technologieoptionen zur Nutzung von Bioenergie
- Erweiterungen zur modellendogenen Analyse der **Sektorenkopplung Strom-Wärme**
- Myopische Optimierung auf jährlicher Basis mit stündlicher Auflösung

Analyse und Ergebnisse

Variationen mit und ohne Bioenergie unter sonst gleichbleibenden Rahmenbedingungen

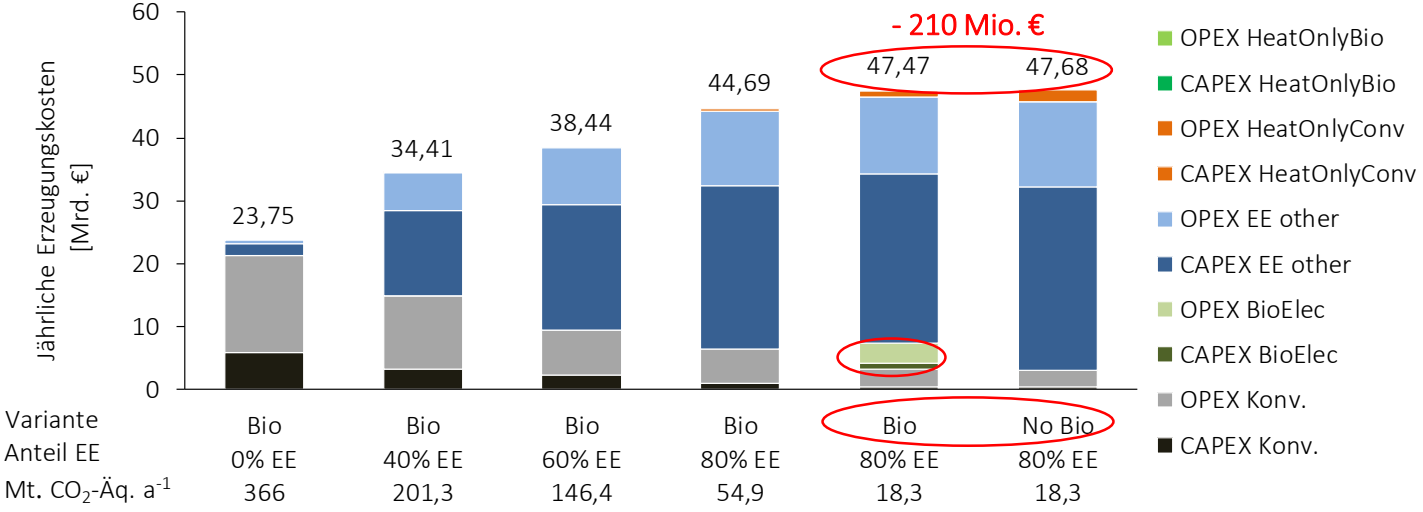
Rahmenannahmen für Grüne-Wiese-Szenarien:

- Grundstromnachfrage (ohne PtX): 500 TWh_{el} + Elektromobilität: 20 TWh_{el}
- Fernwärmenachfrage: 100 TWh_{th}
- Deutschland als Kupferplatte ohne Import-Export
- Investitionsoptionen in konventionelle KW, erneuerbare Energien, Wärmetechnologien, Speicher (Strom und Wärme) und DSI-Optionen
- Technologiespezifische Netzausbaukosten für Windkraft und Photovoltaik
- Keine Kernenergie und CCS-Technologien
- Potenzialgrenzen für: Biomasse (600 PJ), Braunkohle, Laufwasser und Geothermie

Kostensenkung durch Bioenergie erst bei hoher Dekarbonisierung

Berechnungsgrundlage der Erzeugungskosten:

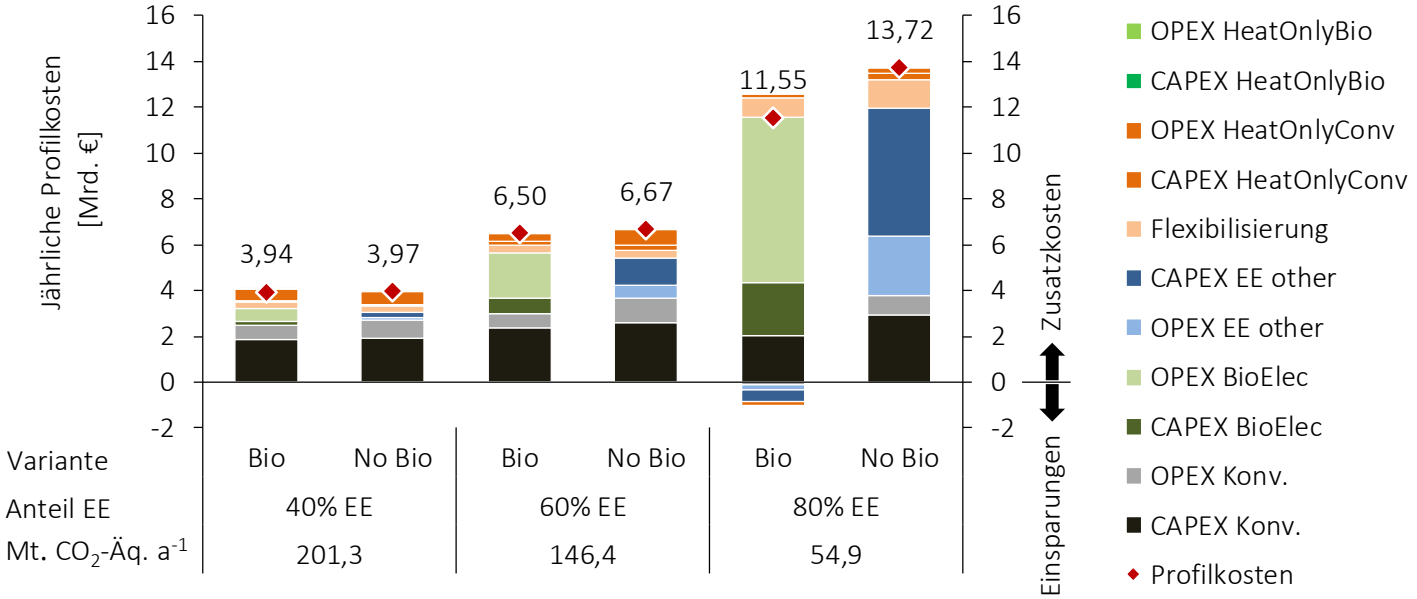
- Keine technologiespezifischen Netzkosten und keine Leistungsbilanz
- Fixes Verhältnis der inst. Erzeugungsleistung fEE (PV 36%; Ons 49%; Offs 15%)
- **Konstante Profile** für Erzeugung und Nachfrage (→ keine Profilkosten)



Niedrigere Profilkosten mit Bioenergie

Berechnungsgrundlage der Profilkosten:

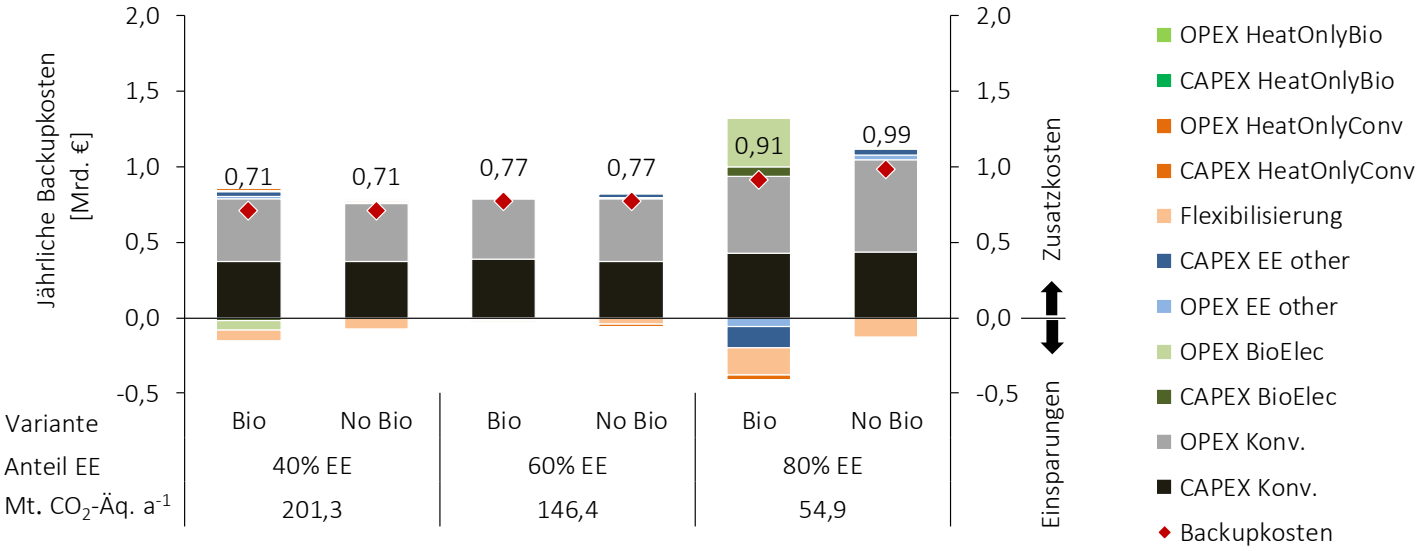
- Fluktuierende Profile für Erzeugung und Nachfrage
- Differenz zu Erzeugungskosten = Profilkosten



Geringer Einfluss von Bioenergie auf Backupkosten

Berechnungsgrundlage der Backupkosten:

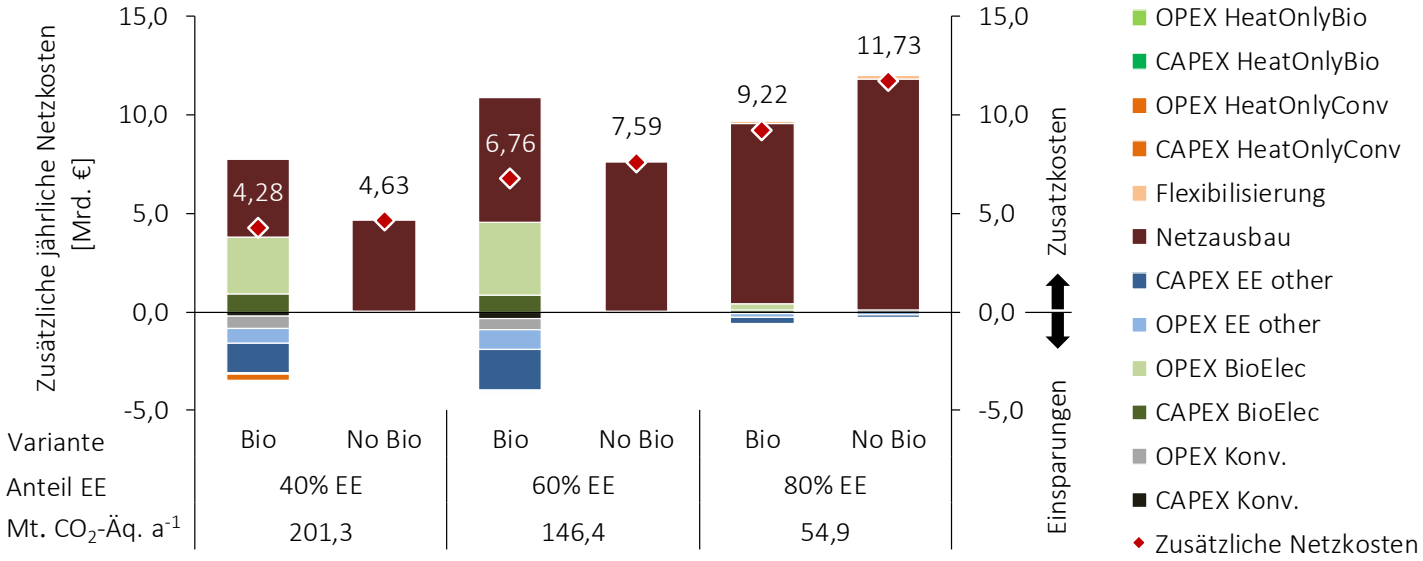
- Leistungsbilanz nach ENTSO-E (System Adequacy Assessment)
- Differenz zu Erzeugungskosten + Profilkosten = Backupkosten



Netzkostensenkende Effekte durch Bioenergie

Berechnungsgrundlage der Netzkosten:

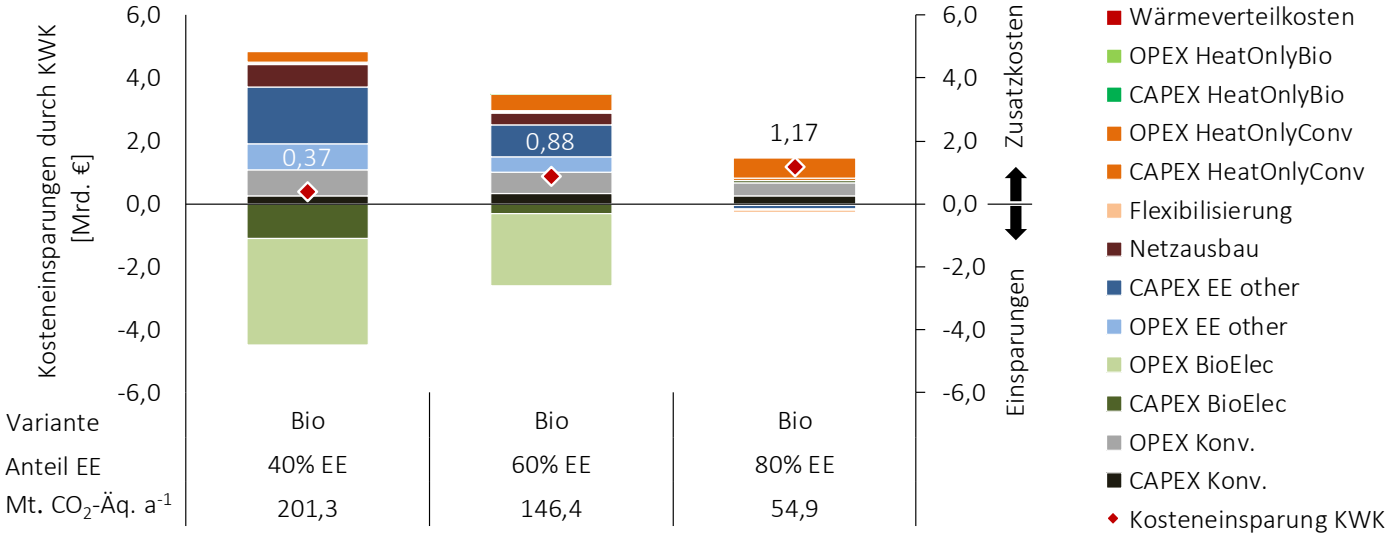
- Spezifische Netzkosten für fEE, abgeleitet aus Netzstudien
- Differenz zu Erzeugungs- + Profil- + Backupkosten = Netzkosten



Zusätzlich kostensenkende Effekte durch KWK

Berechnungsgrundlage der Kosteneinsparungen durch KWK:

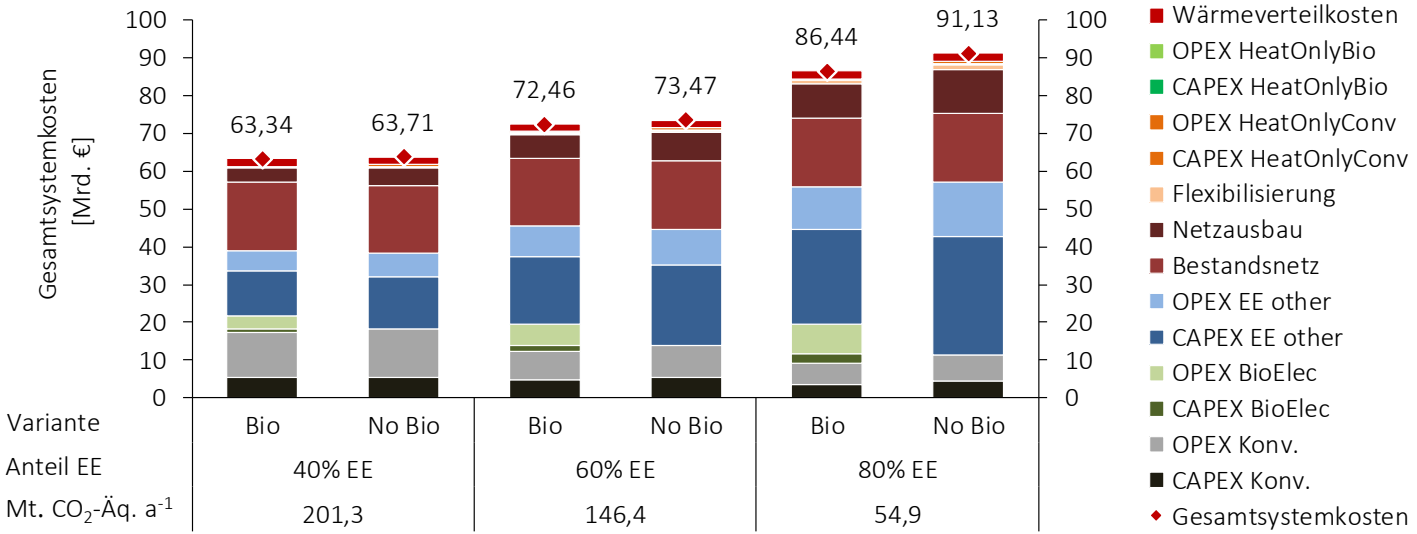
- Keine Wärmeauskopplung für Bioenergieanlagen möglich
- Differenz zu Gesamtsystemkosten = Kosteneinsparung KWK



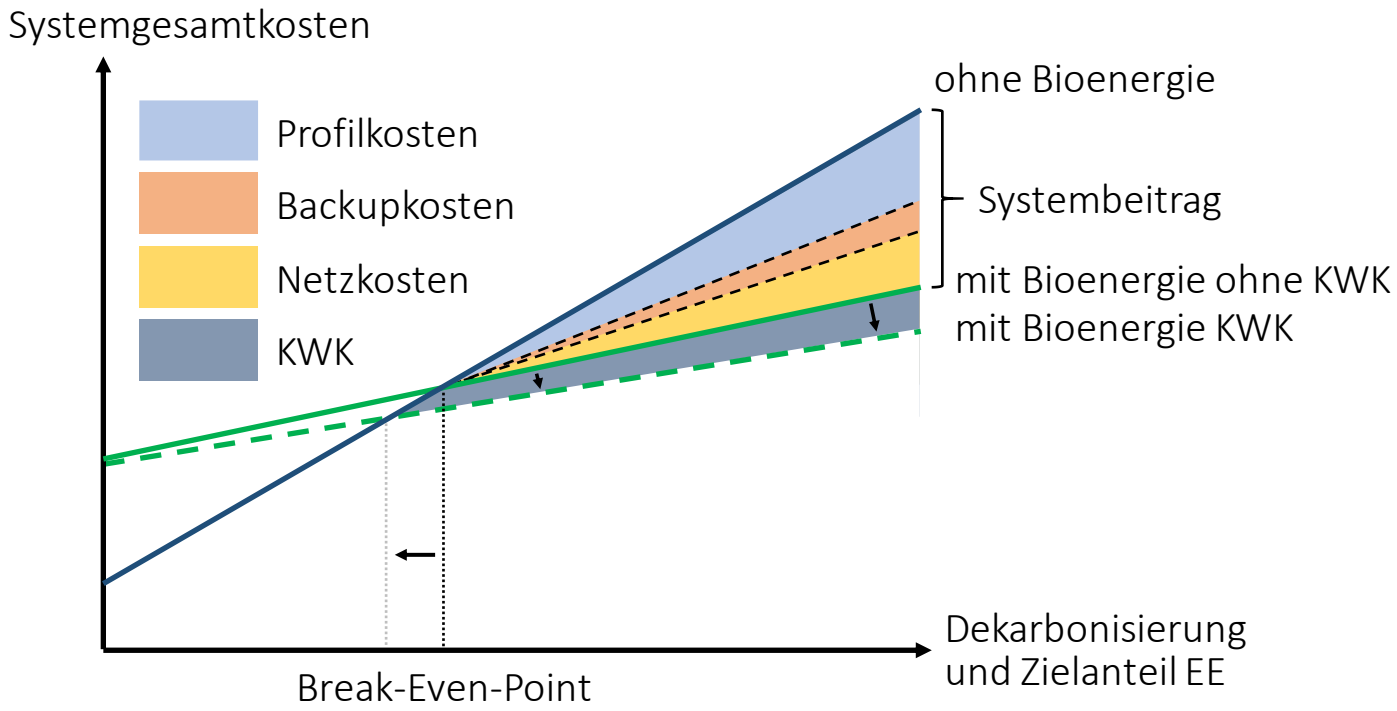
Insgesamt kostensenkender Beitrag der Bioenergie

Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung aller Kostenfaktoren:

- Optimierung des Gesamtsystems der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung
- Investitionsplanung mit simultaner Optimierung der Einsatzplanung



Kostensenkender Beitrag nimmt mit Klima- und EE-Zielen zu



Abschließende Betrachtung

Die durch die Energiewende angetriebenen Transformationsprozesse in der Elektrizitätswirtschaft führen zu Mehrkosten im Gesamtsystem der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung in Deutschland. Diese sind auf folgende Faktoren zurückzuführen:

1. *Die Reduktion der Treibhausgasemissionen bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie erfordert den Einsatz kostenintensiverer Erzeugungstechnologien.*
2. *Der geplante Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien führt neben den rein technologischen Erzeugungskosten zu zunehmenden Profilkosten, dem notwendigen Netzausbau und zu der Vorhaltung von Backupkapazitäten.*

Durch die Nutzung von Bioenergie können kostensenkende Systemeffekte vor allem durch

1. *einen flexiblen, bedarfsorientierten Betrieb und die damit einhergehende Reduktion der Profilkosten,*
2. *einen geringeren Ausbaubedarf dargebotsabhängiger EE (bei gleichem Anteil EE am BSV) und somit einem verringerten Netzausbaubedarf*
3. *und die gekoppelte Erzeugung von (nahezu) klimaneutraler Elektrizität und Wärme*

bei gleicher Zielerreichung zum EE-Ausbau und zur Dekarbonisierung erzielt werden.

Selbst **ohne die Erreichung der** oft in der Diskussion stehenden und geforderten **Kostendegression für Bioenergieanlagen** sind bei konsequenter Betrachtung der zukünftig zu erwartenden Wechselwirkungen **im Gesamtsystem** der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung **systemkostensenkende Effekte durch die weitere Nutzung und Flexibilisierung der Bioenergieanlagen zu erwarten**.

Die gezeigten Systemeffekte der Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft **sind allgemeingültig**, können jedoch durch abweichende Annahmen hinsichtlich ihrer Ausprägung variieren.

Die Erkenntnisse dieser Studie sollen in zukünftigen Arbeiten zur Analyse der Sektorallokation von begrenzten Bioenergiepotenzialen berücksichtigt werden.

Vielen Dank!

Benjamin Fleischer

E-Mail benjamin.fleischer@ier.uni-stuttgart.de
Telefon +49 (0) 711 685- 87850

Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung (IER)
Heßbrühlstraße 49a
70565 Stuttgart