

Von den kommenden Herausforderungen und zu
berücksichtigender Entwicklungen zu möglichen
Umsetzungsmodellen
Energieinstitut an der JKU Linz

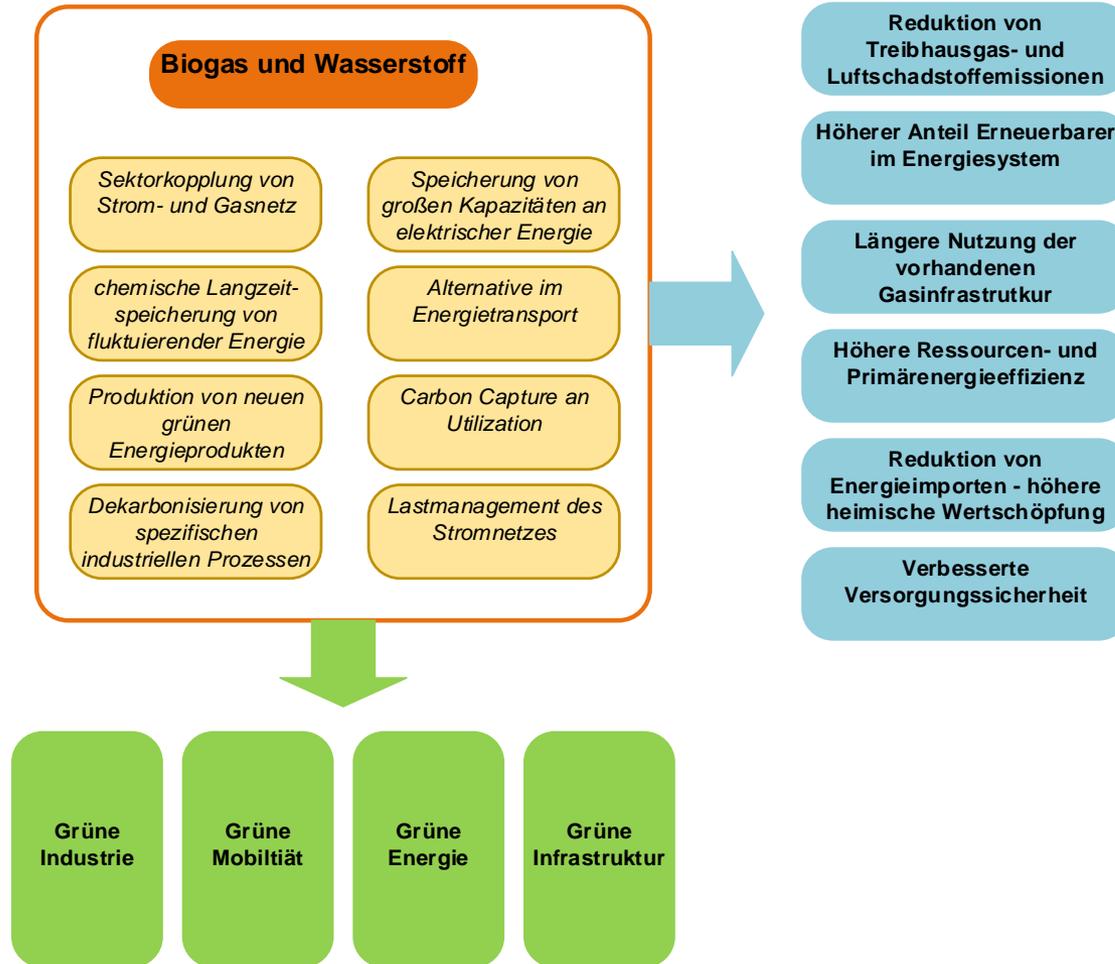
Basisüberlegungen

- Um ein **nachhaltiges Wirtschaftssystem** erreichen zu können, muss es zu einer weitreichenden **Veränderung des Energiesystems** kommen, womit eine signifikante Reduktion an externen Umwelt-, Gesundheits- und Klimafolgenkosten einhergeht.
- Die Weiterentwicklung des nationalen und internationalen Energiesystems ist geprägt durch die notwendige **Reduktion der globalen Treibhausgasemissionen**.
- Diese Reduktion **verlangt eine Versorgungsstruktur**, die langfristig vor allem **auf erneuerbaren Ressourcen** basiert.
- Die Folge dieser Umstellung ist die **regional angepasste Modifizierung der Energieinfrastruktur**, wodurch keine monokausalen Lösungen angeboten werden können.

Einbindung der Gasinfrastruktur

- Das **Gasnetz** der Zukunft beinhaltet die Chance, große Mengen an erneuerbarer Energie zu integrieren, zu distribuieren und den Endverbrauchern zur Verfügung zu stellen.
- Das Gasnetz der Zukunft kann gleichzeitig auf das **bestens ausgebaute** Gassystem mit Netzen, Speichern und Versorgungsanlagen **ohne hohe Anpassungskosten** zurückgreifen.
- Für diesen Transitionsprozess ist eine Strategie zu entwickeln, die eine forcierte **Implementierung der erneuerbaren Gase** ermöglicht und **simultan** dazu die **volkswirtschaftlichen Auswirkungen optimiert**.
- Das **Gassystem** besitzt die Möglichkeit, enorme Mengen an elektrischer Energie - vor allem von **volatil erzeugter elektrischer Energie** wie auf Basis von Wind- und Sonnenenergie - durch das neue Umwandlungssystem **Power-to-Gas** zu **speichern und im Energiesystem zu belassen**.

Abbildung 1: Vorteile eines auf grünem Gas-basierten Energiesystems



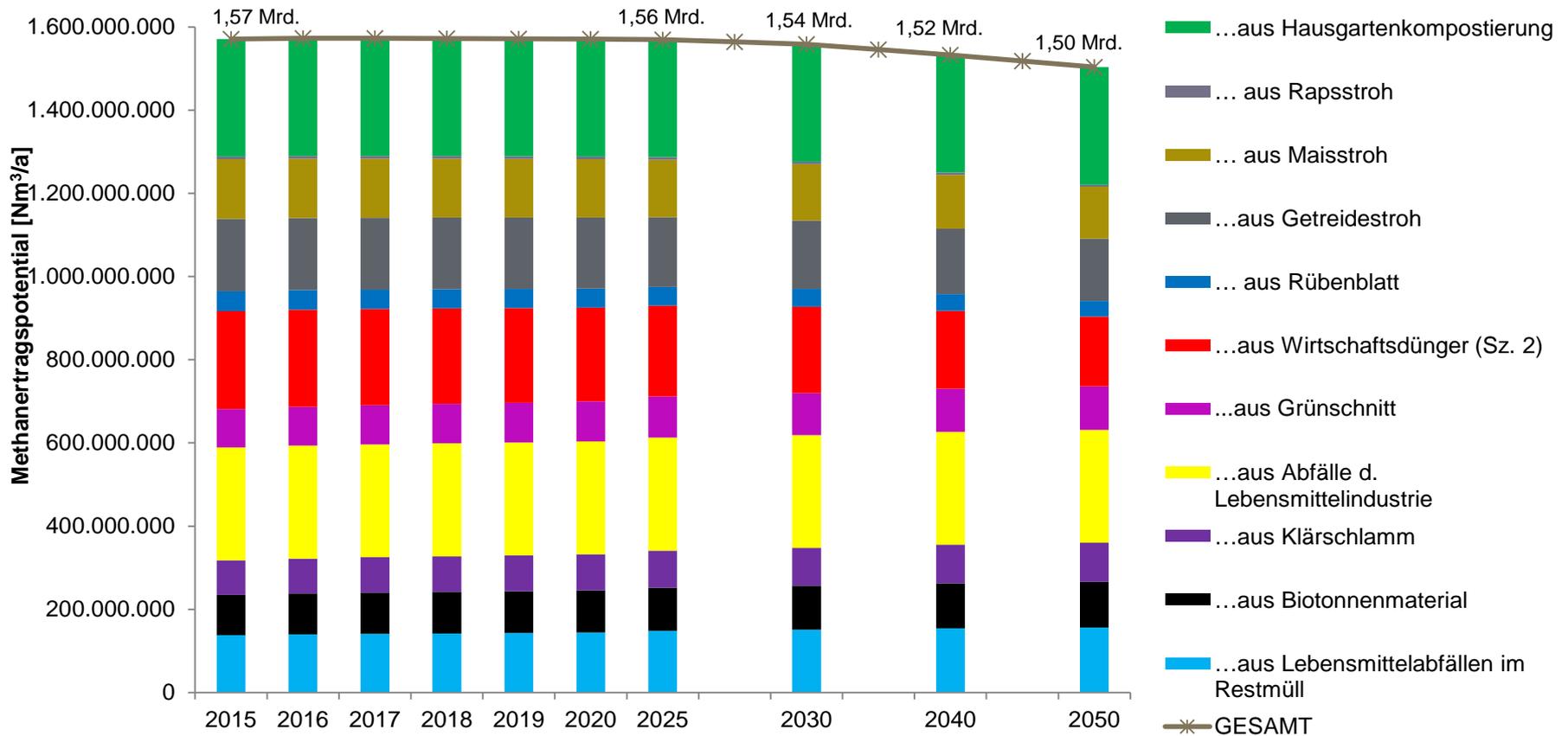
Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz

Biomethanertragspotential aus Reststoffen

Zentrale Parameter

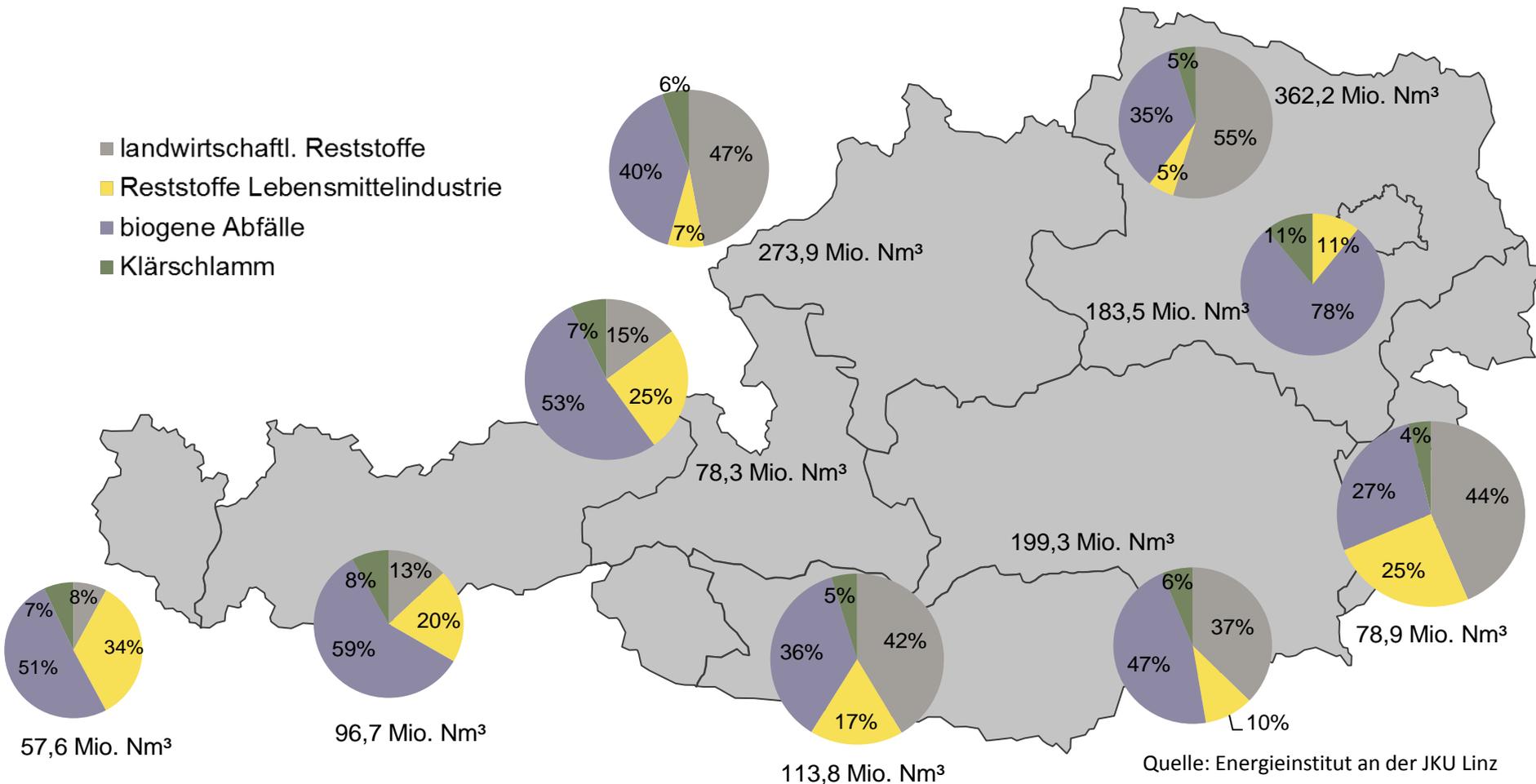
- Gemäß der Bevölkerungsprognose kann die tendenzielle Zunahme der Reststoffverfügbarkeit bei **biogenen Abfällen und Klärschlamm** angenommen werden.
- Für die Prognose von 2016 bis 2050 ist von einer Abnahme der **Getreideanbauflächen** von 0,4%/a auszugehen.
- Sowohl der **Rinder- als auch der Schweinebestand** sind in der Vergangenheit kontinuierlich gesunken – daraus kann auch die proportionale Abnahme des Wirtschaftsdüngeranfalls abgeleitet werden
- **1. Ausbaustufe [heute-2030]:** Anlagen zur Verwertung von biogenen Abfällen der Lebensmittelindustrie, Klärschlamm, Biotonnenmaterial, Lebensmittelabfällen im Restmüll, ... ca. 50 % des Gesamtpotentials von $\sim 1,5$ Mrd. Nm³/a
- **2. Ausbaustufe [2030-2050]:** Reststoffe aus der Tier- und Pflanzenproduktion \Rightarrow größere techno-ökonomische Herausforderung; Multi-Feedstock-Anlagen
- Weitere Potentiale: Hausgartenkompostierung etc. (2040-2050)

Abbildung 3: Entwicklung des Biomethanertragspotentials aus Reststoffen



Quelle: eigene Darstellung Energieinstitut

Abbildung 4: Abschätzung des Biomethanpotentials 2030 basierend auf Reststoffen für die einzelnen Bundesländer



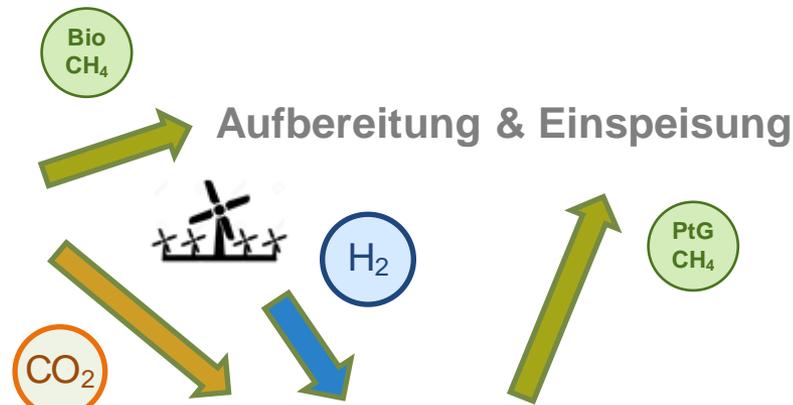


Theoretisches Substratpotential biogener Reststoffe



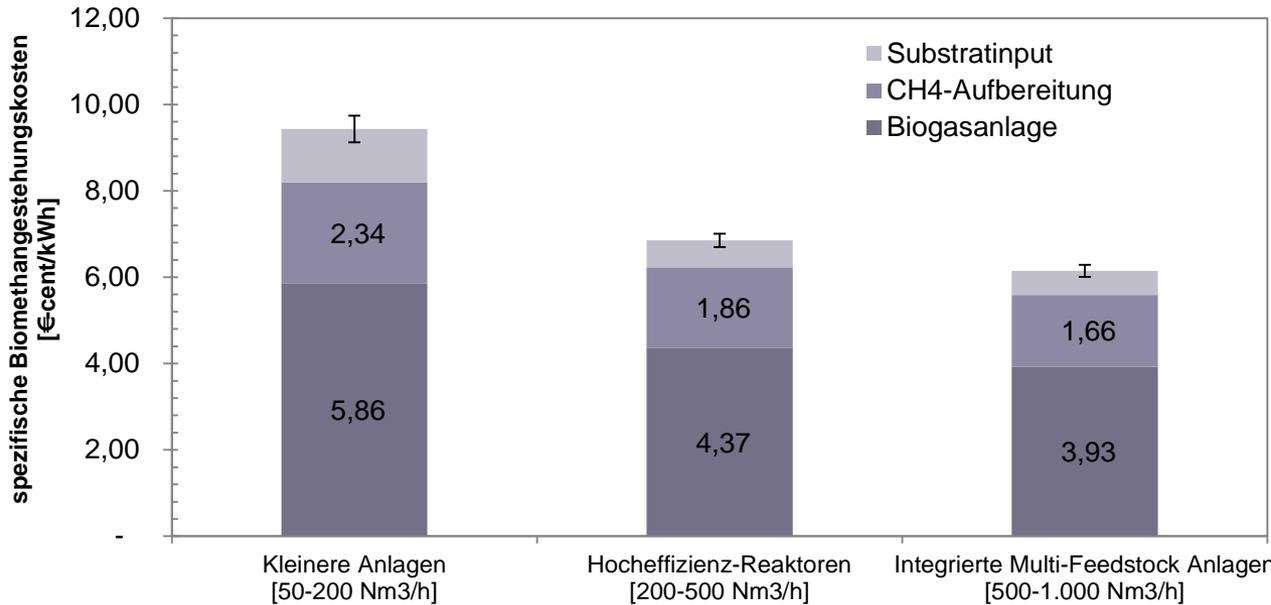
Biomethananlagen in repräsentativer Anzahl und Skalierung

Biogas
~ 60 vol.-% CH₄
~ 40 vol.-% CO₂



Integration von Power-to-Gas für zusätzliches erneuerbares Gas

Abbildung 5: Spezifische Gestehungskosten CH₄ aus Referenzanlagen



CH₄ 6,2 - 9,4 [€-cent/kWh]

über alle Substrate gewichtet zeigen die Substratbereitstellungskosten einen geringen Einfluss auf die Gestehungskosten

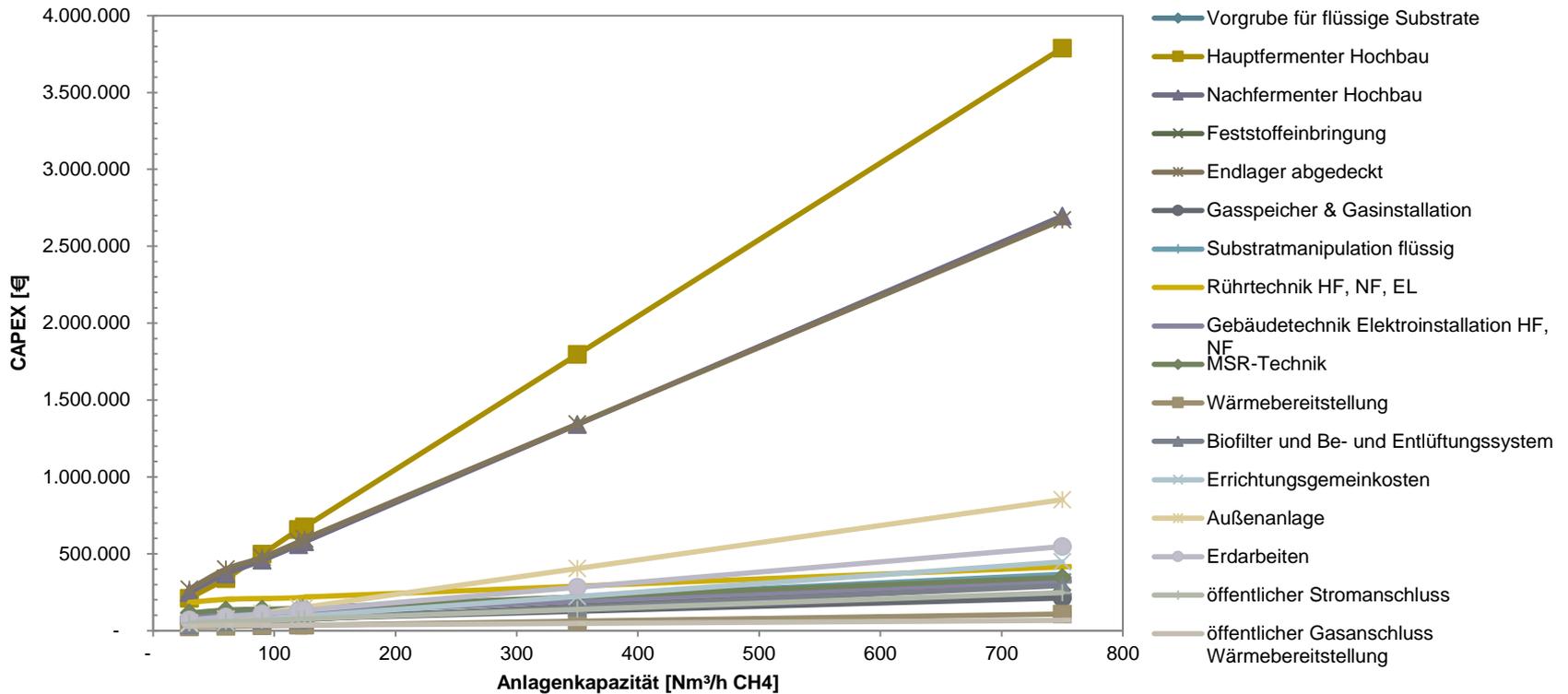
Quelle: eigene Berechnung Energieinstitut

werden spezifische Zusammensetzungen gerechnet ergeben sich hohe Schwankungsbreiten (z.B. Bereitstellungskosten von ~ 60 €/t Strohinput vs. Entsorgungserlöse für Biotonnenmaterial von ~ 50 €/t

2018 – 2050

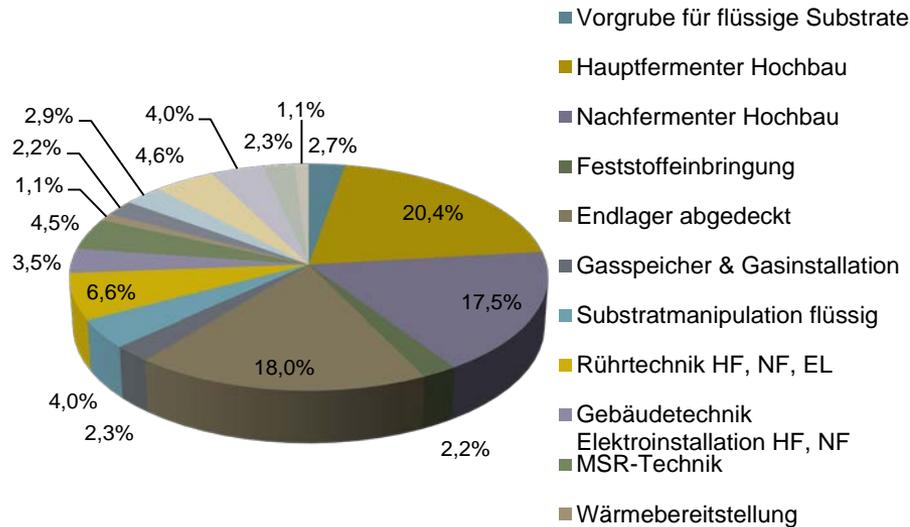
- Ø Substratmengenpotentiale nehmen ab
- Ø spezifischer Biomethanertrag nimmt zu

Abbildung 6: Abhängigkeit der Investitionskosten von der Anlagenkapazität



Quelle: eigene Berechnung Energieinstitut

Abbildung 7: **Kostenstrukturen** der Biomethan-Referenzanlagen

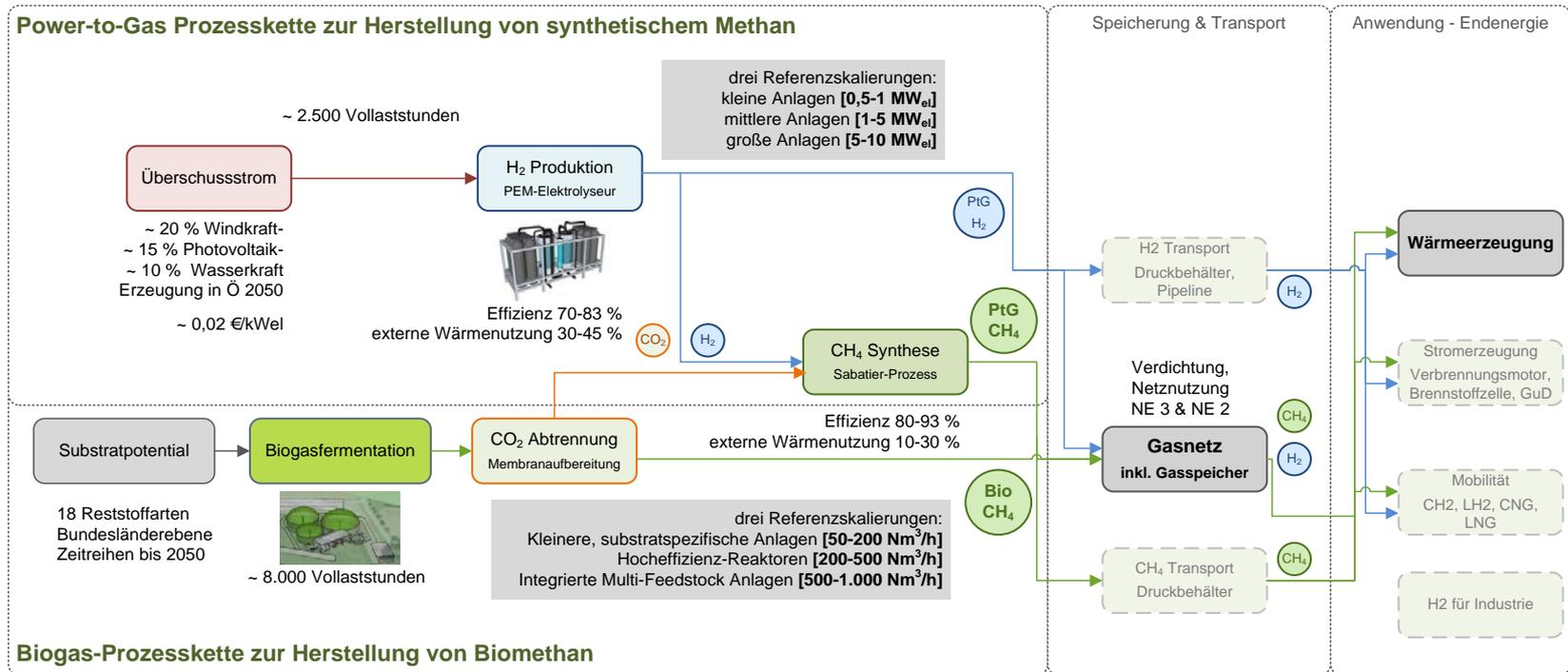


Investitionskosten Biogasanlage mit 125 Nm³/h CH₄

Ex-post Analyse zeigt geringe Lernraten bei Biogasanlagen in den letzten 10 Jahren

Quelle: eigene Berechnung Energieinstitut

Abbildung 8: Eckdaten zur Kostenermittlung



Entwicklung Substratpotential Biomethan

- demografischen Entwicklung (prognostiziertes Bevölkerungswachstum)
- wirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. prognostizierte Entwicklung des Viehbestandes, etc...)
- auf Basis von 18 verschiedenen Reststoffarten
- regionalisiert auf Bundesländerebene



Quelle: eigene Darstellung Energieinstitut

Kostenstrukturen von Biogas (auf Basis biogener Reststoffe) und von grünem synthetischem Methan

- **Kosten Biogas:**
 - Abhängigkeit der Investitionskosten von der Anlagenkapazität – Berücksichtigung verschiedener Größenordnungen
 - Spezifische Gestehungskosten Biogas: 6,2 - 9,4 Cent/kWh;
 - über alle Substrate gewichtet zeigen die Substratbereitstellungskosten einen geringen Einfluss auf die Gestehungskosten
 - Relativ konstante Kostenentwicklung der letzten Jahre bedeutet nicht, dass keine Lernraten vorhanden sind
 - Ausbau/Zubau der Biogas(einspeise)anlagen war relativ niedrig - prognostizierte Kosten im Jahr 2050 inkl. Lernraten: 6 Cent/kWh (real)

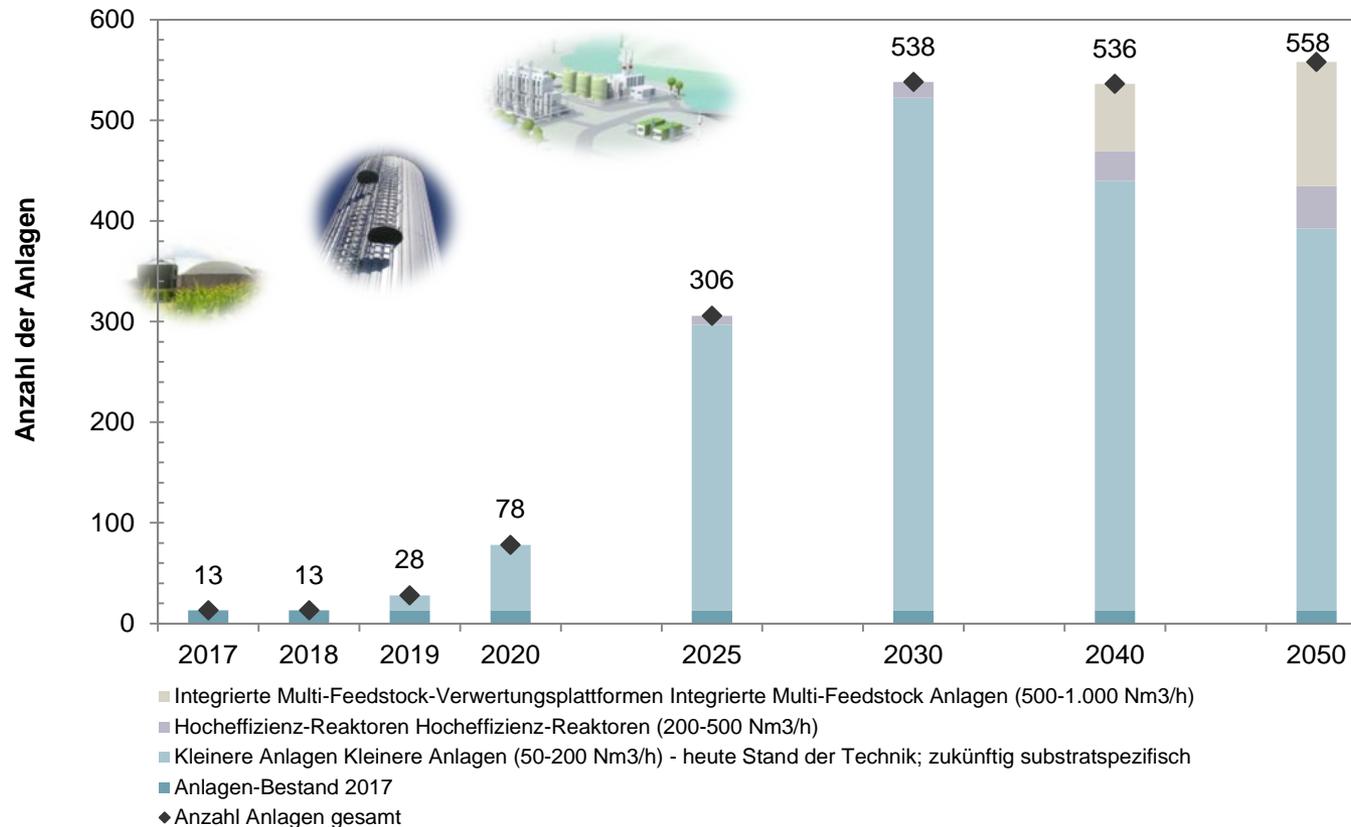
Kostenstrukturen von Biogas (auf Basis biogener Reststoffe) und von grünem synthetischem Methan

- **Kosten grünes SNG:**
 - Anderes TRL-Level als Biogasanlagen - Lernkurven und Skaleneffekte zeigen eine signifikante Kostenreduktion bei den kapitalgebundenen Kosten
 - Die Kombination von Biomethan- und PtG-Anlage bringt signifikante Synergieeffekte (CO₂, Gasaufbereitung- und Einspeisung, Netzzugang)
 - Abhängigkeit der Investitionskosten von der Anlagenkapazität – Berücksichtigung verschiedener Größenordnungen
 - Eine weitere Reduktion der spezifische Gestehungskosten von H₂ und CH₄ aus PtG-Anlagen ist vor allem durch eine hohe Anlagenauslastung zu erreichen.
 - Spezifische Gestehungskosten grünes SNG (inkl. aller Steuern und Abgaben): 24 Cent/kWh im Jahr 2017 und **9 Cent/kWh im Jahr 2050**

Kostenstrukturen der Power-to-Anlagen

- Die Kombination von Biomethan- und PtG-Anlage bringt **signifikante Synergieeffekte (CO₂, Gasaufbereitung- und Einspeisung, Netzzugang)**
- Kostentreiber sind die **kapitalgebundenen Kosten** aufgrund der Investitionskosten für Elektrolyseur bzw. Methanisierungsanlagen.
- **Lernkurven und Skaleneffekte** zeigen bis 2030 eine signifikante Kostenreduktion bei den kapitalgebundenen Kosten.
$$C_t = C_0 \left(\frac{P_t}{P_0} \right)^{-\alpha}$$
$$lr = 1 - 2^{-\alpha}$$
- Eine weitere Reduktion der spezifische Gesteuerungskosten von H₂ und CH₄ aus PtG ist vor allem durch eine **höhe Anlagenauslastung** zu erreichen. Dies hängt jedoch stark von den jeweiligen Anwendungsfeldern ab und Bedarf **günstiger erneuerbarer Strombereitstellung**.

Abbildung 9: Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Biomethananlagen



Integrierte Multi-Feedstock-Anlagen als Reststofflogistik-Hub integriert
in die bestehende Infrastruktur leitungsgebundener Energieträger

Quelle: eigene Berechnung Energieinstitut

Innovation erfordert weitere Forschung und Entwicklung

Grundlagenforschung im Bereich Vergärungsprozess

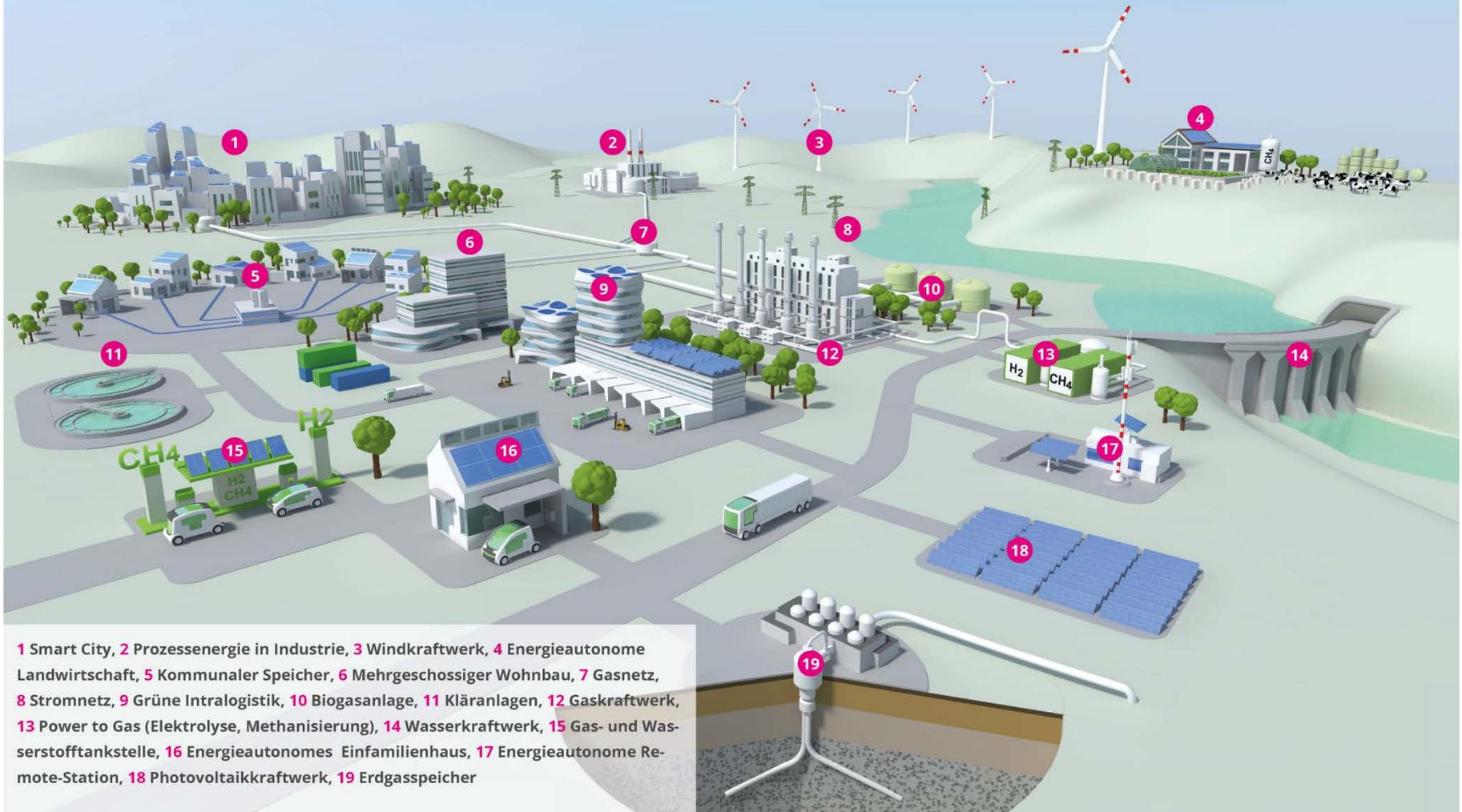
Auf Modellierung basierte Aussagen über den Einsatz von unterschiedlichsten Einsatzstoffen

Zusammenspiel von Rohstoffen

Optimale Gestaltung der räumlichen Anwendung der Technologien

Maximale Nutzung bestehender Strukturen

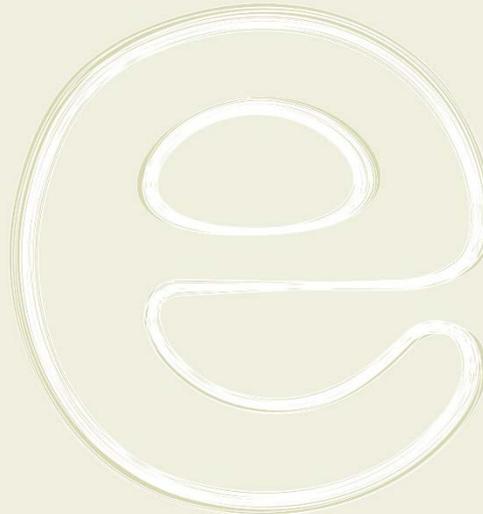
auf erneuerbaren Gasen basierende Energieinfrastruktur im zukünftigen Energiesystem



Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz

Fragen zum Mitnehmen

- 1. Sind Sie der Meinung, dass neben PV und Wind auch noch andere erneuerbare Energieträger für die Umstellung des Energiesystems notwendig sein werden und wenn ja welche?**
- 2. Halten Sie eine Sektorkopplung (Hybridnetze) für notwendige und umsetzbare Strategie und welche Maßnahmen wären hierfür nötig?**
- 3. Stellt ein Greening the Gas eine sinnvolle Strategie dar und welche Vor- aber auch Nachteile sehen Sie bei einer solchen Umsetzung?**
- 4. Wie realistisch sind für Sie die angeführten Potentiale und die sich daraus ableitbaren Mengen und Kosten?**



**Energieinstitut an der Johannes
Kepler Universität Linz**

Altenberger Straße 69

4040 Linz, AUSTRIA

Tel: +43 723 2468 5656

Fax: + 43 723 2468 5651

e-mail: office@energieinstitut-linz.at