
Flüssige Energieträger aus erneuerbaren Energien

Energieforum am 01.12.2017, TechnologieZentrumDresden

Dr.-Ing. Rolf Schicke, Renewable Energies Consulting, Wernigerode

Agenda

Motivation

Möglichkeiten der Speicherung von EE

Anwendungsfelder für flüssige Energieträger

Wirtschaftlichkeit

Motivation

Autarke / netzunabhängige Versorgung

Kostengünstige Stromversorgung / Speicherung

Ersatz von Dieselaggregaten

Kompakte Energievorräte

Gut handhabbares Speichermedium

Skalierbarkeit

Möglichkeiten der Speicherung von EE

Batterien (Blei-Akku, NiMH, Li-Ionen)

Redox-Flow-Batterie

„Mini-Pumpspeicher“

Chemische Speicher (H₂, CH₄, CH₃OH, HCOOH, LOHC, ...)

Batterien (Blei-Akku, NiMH, Zebra-Batterie, Li-Ionen)

Blei-Akku

Kosten (CAPEX) bei ca. 250 bis 350 €/kWh (System)

Bewährte Technologie

Allerdings gewisser Wartungs- und Kontrollaufwand (z.B. keine Tiefentladungen)

Zyklenzahl ca. 1.500 bis 3.000 (je nach Zelltyp)

Gute Recyclebarkeit

NiMH-Akku

Für größere Energiespeicheranwendungen kaum verbreitet

Bewährte Technologie

Zyklenzahl ca. 2.500 bis 4.000 (je nach Zelltyp und Betrieb der Zellen)

Relativ teuer (CAPEX) bei ca. 450 bis 650 €/kWh (System)

Zebra-Batterie

Hochtemperaturbatterie (ca. 300 °C)

Robuste, relativ kostengünstige Technologie

Zyklenzahl ca. 4.500 bis 6.000 (je nach Betrieb der Zellen)



Li-Ionen-Akku

Insbesondere die LiFePO₄-Variante gut für stationäre Speicher geeignet
(rel. große Zyklenzahlen, sicherer Betrieb, hohe Stromdichten möglich)

Bewährte Technologie

Zyklenzahl ca. 5.000 bis 12.000 (je nach Zelltyp und Betrieb der Zellen)

Relativ teuer (CAPEX) bei ca. 650 bis 850 €/kWh (System)

Redox-Flow-Batterie

Entkopplung von maximal aufnehmbarer und abgebarer elektrischer Leistung (kW) und speicherbarer Energiemenge (kWh) → gute Anpaßbarkeit an Erfordernisse

Kosten (CAPEX) bei ca. 5.000 €/kW und ca. 1.500 €/kWh

Niedrige Energiedichten (ca. 30 bis 50 kWh / m³ → 1 MWh erfordert ca. 30 m³)

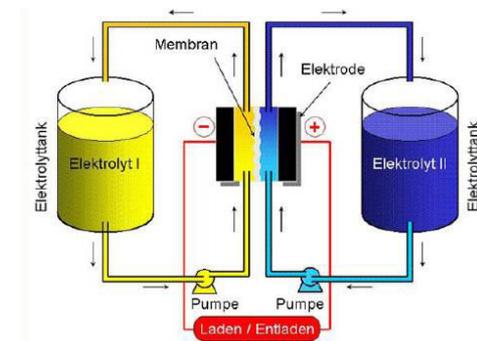
Giftiger Elektrolyt (Schwermetall Vanadium) → besondere Maßnahmen (Boden)

Anbieter:

Vanadis, Gildemeister, Prudent Energy (herkömmliche Vanadium-Chemie)

Entwicklung

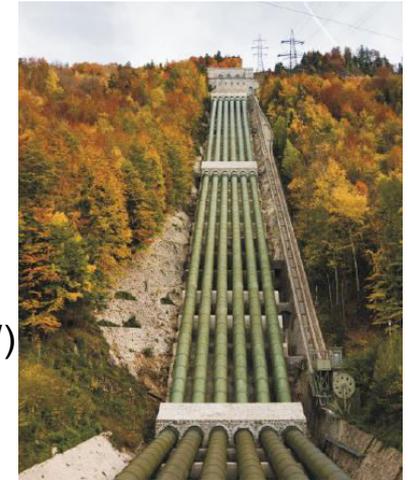
Neuartige Polymerbatterien (JenaBattery), großes Potential bzgl. Kostenreduktion, aber nach wie vor sehr niedrige Energiedichten



„Mini-Pumpspeicher“

Extrem einfache Technologie

Entkopplung von maximal aufnehmbarer und abgebarer elektrischer Leistung (kW) und speicherbarer Energiemenge (kWh) → gute Anpaßbarkeit an Erfordernisse (die speicherbare Energiemenge ist nur eine Frage der Tankgröße (oberer Tank))



Geringe Kosten je kWh Speicherkapazität:

Einfache Wassertanks beliebiger Form und (fast) beliebigen Materials (Kunststoff, Metall)

Kosten pro kW je nach Pumpe / Miniturbine: ca. 100 bis 200 €/kW

Sehr niedrige Energiedichten (ca. 28 Wh / m³ bei 10 Meter Höhenunterschied)

Anbieter: Eigenbau ohne weiteres möglich, Komponenten am Markt erhältlich



Chemische Speicher (H_2 , CH_4 , CH_3OH , $HCOOH$, $LOHC$, ...)

„Power-to-Gas“ (H_2)

Bewährte Elektrolisetechnologie (alkalische EL, AEL)

Neuere Elektrolisetechnologien (PEM-EL, SOEC)

Nur H_2 -Herstellung, lokale Speicherung, stoffliche Verwendung (Chemie, Mobilität) oder Einspeisung ins Netz)

Wirkungsgrad je nach Fahrweise / Belastung des EL, typisch zwischen 55 und 85 % (HHV)

„Power-to-Gas“ (CH_4)

Wasserstofferzeugung per Elektrolyse, danach entweder Sabatierprozeß oder biologisch (Enzyme)

Kohlenstoffquelle erforderlich, z.B. CO_2 aus einer Biomethananlage, Bioethanolanlage,

Verbrennungsprozesse, ggf. andere industrielle Quellen (Stahlherstellung, Zementherstellung)

Aber: insbesondere in afrikanischen Ländern sind z.T. hohe Preise für CO_2 zu erzielen; d.h., wenn Biomasse (z.B. Biogas) als Quelle für CO_2 genommen wird, konkurriert dies mit sehr lukrativen anderen Märkten (bis 1.000 €/kg CO_2 für „food grade“ CO_2 sind zu erlösen)

„Power-to-Liquid“ (Alkohole, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, DME, MTBE, OME, ...)

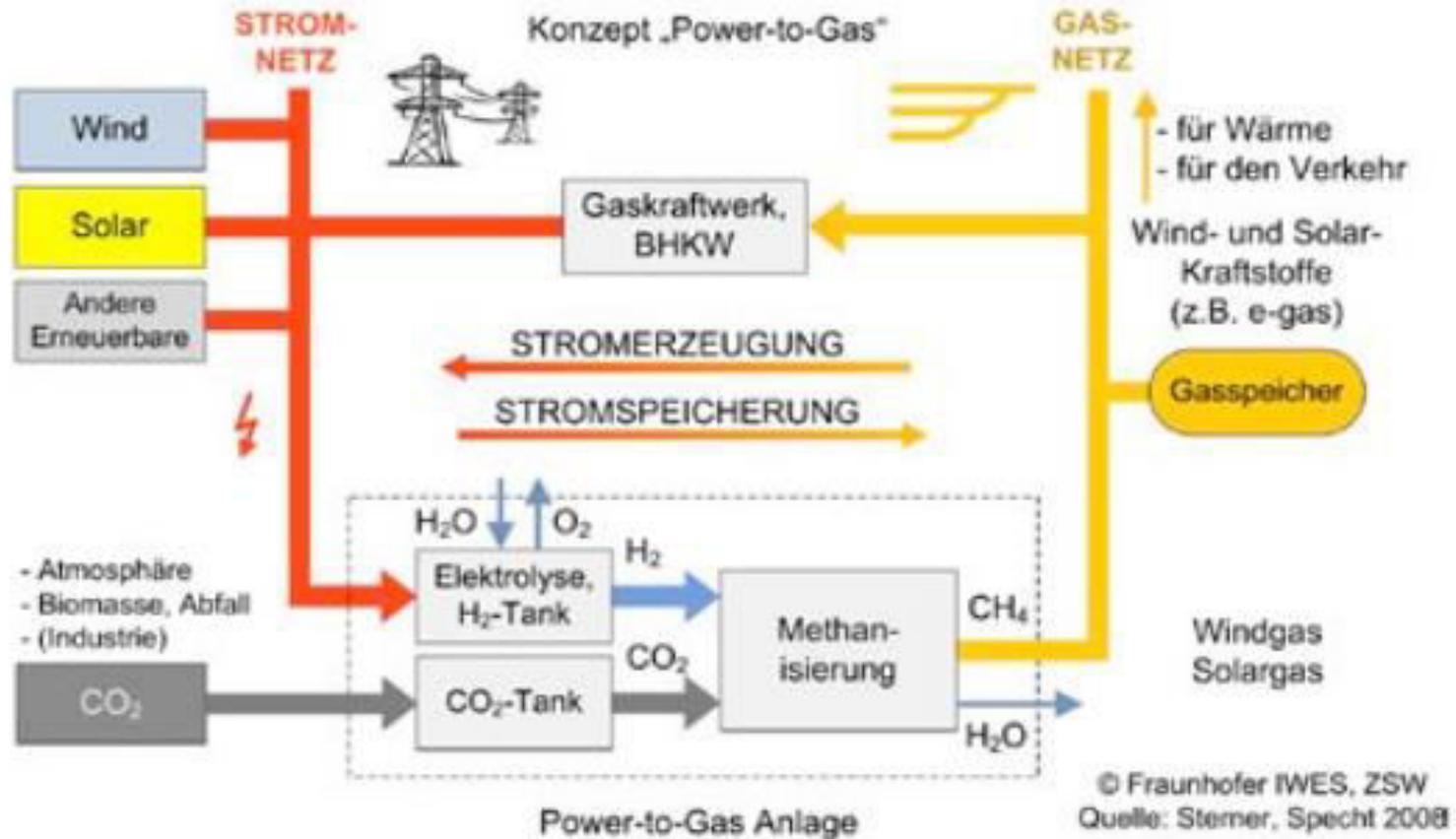
Bewährte Verfahren, wenn von Synthesegas ausgegangen wird, d.h. Mischungen von CO und H_2 ;

Neue Entwicklungen (z.B. Methanol direkt aus CO_2 und H_2) sind in ersten Demoanlagen gezeigt (Carbon Recycling International (Island), Swiss Liquid Future AG, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe)

Reversibles hydrieren organischer Trägerflüssigkeiten (LOHC)

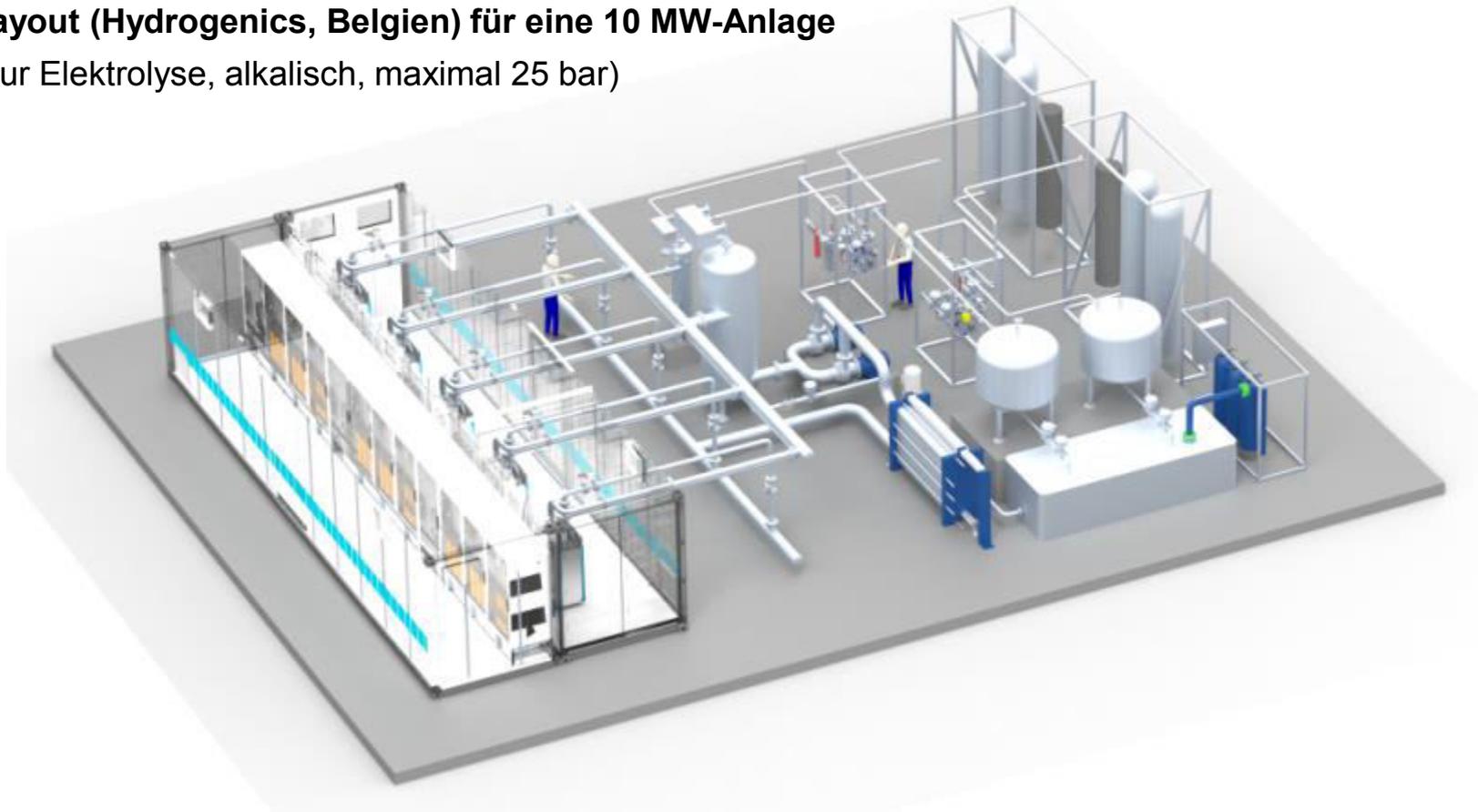
Kompakte Energiespeicher (für H_2) möglich, sofern keine C-Quelle verfügbar

„Power-to-Gas“(H₂ oder CH₄)



„Power-to-Gas“ (H₂ oder CH₄)

Layout (Hydrogenics, Belgien) für eine 10 MW-Anlage
(nur Elektrolyse, alkalisch, maximal 25 bar)



Quelle: „Power to Gas, Roadmap for Flanders“, Oktober 2016

„Power-to-Gas“ (H₂ oder CH₄)

Audi e-gas Projekt, Werlte, Niedersachsen



Produktion von „SNG“ (synthetic natural gas) aus Abfall-CO₂ aus einer Biomethananlage (EWE) und Wasserstoff aus einem alkalischen EL (6 MW), Sabatierprozeß bei etwa 12 bar

„Power-to-Gas“(H₂ oder CH₄)

Audi e-gas Projekt, Werlte, Niedersachsen



Elektrolyseurhalle 2 MW_{el} | Elektrolyseur

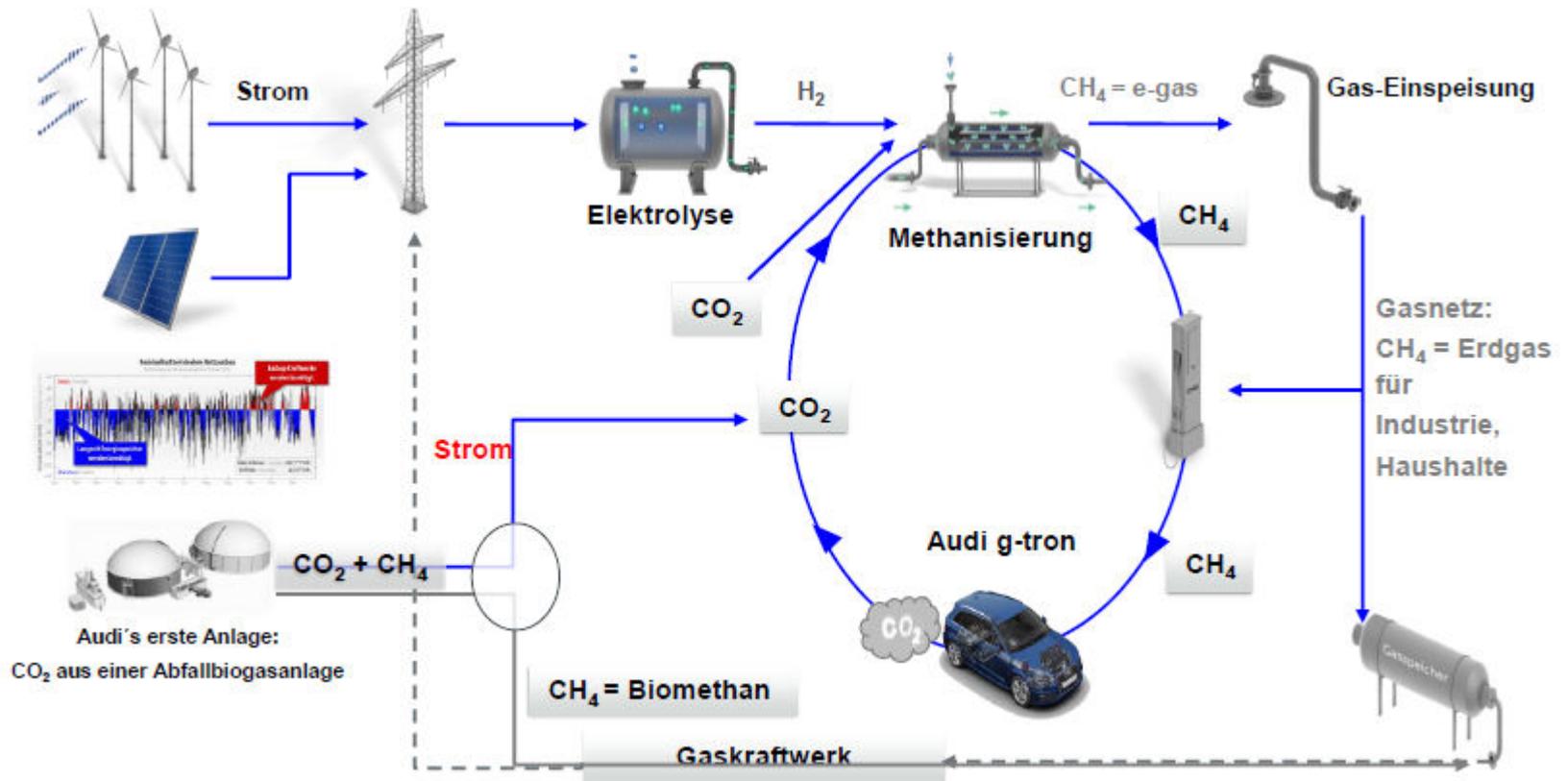


Festbett Methanisierung

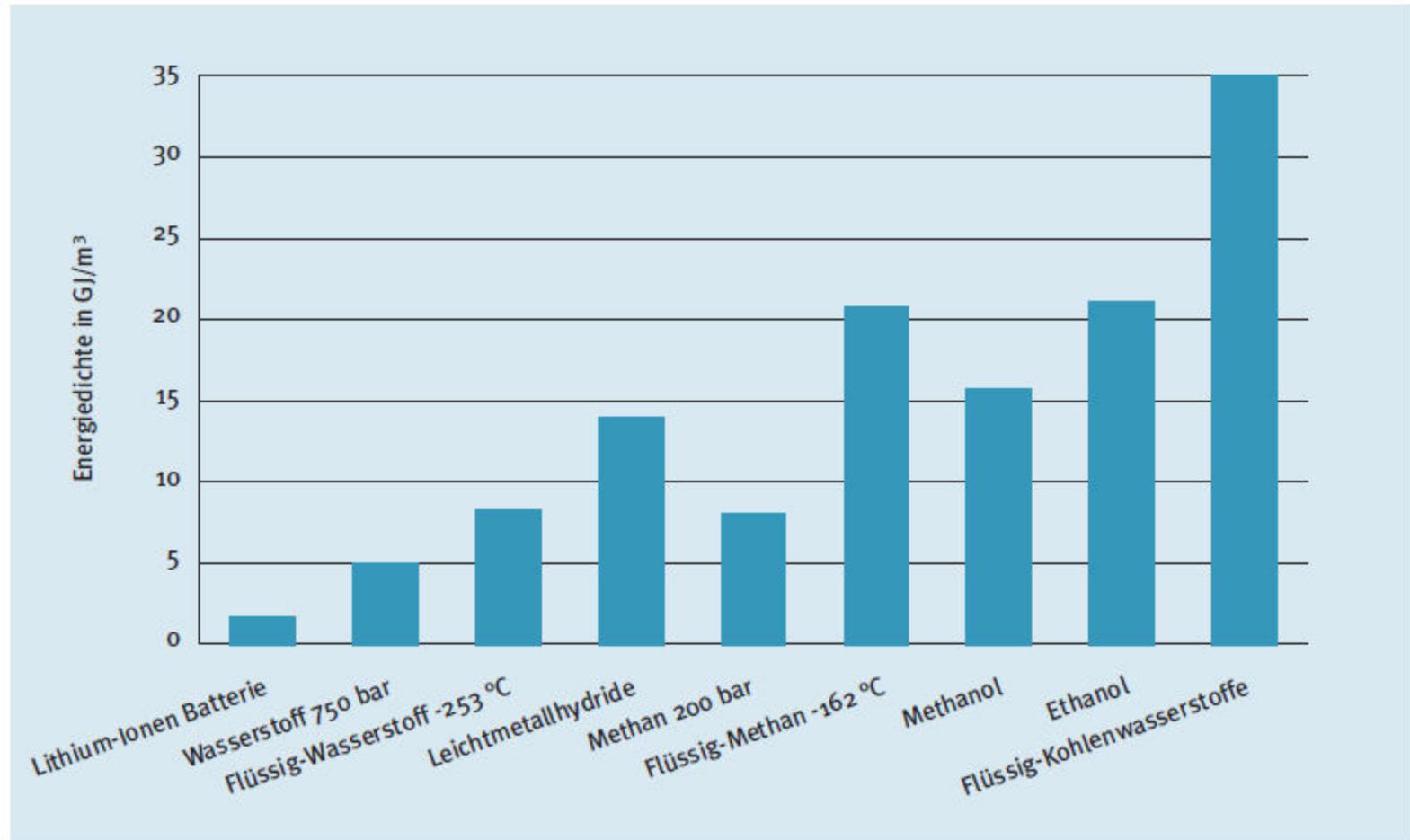


„Power-to-Gas“(H₂ oder CH₄)

Audi e-gas Projekt, Werlte, Niedersachsen

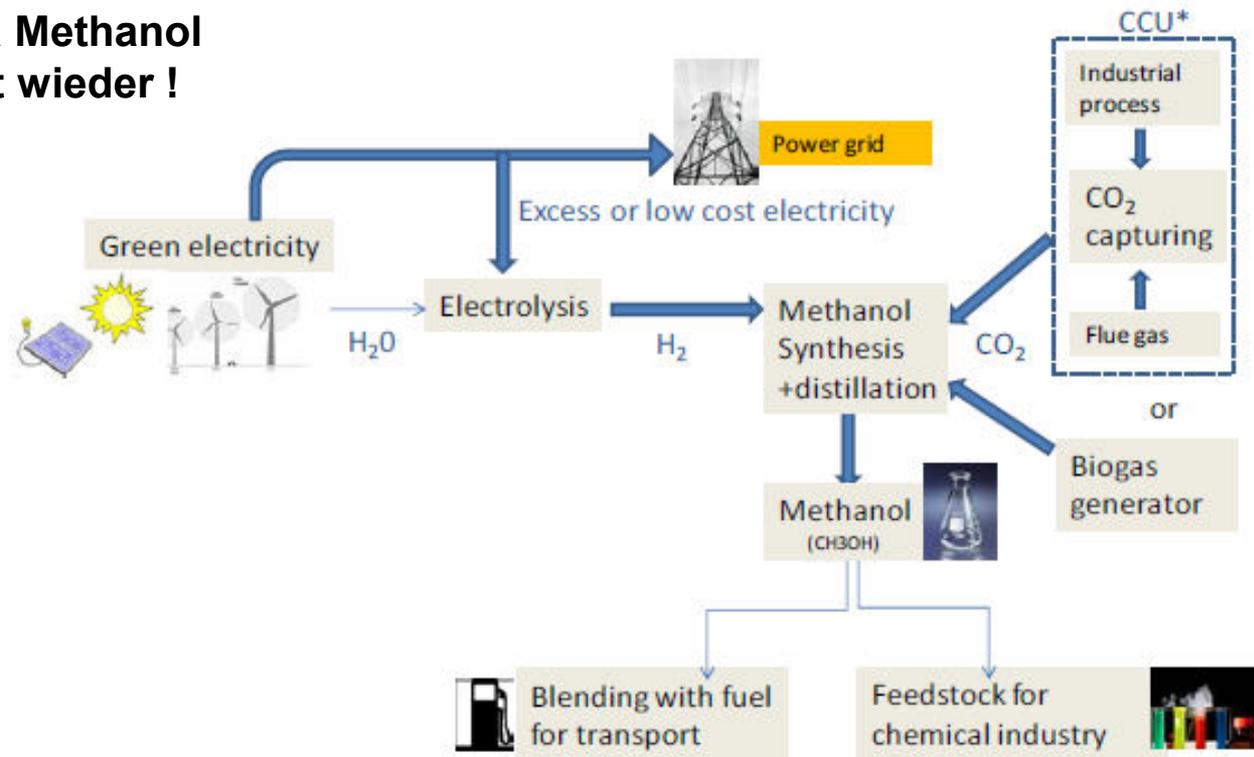


Quelle: ETOGAS

„Power-to-X“ (H₂ oder CH₄ oder flüssige ET); Energiedichten in GJ / m³

Quelle: Dechema 2017

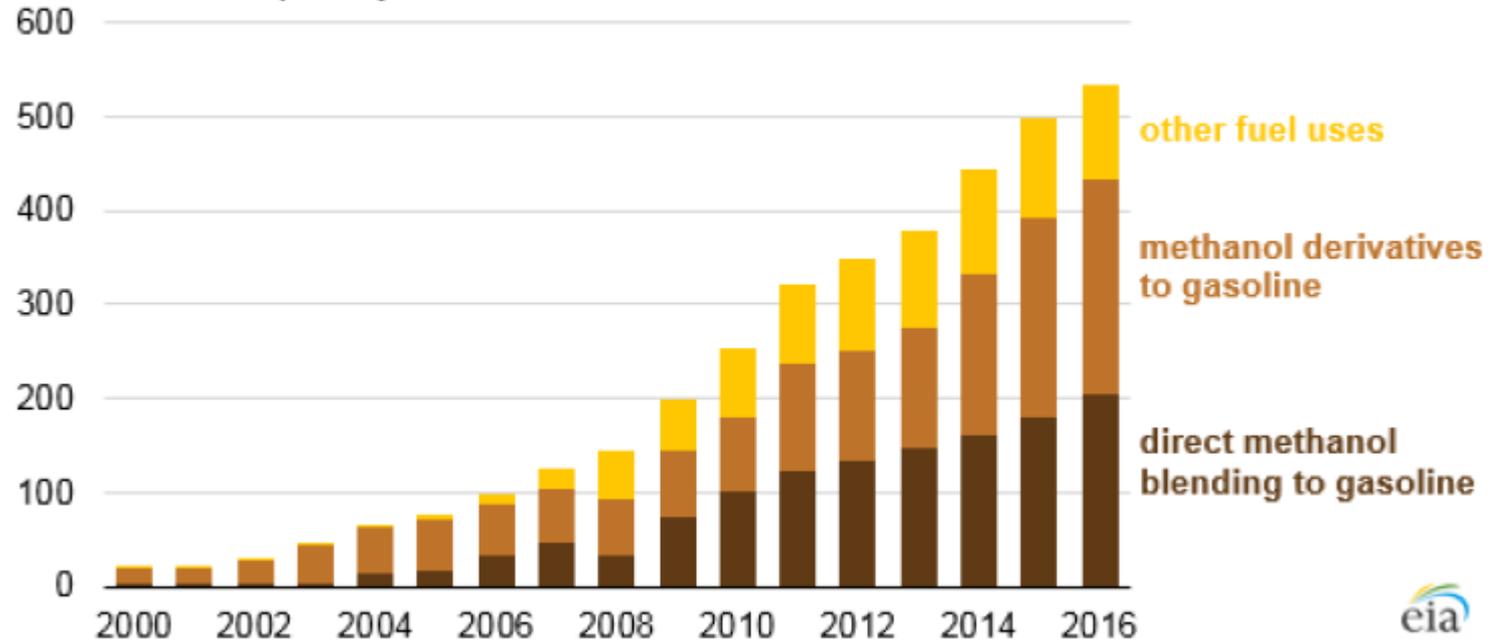
„Power-to-Liquid“ (Alkohole, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, DME, MTBE, OME, ...)

Thema Methanol
kommt wieder !

Quelle: „Power to Gas, Roadmap for Flanders“, Oktober 2016

„Power-to-Liquid“ (Alkohole, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, DME, MTBE, OME, ...)**China methanol consumption in fuel products**

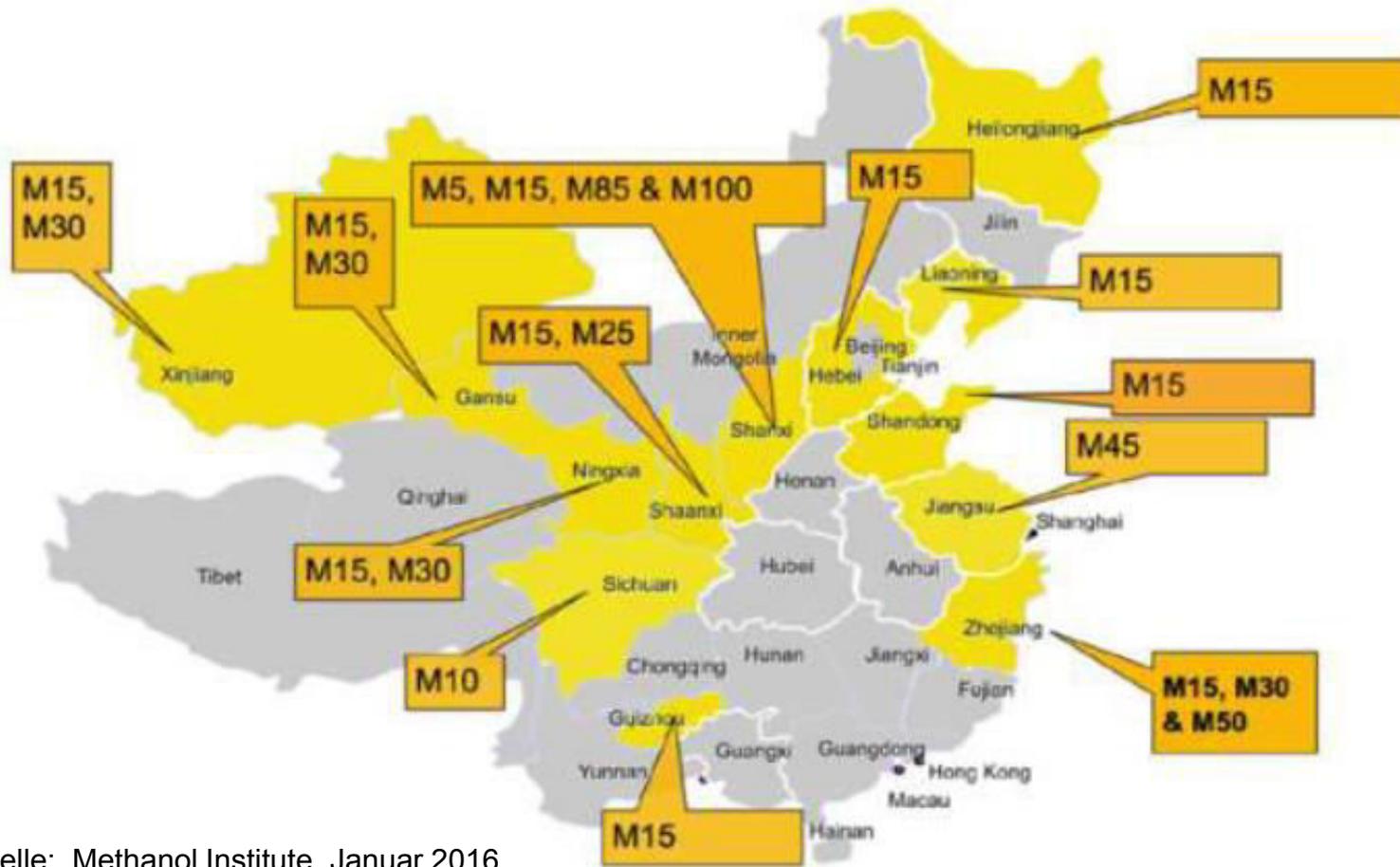
thousand barrels per day



Source: U.S. Energy Information Administration, based on Argus Media Group

<http://www.iea-amf.org/app/webroot/files/file/Newsletters/AMF%20newsletter%201-2017.pdf>

„Power-to-Liquid“ (Alkohole, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, DME, MTBE, OME, ...)



Quelle: Methanol Institute, Januar 2016

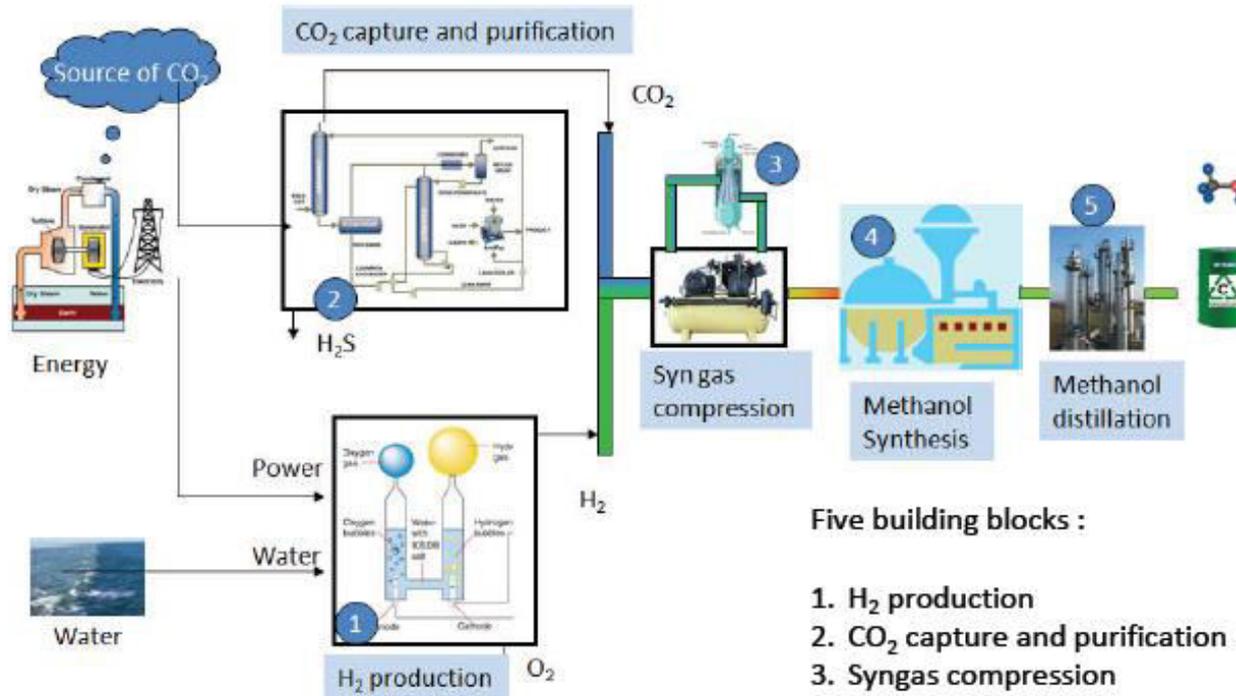
„Power-to-Liquid“ (Alkohole, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, DME, MTBE, OME, ...)



Errichtung der Pilotanlage von CRI auf Island, 5.000 t Methanol pro Jahr

„Power-to-Liquid“ (Alkohole, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, DME, MTBE, OME, ...)

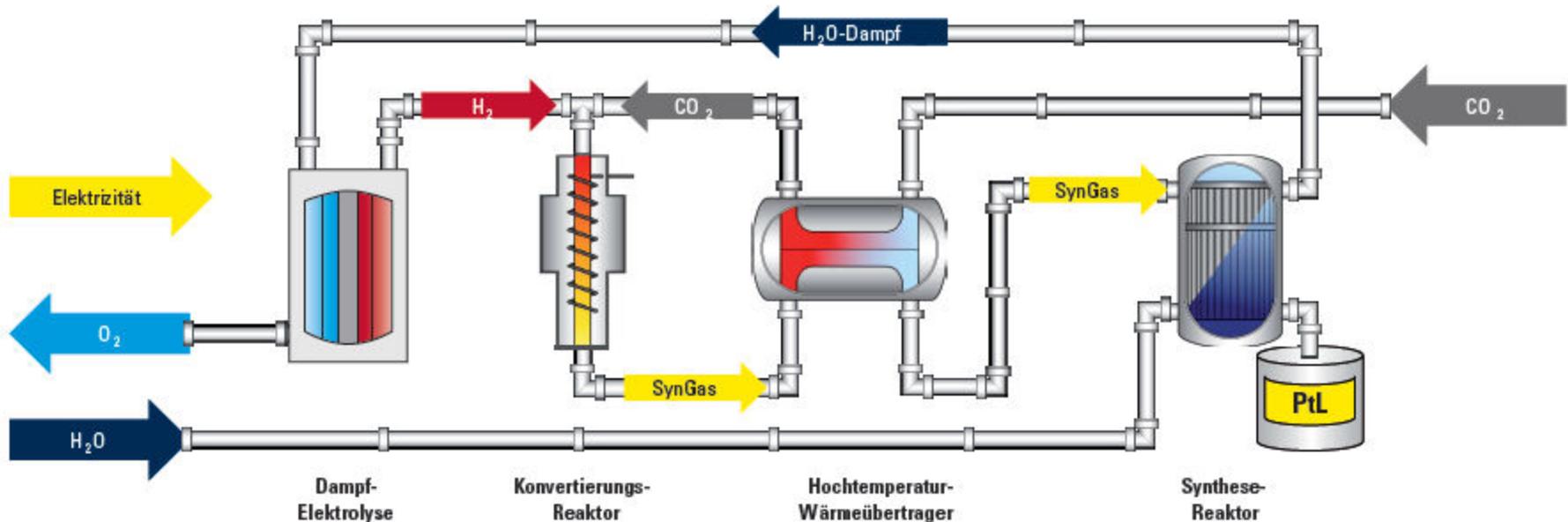
CO₂ to Fuel Process



Five building blocks :

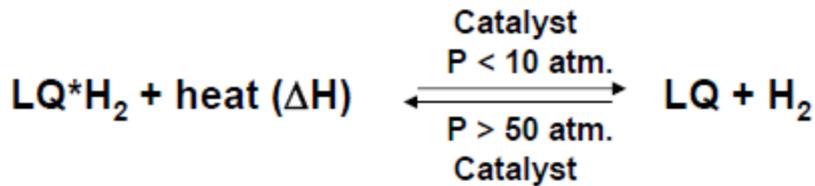
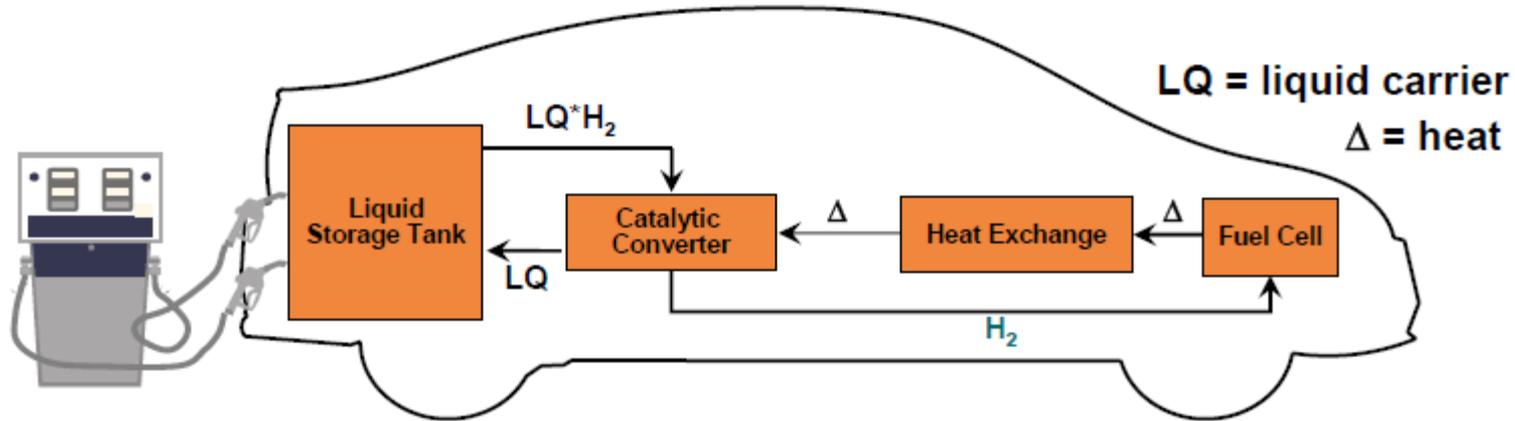
1. H₂ production
2. CO₂ capture and purification
3. Syngas compression
4. Methanol synthesis
5. Methanol distillation

„Power-to-Liquid“ (Alkohole, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, DME, MTBE, OME, ...)

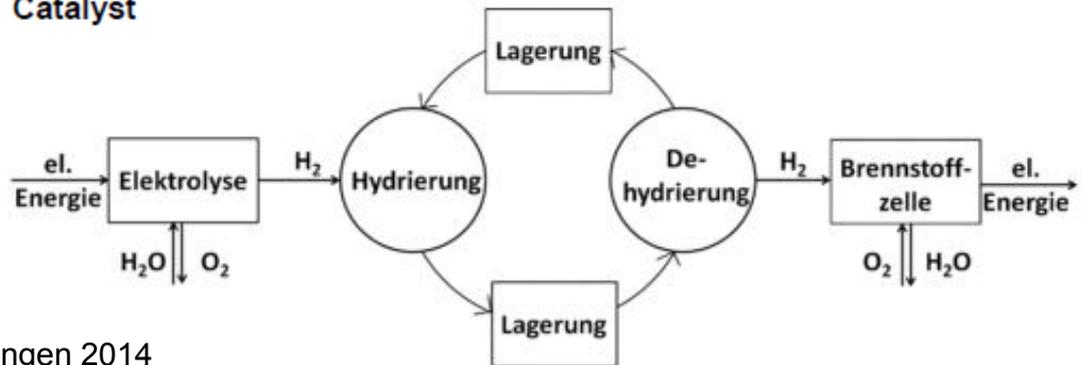


„Power-to-Liquid“ (Fischer-Tropsch-Kraftstoffe nach dem Sunfire-Verfahren mit SOEC)

Reversibles Hydrieren organischer Trägerflüssigkeiten (LOHC)

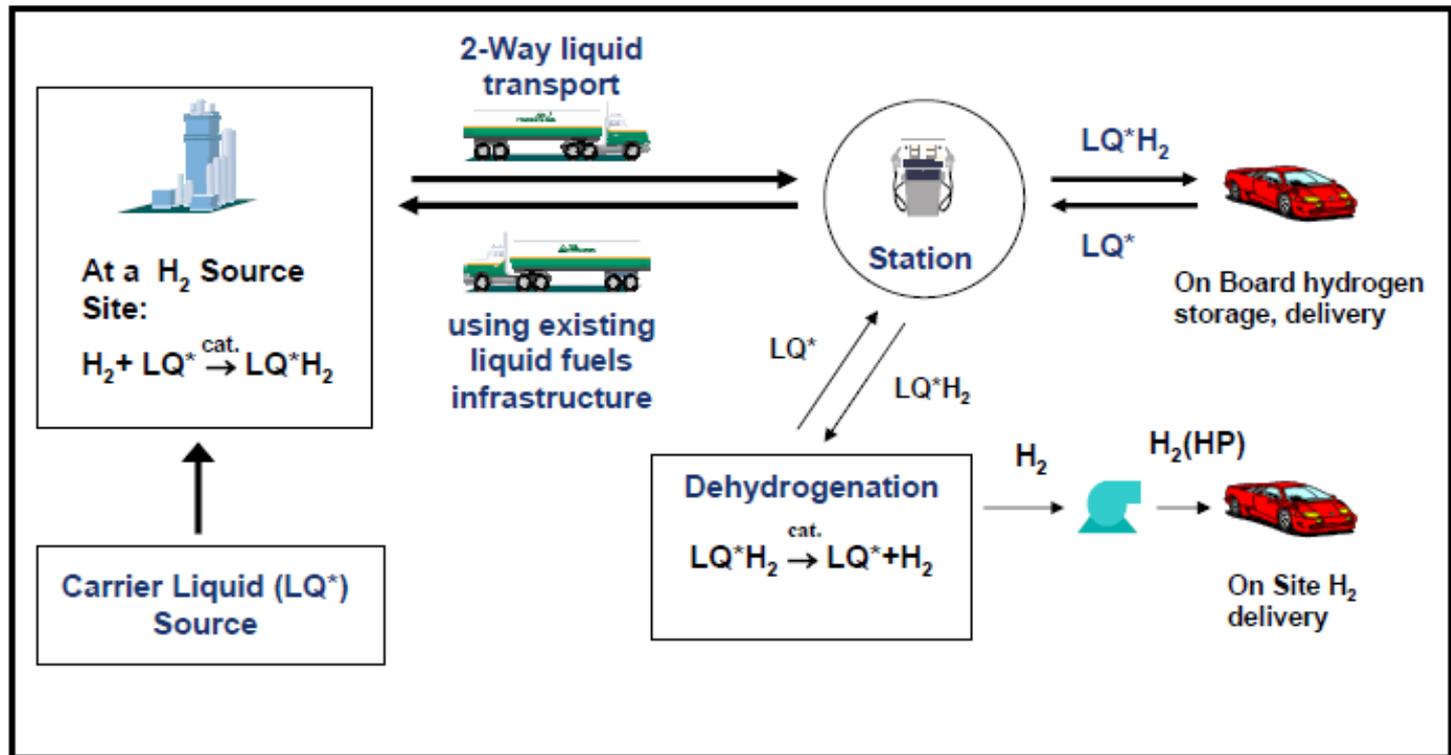


Quelle: Cooper, Air Products, 2006



Quelle: FAU Erlangen 2014

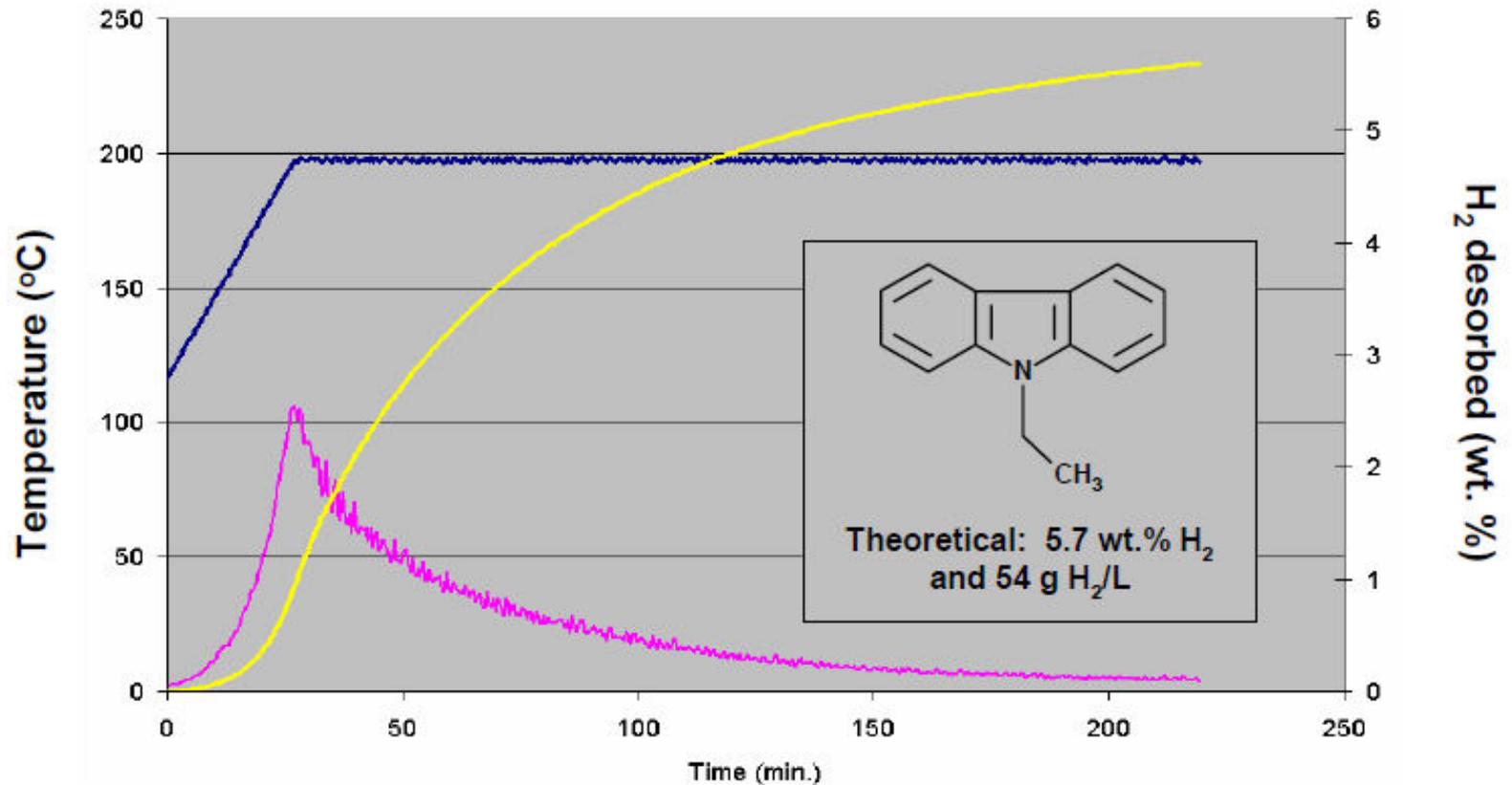
Reversibles Hydrieren organischer Trägerflüssigkeiten (LOHC)



Quelle: Pez, Cooper, Air Products, 2006

Reversibles Hydrieren organischer Trägerflüssigkeiten (LOHC)

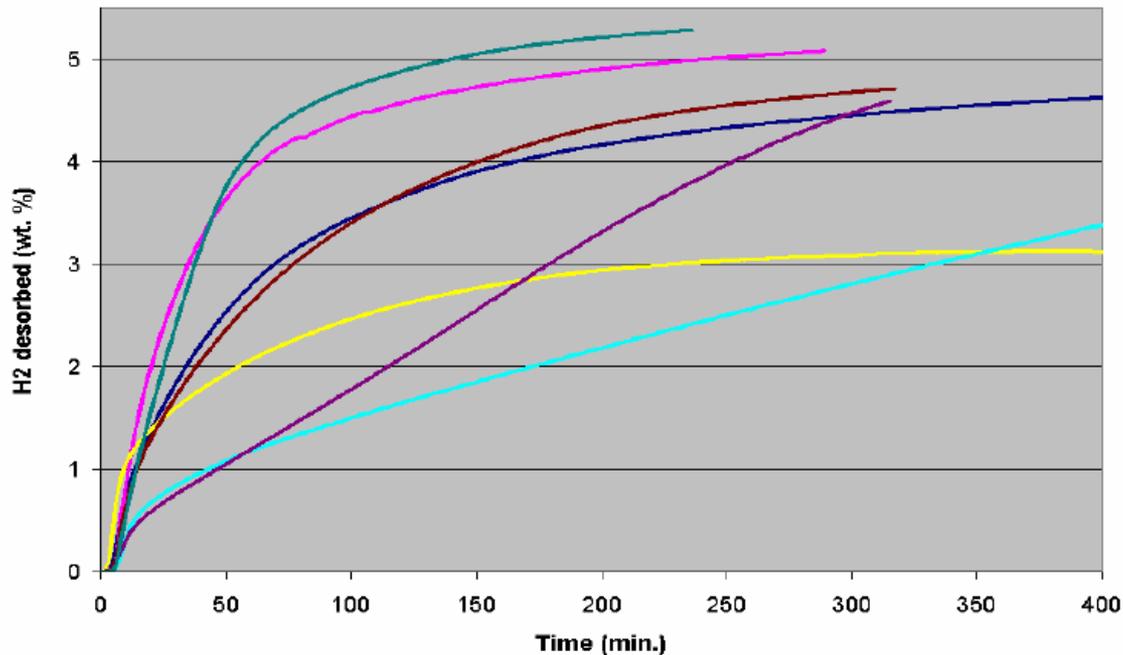
Beispiel: Dehydrieren von Perhydro-N-Ethylcarbazol



Quelle: Cooper, Air Products, 2006

Reversibles Hydrieren organischer Trägerflüssigkeiten (LOHC)

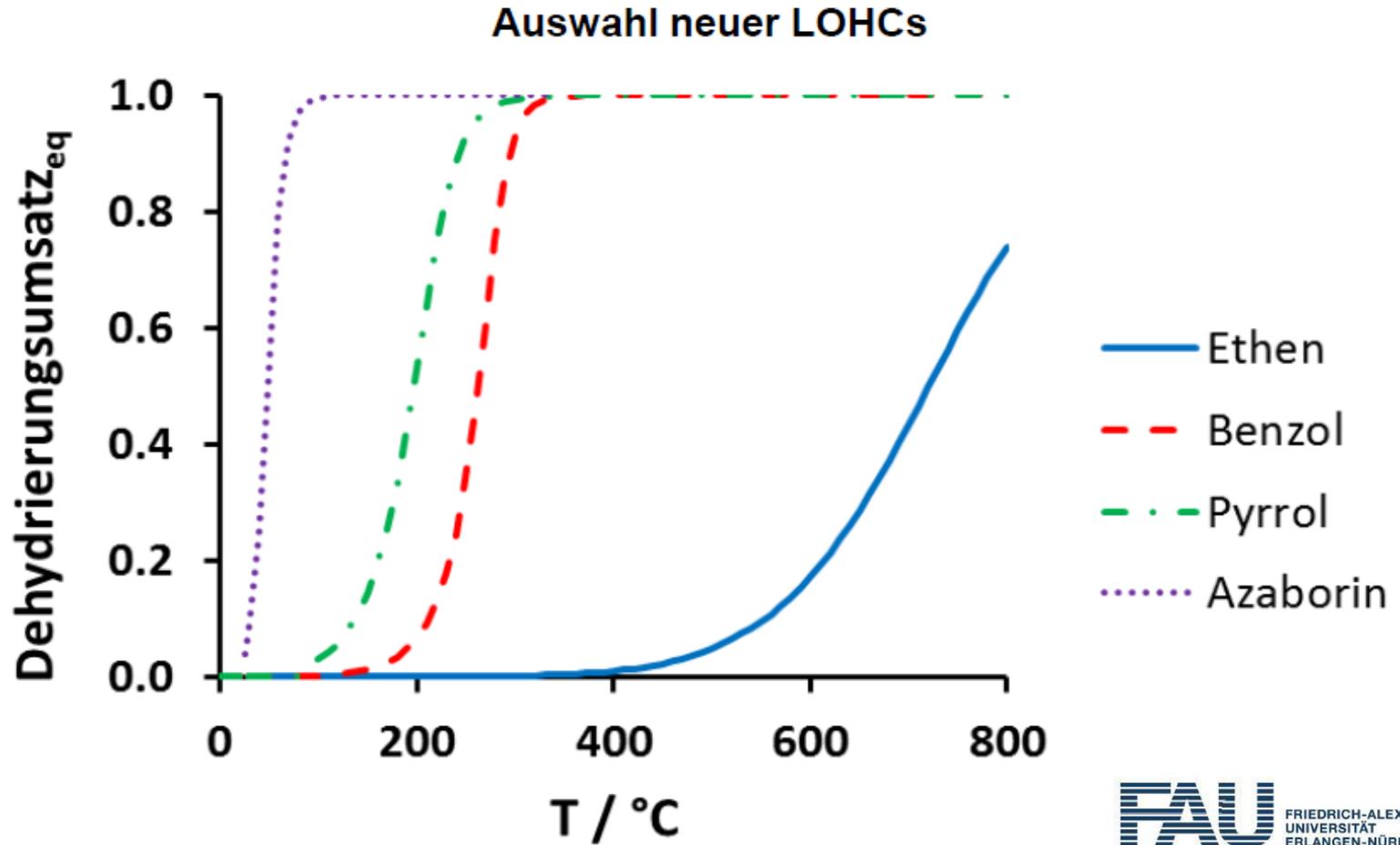
Beispiel: Dehydrieren von Perhydro-N-Ethylcarbazol



Festbettreaktor,
ca. 320 °C

Quelle: Cooper, Air Products, 2006

Reversibles Hydrieren organischer Trägerflüssigkeiten (LOHC)



Quelle: FAU 2014

Reversibles Hydrieren organischer Trägerflüssigkeiten (LOHC)



Pilotanlage bei Chiyoda in Japan: Produktion von $50 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$ pro Stunde
Eingesetzter Träger: Toluol / Methylcyclohexan



Pilotanlage bei Chiyoda in Japan: Speicherung von $10.000 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$
Mittels Methylcyclohexan in Tanks à 20 m^3

Reversibles Hydrieren organischer Trägerflüssigkeiten (LOHC)



Anwendungsfelder

Einzelnes Haus

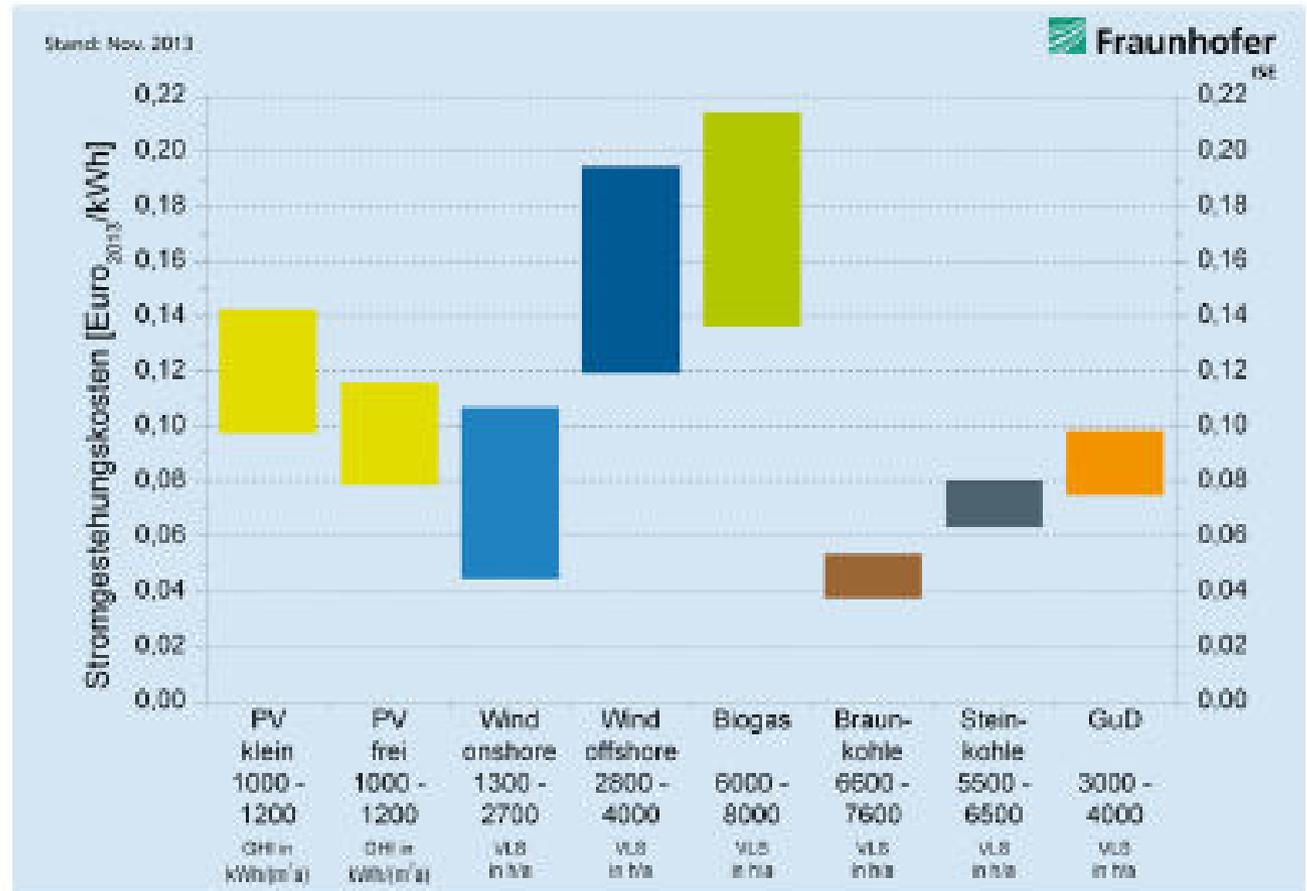
Dorf, Siedlung, Kleingewerbe, kleinere Agrarbetriebe

Große Agrarbetriebe, Region

Sektorkopplung (EE-Strom → Kraftstoff, „Heizöl“)

Wirtschaftlichkeit

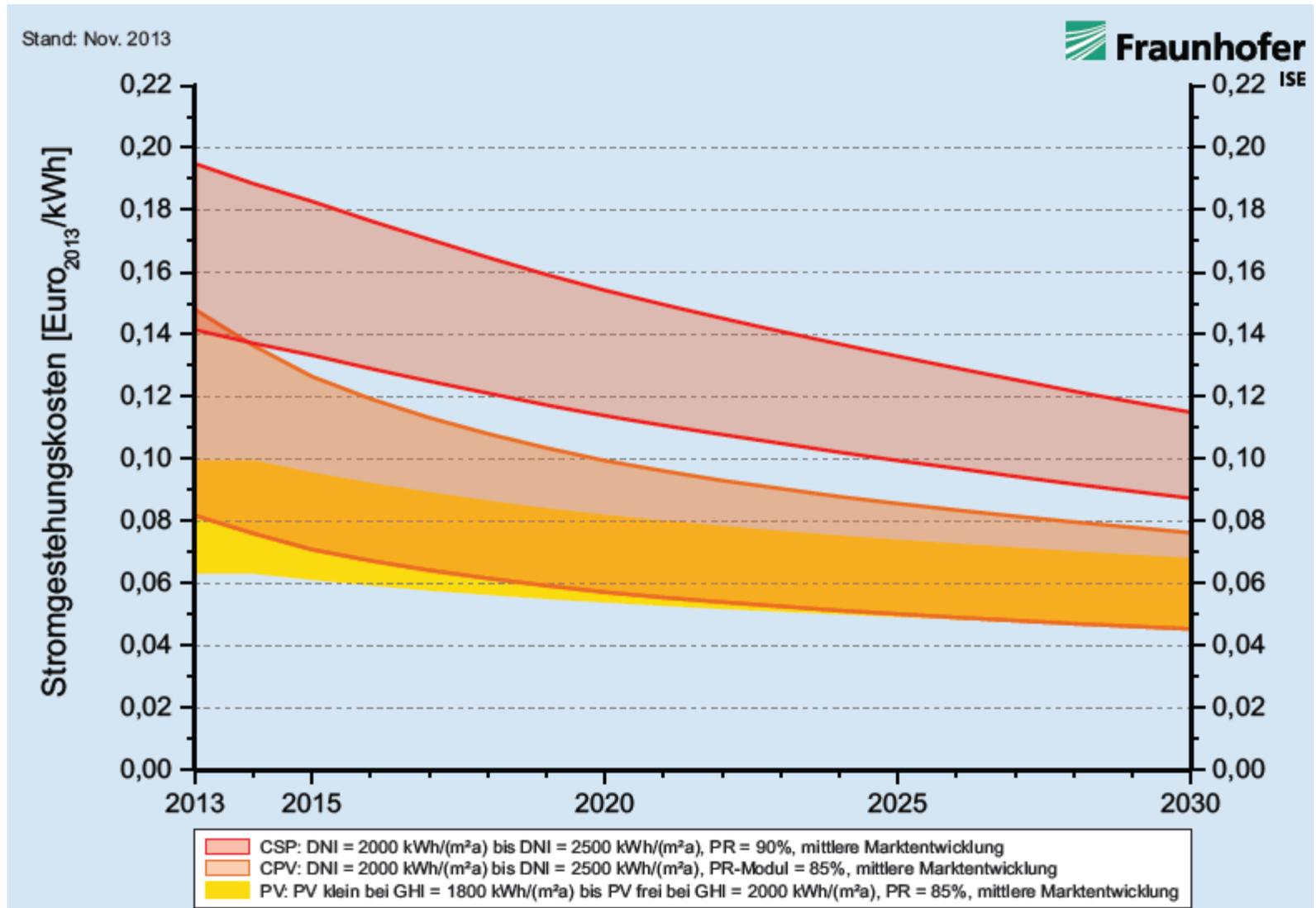
Stromkosten !

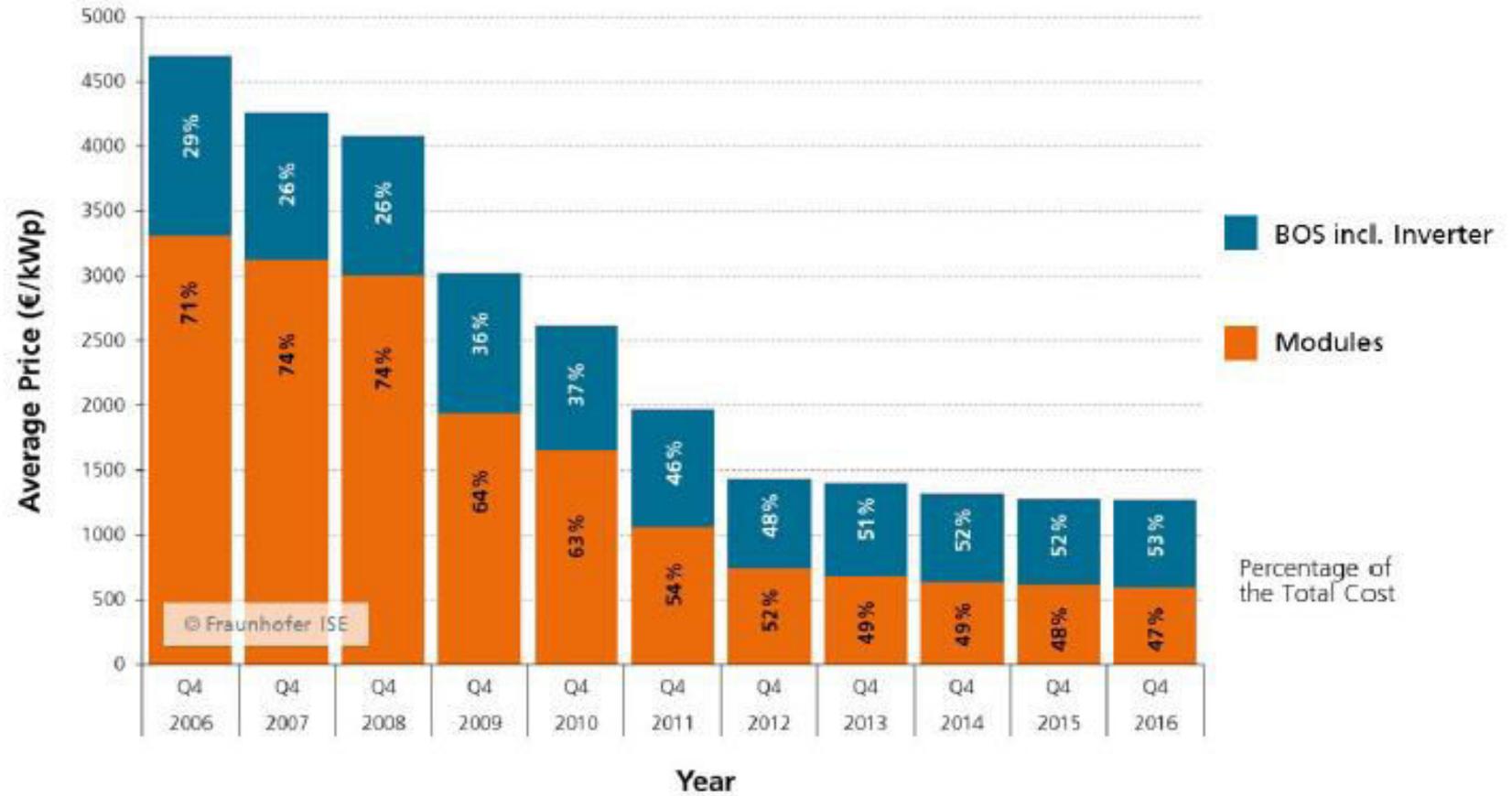


Quelle: Fraunhofer ISE 2013

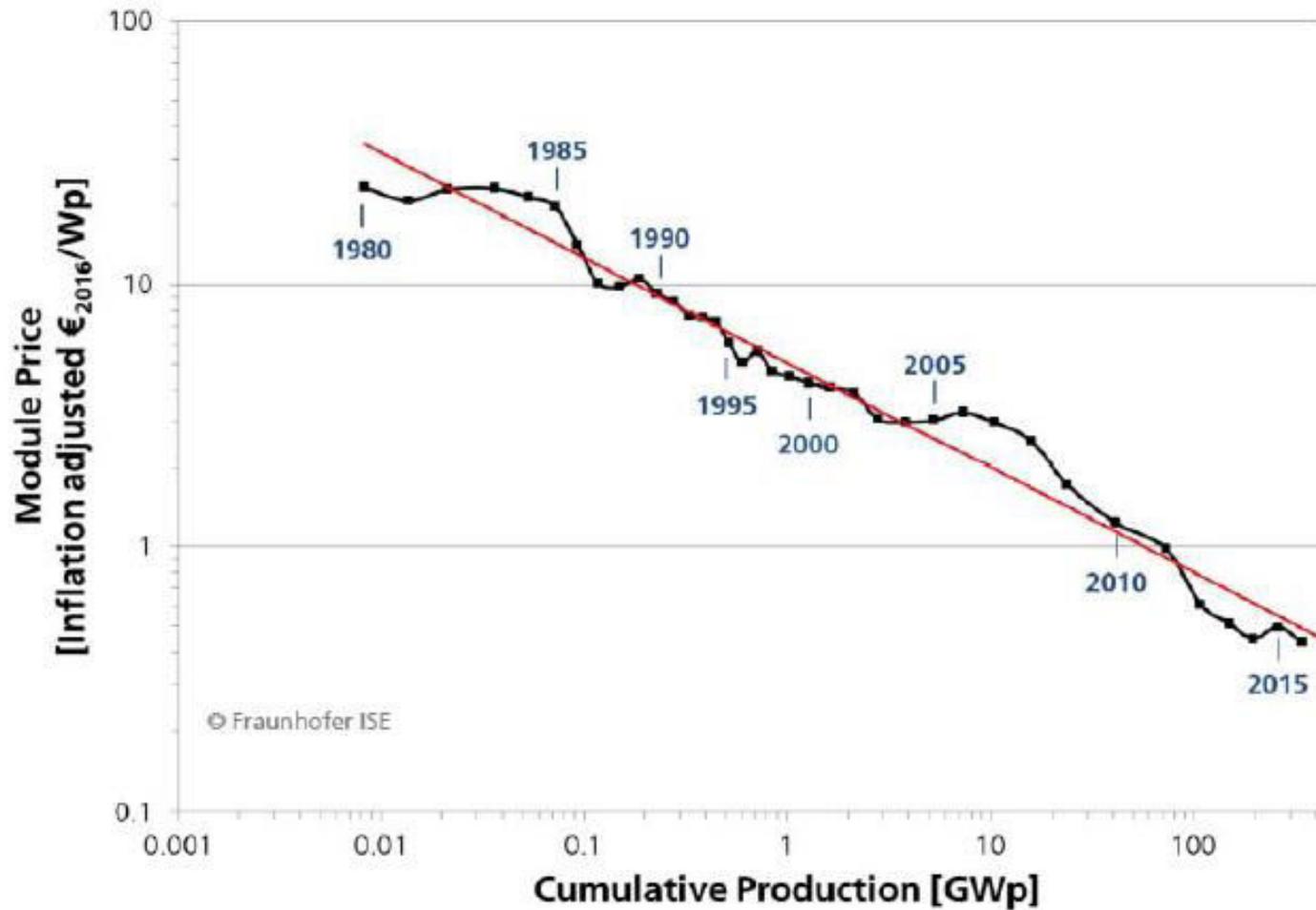
Stand: Nov. 2013

Quelle: Fraunhofer ISE 2013

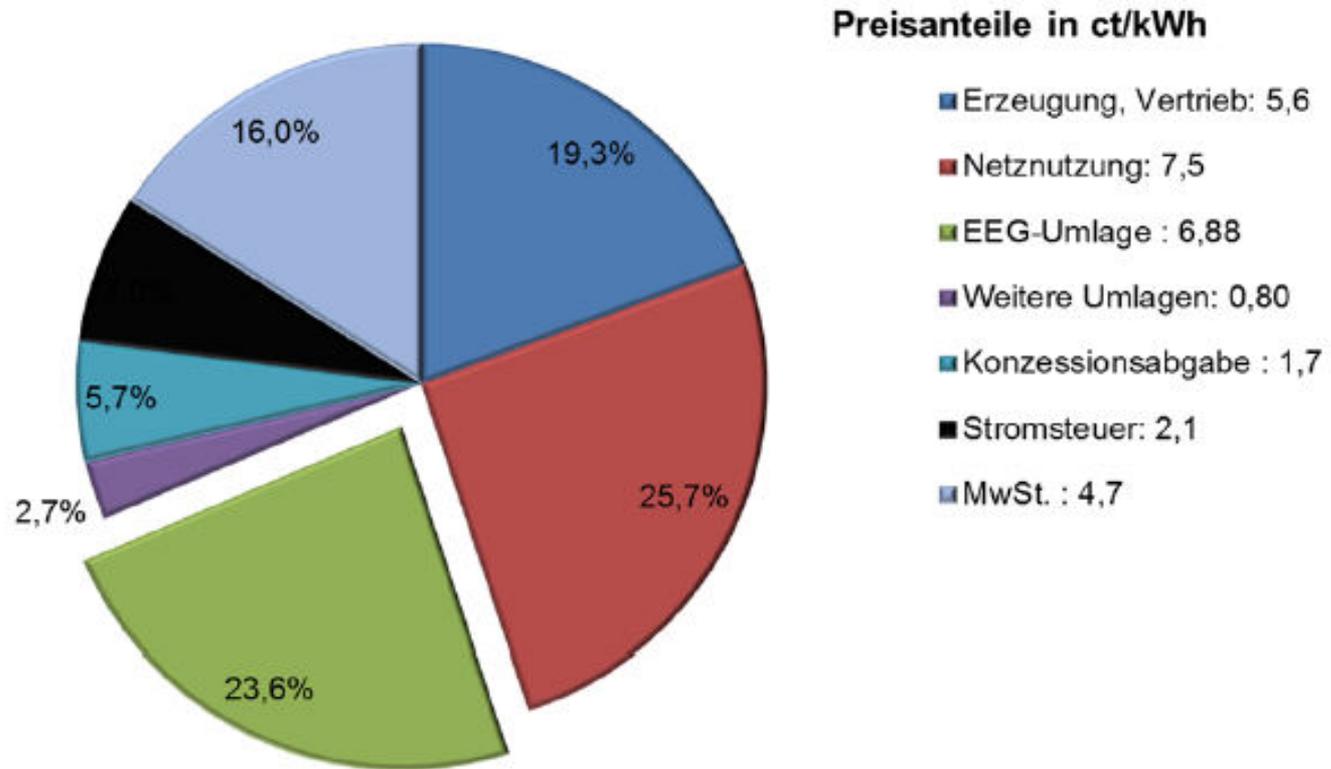




Quelle: Fraunhofer ISE November 2017



Quelle: Fraunhofer ISE November 2017



Quelle: Fraunhofer ISE November 2017

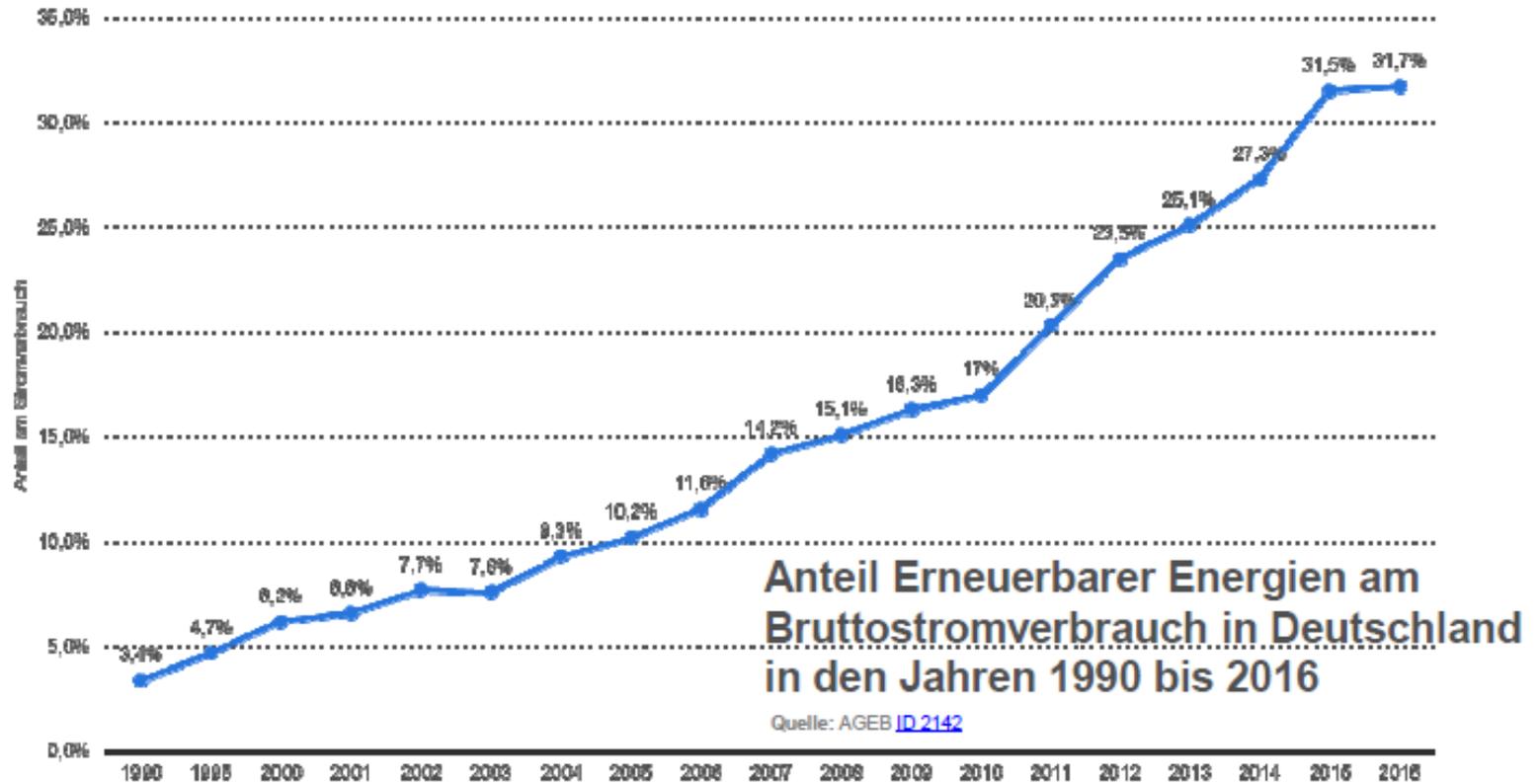
Anhang

CO₂-Emissionen im Verkehr

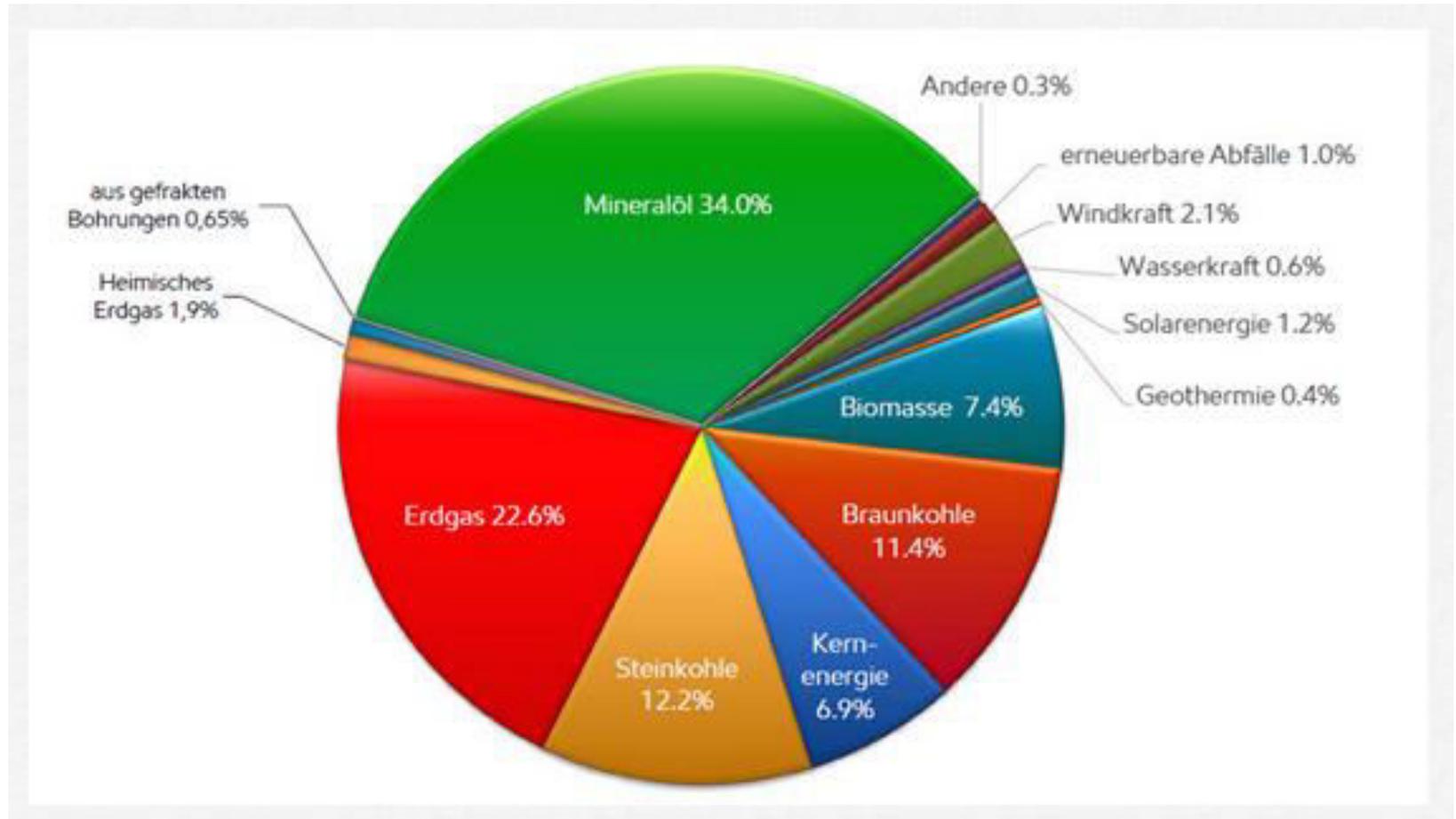
Die CO₂-Emissionen bzw. der Kraftstoffverbrauch von Nutzfahrzeugen unterliegt bislang keiner Limitierung durch den Ordnungsgeber. Durch den wirtschaftlichen Wunsch der Betreiber, möglichst kostengünstig Transportleistungen zu erbringen, sollte angenommen werden, dass Nutzfahrzeuge generell verbrauchsoptimiert konzipiert werden. Die zu den Abgasemissionen vorhandene Schere hinsichtlich einer Emissionsminderung zu Lasten des Kraftstoffverbrauches hat jedoch zu teilweise gegenläufigen Entwicklungen geführt. Gleiches gilt für das stetig gestiegene Transportaufkommen, das alle technisch realisierten Verbrauchsoptimierungen kompensiert hat. So stieg z. B. der durch den Straßengüterverkehr allein in Deutschland verursachte Kraftstoffverbrauch in den Jahren von 1991 bis 2005 um 38,2 %. Die zuletzt prognostizierten Zahlen lassen diesbezüglich keine Trendwende erkennen.

„Begrenzung der CO₂-Emissionen aus Nutzfahrzeugen“, UBA Texte: 86/2013

Anteil der EE am Bruttostromverbrauch in D

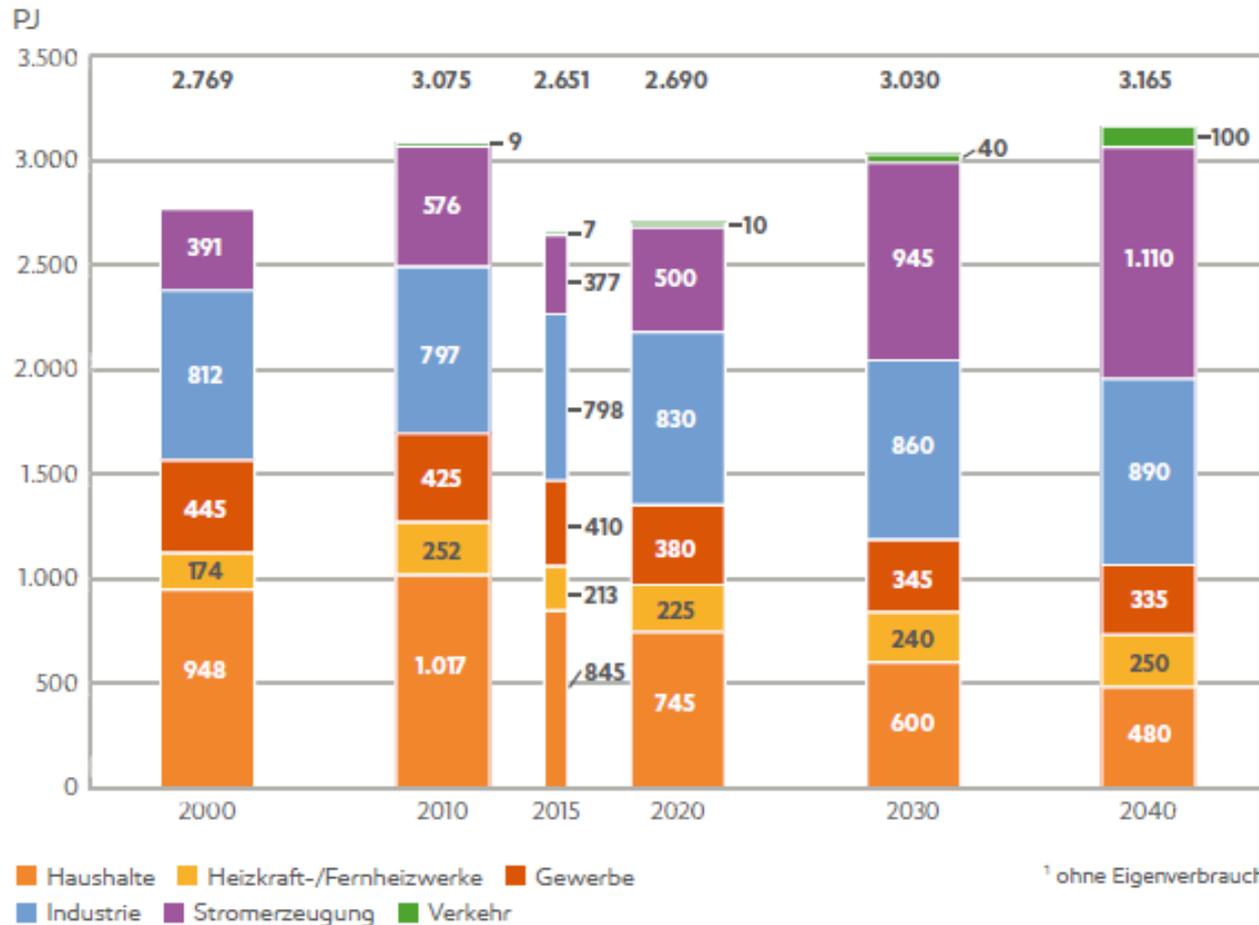


Primärenergieanteile in Deutschland in 2016



<http://www.erdgas-aus-deutschland.de/de-de/erdgas/einsatzgebiete/einsatzgebiete/einsatzgebiete>

Erdgasverbrauch nach Sektoren



http://cdn.exxonmobil.com/~media/germany/files/energieprognose/energieprognose_2016.pdf

Einsatzgebiete von Erdgas

**Ca. 55 % für Raumwärme
und Industrie (Wärme)**



Kochen



Heizen / Warmwasser

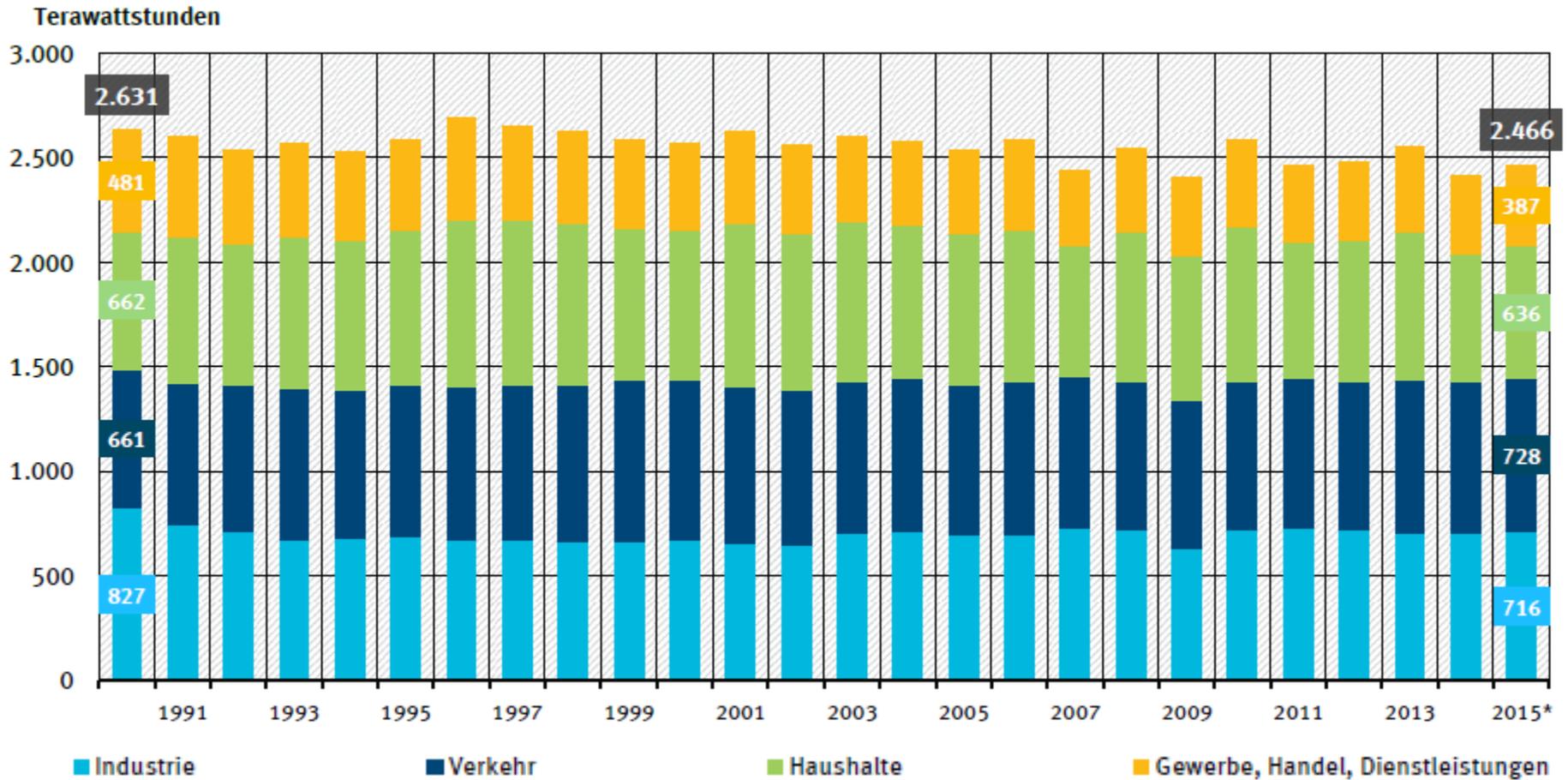


Verkehr



Stromerzeugung

Endenergieverbrauch in Deutschland



https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/2_abb_entw-eev-sektoren_2017-02-17_0.pdf

Anteil der EE am Bruttostromverbrauch und Bruttoendenergieverbrauch

