

Wirtschaftliche und technologische Chancen und Restriktionen in der Energiewende

**Detlef Stolten, Thomas Grube, Sebastian Schiebahn,
Vanessa Tietze, Michael Weber**

d.stolten@fz-juelich.de

Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

DPG-Frühjahrstagung

05.03.2013

Dresden

Die Energiewende braucht tragfähige Technologien



Treiber

- Klimawandel
- Versorgungssicherheit
- Wirtschaftswachstum
- Lokale Emissionen

Ziele

- Reduktion der Klimagasemissionen bezogen auf 1990 ohne Kernenergie
- 40% bis 2020
 - 55% bis 2030
 - 70% bis 2040
 - 80-95% bis 2050

Tragfähige Technologien

- Erneuerbare Energie
- Elektromobilität
- Effiziente Fossile Kraftwerke
- Fossile Kraft-Wärme-Kopplung

Stromwirtschaft und Verkehr wachsen zusammen

- Elektromobilität
- Versorgungsinfrastruktur
- Speicherung

Zeitachse zur CO₂-Reduktion für das 2050 Ziel

2050 vollständiger Beitrag der Technologie zur CO₂ Reduktion

2040 Technologie reif für Marktpenetration

2030 Technologie fertig für industrielle Entwicklung (Forschung abgeschlossen)

Entwicklungsperiode: bis 2040

Forschungsperiode: bis 2030 => 18 Jahre stehen noch zur Verfügung

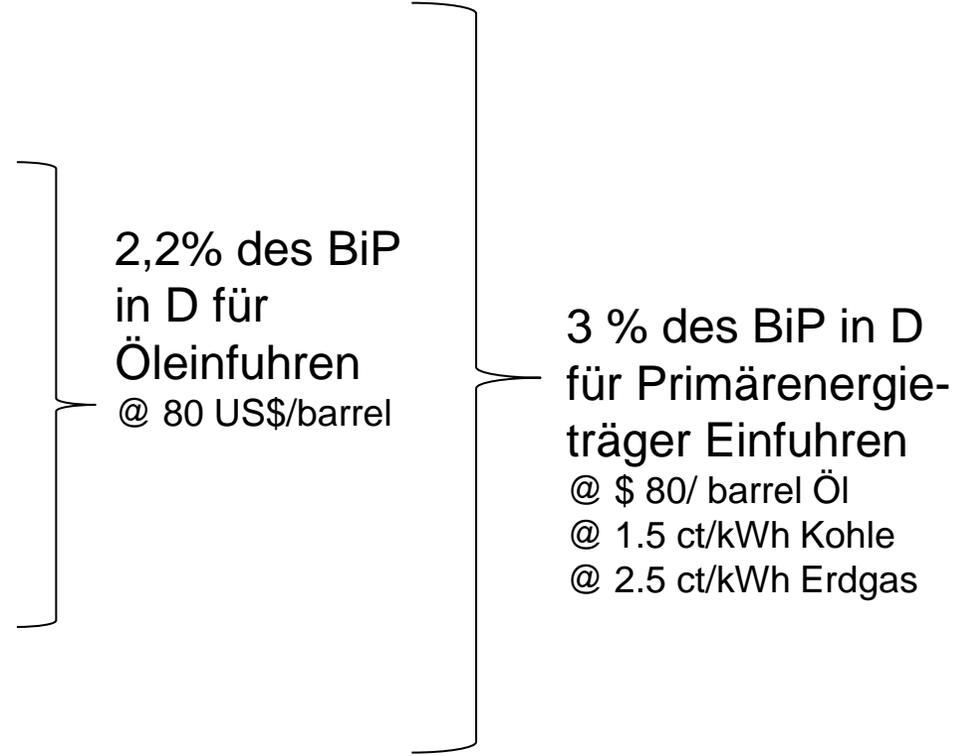
Zeiträume für 2040 und 2030 Ziele sind kürzer

Forschungsperiode für 2040: 8 Jahre verbleiben (- 70% CO₂)

Forschungsperiode für 2030: - 2 Jahre verbleiben (- 55% CO₂)

Treibhausgasemissionen (CO_{2,äq}) nach Sektoren in D

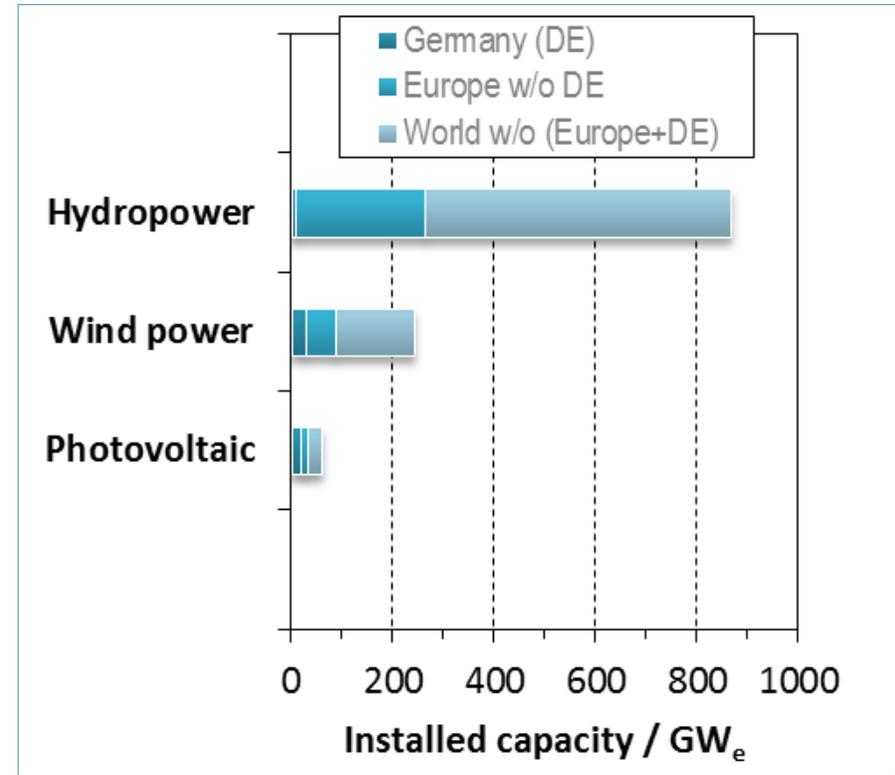
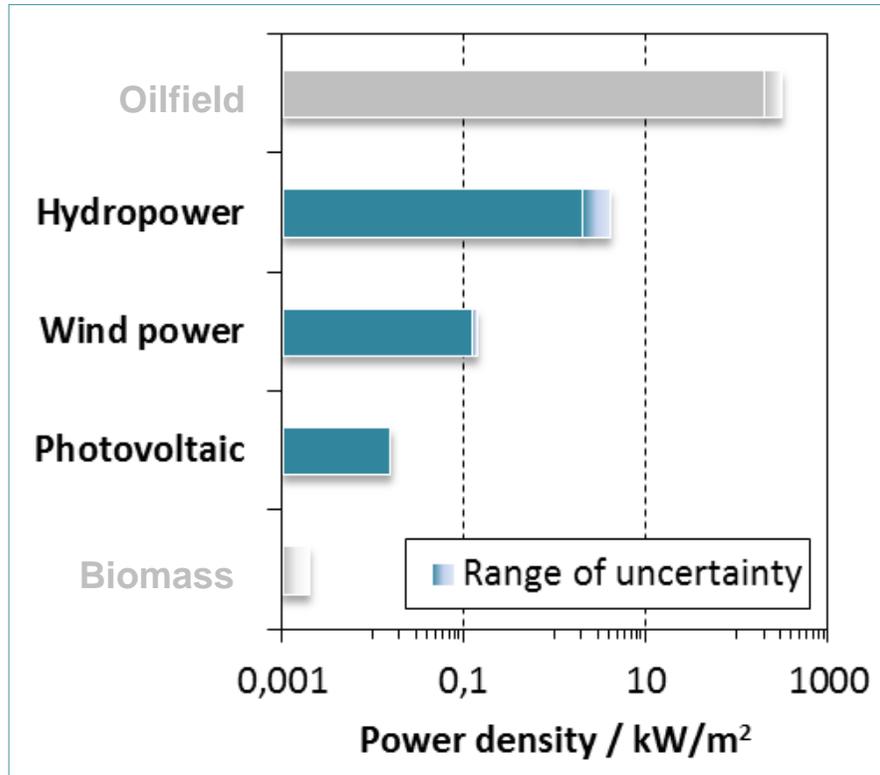
Energiesektor	37%
davon Stromerzeugung	30%
Transport (90% ölbasiert)	17%
davon Personenverkehr	11%
davon Güterverkehr	6%
Haushalte (ohne Strom)	11%
Industrie, Handel und Gewerbe	23%
davon Industrie	19%
davon Handel und Gewerbe	4%
Forstwirtschaft	8%
Andere	4%
<hr/>	
Total	100%



Quelle: Emission Trends for Germany since 1990, Trend Tables: Greenhouse Gas (GHG) Emissions in Equivalents, without CO₂ from Land Use, Land Use Change and Forestry, Umweltbundesamt 2011

Daten zum Transport: supplemented with *Shell LKW Studie – Fakten, Trends und Perspektiven im Straßengüterverkehr bis 2030*

Energiedichte und installierte Kapazität Erneuerbarer Energie



Sources:

- IEA Key World Energy Statistics (2011), Report www.iea.org, 6.10.2011.
- World Wind Association, <http://www.wwindea.org/home/index.php>, 6.10.2011.
- European Wind Association (2011), Wind in Power – 2010 Statistics. Report, Brussels, February 2011.
- European Photovoltaic Industry Association (EPIA (2010)), Global Market Outlook 2015, Report, Brussels, 2010.
- ESTELA (2010), Solar Thermal Electricity 2025. Report, prepared by A.T. Kearney, June 2010.
- GREENPEACE (2009), Concentrating Solar Power – Global Outlook 09. Report published by Greenpeace International, Amsterdam 2009.
- IHA (2010), 2010 Activity Report. International Hydropower Association, London 2010.

Kann eine weitgehend erneuerbare Energieversorgung technisch funktionieren?

Gerechnetes Szenario:

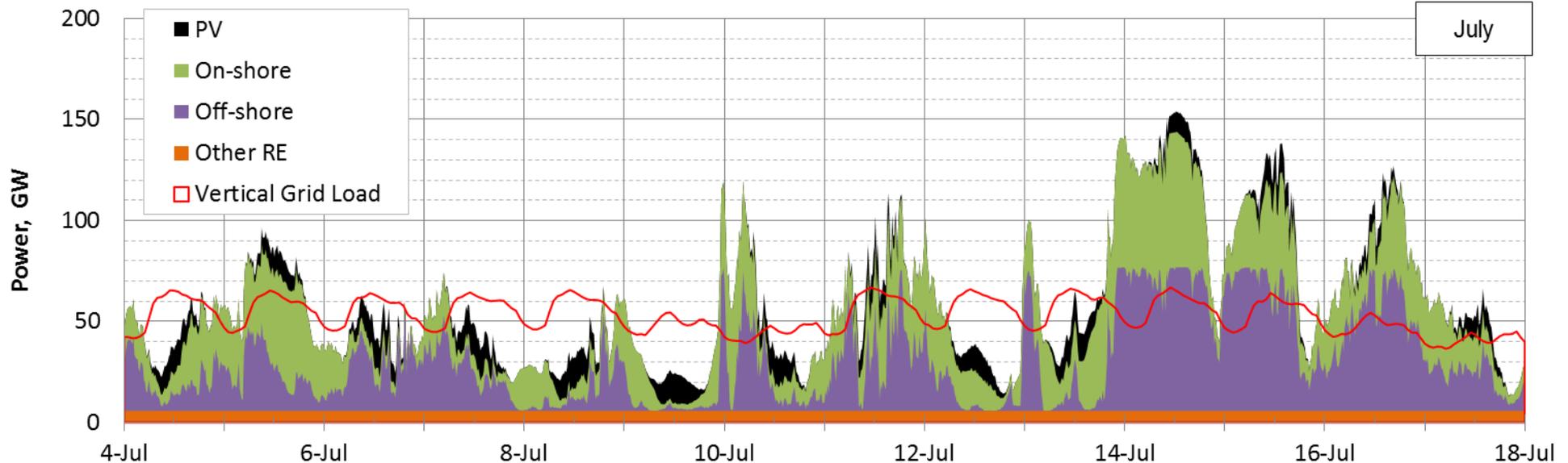
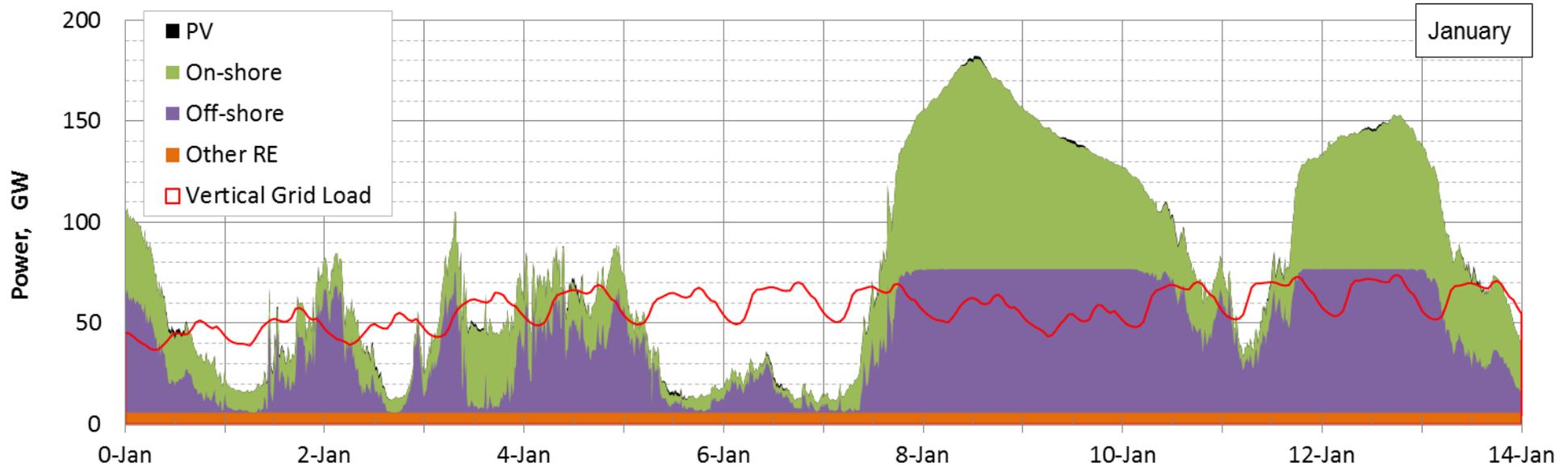
100% des deutschen gehandelten Stromes und $\frac{3}{4}$ der deutschen Pkw betreibbar mit:

- Anzahl Windturbinen an Land wie Ende 2011
- „Repowering“ auf 7,5 MW / Windturbine
- 70 GW Offshore Wind
- Sonstige Erneuerbare Stand 2010 (incl. PV!)
- Windflauten mit Erdgaskraftwerken kompensiert (GuD und offene GT)
- Pkw mit Brennstoffzelle und Wasserstoff angetrieben, soweit Energie zur Verfügung steht; Rest Öl

- CO₂-Einsparung 55% gegenüber 1990
- 80% Windenergie, 10% sonst. Erneuerbare, 10% Erdgas
- 35% Überschußstrom, der via Elektrolyse als Wasserstoff dem Verkehr zugeführt wird
- 5% saisonaler Speicherbedarf (\approx 1000-fache Kapazität dt. Pumpspeicherwerke)

- => Überschußstrom muß gespeichert werden
- => saisonale Speicherung geht (nur) über Gas

Szenario Erneuerbare Stromerzeugung und Vertikale Netzlast 2010 skaliert



Energiespeicherung für Pkw

	Physikalische Speicherdichte		Technische Speicherdichte	
	$[MJ\ l^{-1}]$	$[MJ\ kg^{-1}]$	$[MJ\ l^{-1}]$	$[MJ\ kg^{-1}]$
Benzin	32	43	~ 30	~ 35
Wasserstoff	5 @ 700 bar	120	4 @ 700 bar	5 § ~ 2-3 §§
Li-Ionen Batterien	1 – 1.8 ‡	0.4 - 0.7	0,5 – 0,9 †	0.2 – 0.4 †
Li – Luft Batterien #		~ 40		~ 4

- § Existing system by Opel / GM
- §§ Fuel cell system considered
- ‡ 250 – 500 Wh/kg
- † Cooling cells and $\Delta SOC \leq 50\%$ considered
- # In early laboratory stage

Qualitative Bewertung verschiedener Antriebskonzepte

	ICV (Dieselmotor)	ICV (Ottomotor)	FCV (Direkt-H2)	BEV
Kraftstoffverbrauch	⊖	⊖ ⊖	⊕	⊕ ⊕
Reichweite	⊕ ⊕	⊕ ⊕	⊕	⊖ ⊖
Betankungsdauer	⊕ ⊕ ⊕	⊕ ⊕	⊕ ⊕	⊖ ⊖ ⊖
THG-Potential	⊖	⊖ ⊖	⊕ ⊕ ⊕	⊕ ⊕ ⊕
Lärmemissionen	⊖ ⊖	⊖	⊕	⊕
Partikelemissionen	⊖ ⊖ ⊖	⊖ ⊖	⊖	⊖
Sicherheit	⊕	⊕	⊕	⊕
Verkehrsfluss	⊖ ⊖	⊖ ⊖	⊖ ⊖	⊖ ⊖
Infrastrukturanforderung	⊕	⊕	⊖ ⊖	⊖ / ⊖ ⊖
				Nischen-/ Massenmarkt

Quelle: eigene Einschätzungen, teilweise unter Nutzung von JEC (2008).

FCV und BEV bei ausschließlicher Nutzung erneuerbarer Energie; ICV: Pkw mit Verbrennungsmotor;

FCV: Pkw mit Brennstoffzelle im Direktwasserstoffbetrieb; BEV: Batterie-Pkw

Daimler B-Klasse F-Cell als Beispiel

- Small scale production started
- Delivery of 200 vehicles beginning of 2010



<http://media.daimler.com/dcmmedia/>
Stuttgart 28.8.2009

Drive train	Electric motor with fuel cell
Net power (kW/PS)	100/136
Nominal torque (Nm)	290
Top speed (km/h)	170
Fuel consumption NEDC (l Diesel equivalent/100 km)	3,3
CO ₂ total (g/km min.–max.)	0,0
Cruising range (km) NEDC	385
Capacity/ power lithium ion battery (kWh/kW)	1,4 /35
Freeze start-up capability	Down to -25 °C

ix35 FCEV: The First Fuel Cell Vehicle Being Under Production

The ix35 Fuel Cell Specifications

Driving range on one fill-up	594 km
Vehicle efficiency	0.95 kgH ₂ /100km *27.8km/ℓ(NEDC)
Top speed	160 km/hr (100 mph)
Acceleration, 0 to 100 km/hr	12.5 seconds
Fuel cell output power	100 kW
Energy storage system	Battery, 24 kW
Fuel	Hydrogen (700 bar, 5.6 kg)
Exhaust gas	Water vapor



Market Introduction

34 Vehicles to be supplied to fleet customers in Denmark and Sweden

1000 cars to be produced until 2015 to be leased to public and private fleets, primarily in Europe

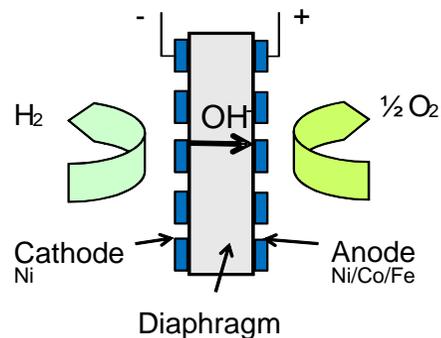
After 2015 Hyundai will begin manufacturing hydrogen fuel cell vehicles for consumer retail sales

http://worldwide.hyundai.com/WW/Corporate/News/News/DF_WW_GLOBALNEWSVIEW_130226_02.html?testValue=DF_WW_RD_GLOBALNEWS&title=DF_WW_GLOBALNEWSVIEW_130226_02&Row=410&totalRow=416&selx2=

Elektrolyseoptionen im Überblick

Alkalische Elektrolyse Flüssiger Elektrolyt (KOH)

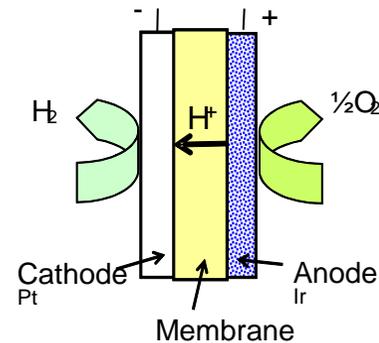
40–90° C



- Reife Technologie
- Stacks bis 3,6 MW
- Anlagen bis 156 MW
- Ni Katalysatoren
- Hydrogen for chemistry
- Kosten 750 €/kW - 1000€/kW

PEM - Elektrolyse Polymerelektrolyt

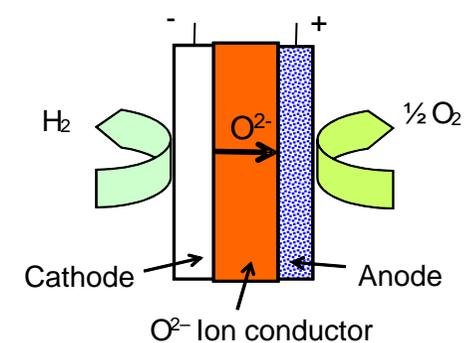
20 - 100 °C



- Nischenmärkte
- 1kW - 150 kW Einheiten
- Pt and Ir Katalysatoren
- Überlastfähig f=2-3

Hochtemperaturelektrolyse Keramischer Elektrolyt

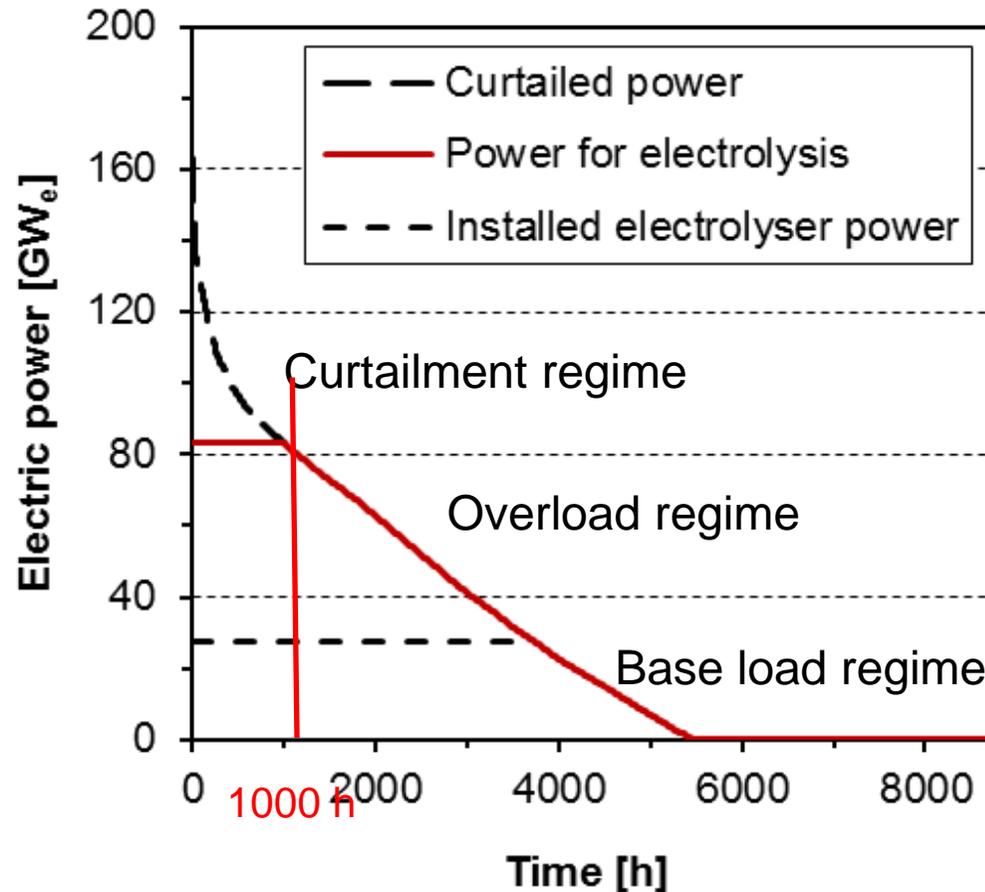
700–1000° C



- Laborstadium
- kW Stacks
- Überlastfähig
- Wirkungsgrad nahe 100%
- Spröde Keramik



Kostensenkungspotential durch Überlastbetrieb



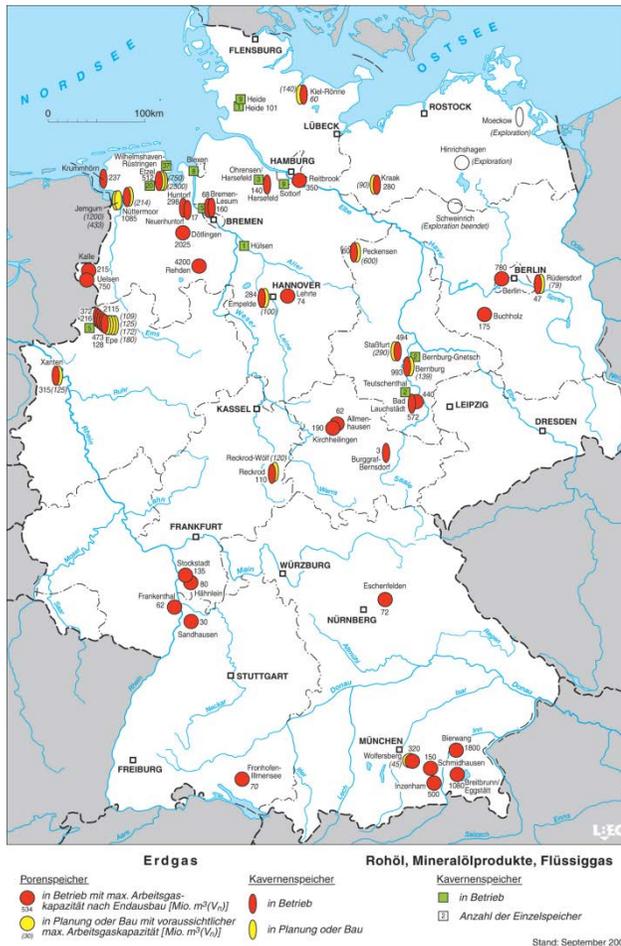
Beschnittener Energieeintrag

7 % der Überschußenergie

2,5 % der gesamten Wind- und PV Energie

≈ 50% reduzierter Bedarf an Elektrolyseinvestition

Benötigte Speicherkapazitäten



Wasserstoffherstellung:

5.4 million t/a

Maximale Elektrolyseleistung:

84 GW

Benötigte Speicherkapazität für saisonalen Ausgleich:

0,8 Mio. Tonnen

9 Mrd. m³ (i.N.)

27 TWh_{LHV}

60 Tage Reserve würde benötigen:

≈ 90 TWh

(Pumpspeicherkraftwerke in D:

0,04 TWh_e)

Bestehende Erdgasspeicherung in D:

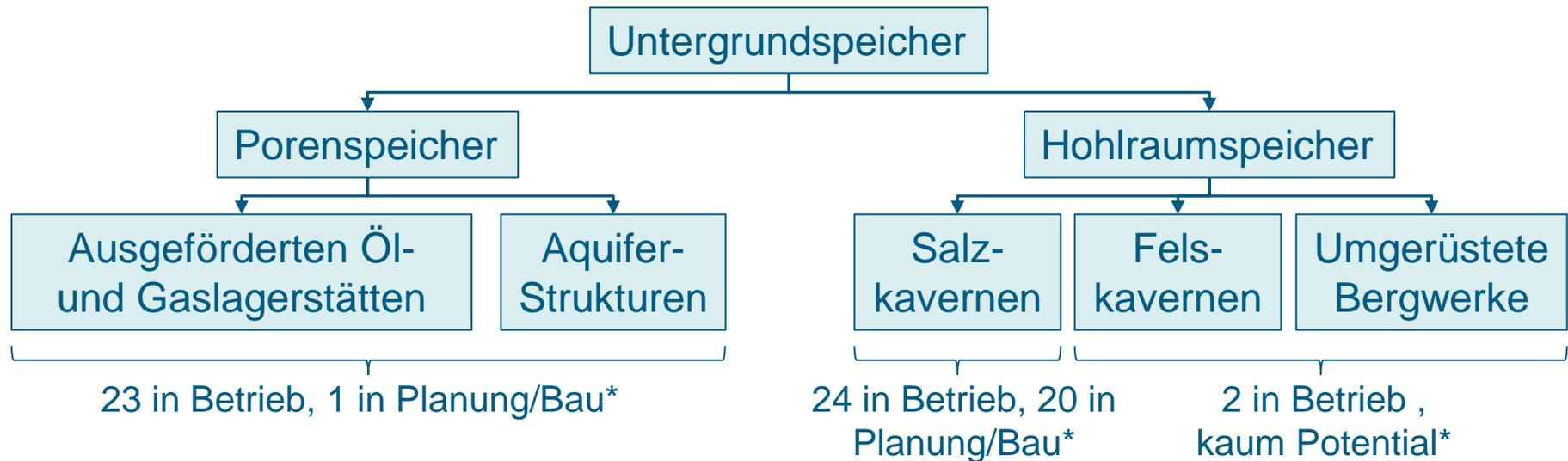
- 20.8 Mrd. m³ (i.N.)

Davon Salzkavernen:

- 8,1 Mrd. m³ (i.N.) in Betrieb
- 12.9 Mrd. m³ (i.N.) in Bau und Planung

Source: Sedlacek, R: Untertage-Gasspeicherung in Deutschland; Erdöl, Erdgas, Kohle 125, Nr.11, 2009, S.412–426.

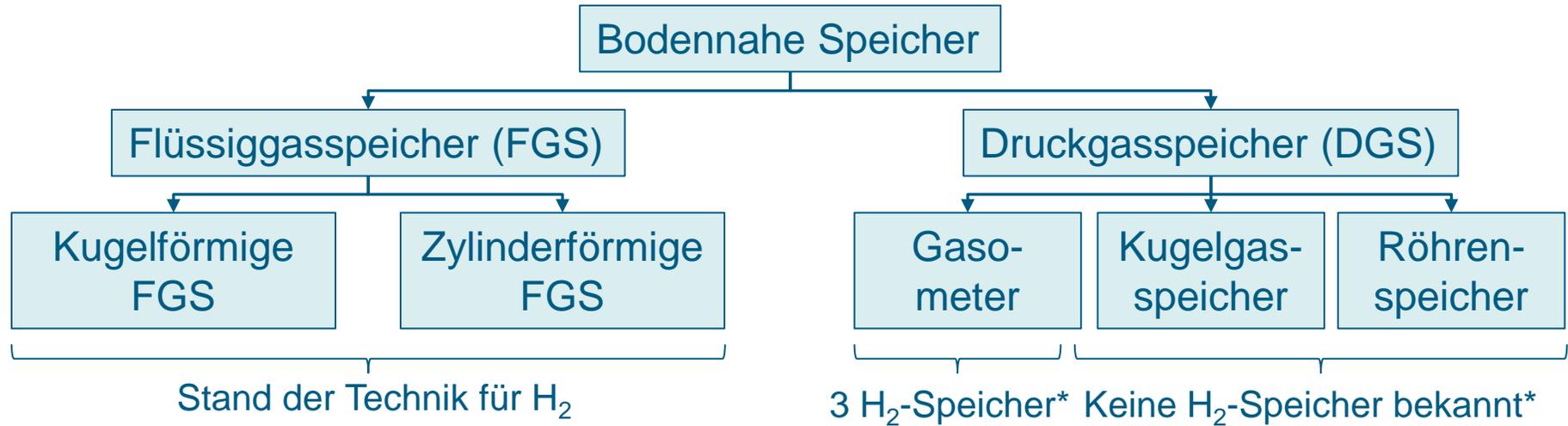
Geologische Wasserstoffspeicher



Eigenschaften	Porenspeicher	Salzkavernen
Maximales Speichervolumen	1000 Mio. m ³ _(i.N.)	500.000 m ³ _(i.N.)
Kissengasanteil**	50 %	25 %
Entnahmerate/-dauer***	gering / 60 d	hoch / 27 d
Leckagerate**	> 1%/a	0,015%/a

* Zur Erdgasspeicherung in Deutschland, ** bezogen auf das Gesamtspeichervolumen, ***für Arbeitsgasanteil

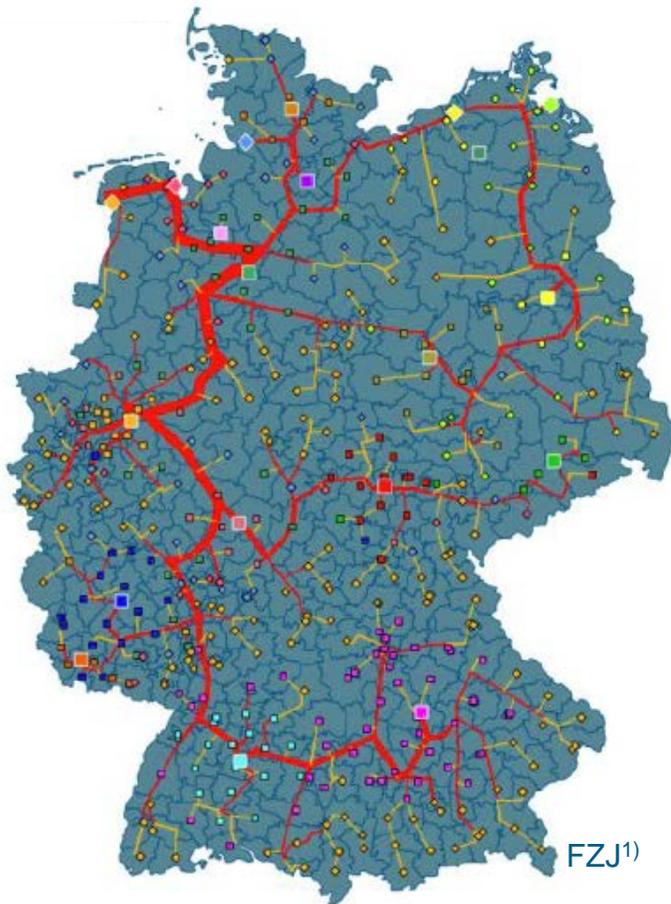
Bodennahe Wasserstoffspeicher



Eigenschaften	FGS	Gasometer	Kugelgassp.	Röhrensp.
Maximalkapazität	$3 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{(i.N.)}$	$6 \cdot 10^4 \text{ m}^3_{(i.N.)}$	$3 \cdot 10^5 \text{ m}^3_{(i.N.)}$	$1 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{(i.N.)}$
Maximaldruck	< 5 bar	1,5 bar	20 bar	100 bar
Nutzungsgrad **	90 %	typabhängig	< 100 %	< 100 %
Abdampftrate **	1 - 0,03 %/d	-	-	-

* In Deutschland, ** bezogen auf das Speichervolumen

Pipeline Infrastruktur



Jährliche Wasserstoffproduktion: 5,4 Mio. Tonnen

Übertragungsnetz in die Landkreise:

- 12,000 km
- 6-7 Mrd. € Investition ²⁾

Verteilung zu 9800 Tankstellen mit 1500 kg H₂/d

- 31-47,000 km
- 13-19 Mrd. € Investition²⁾

1) Baufume, Grube, Krieg, Linssen, Weber, Hake, Stolten (2012) 12. Symp. Energieinnovation, Graz, 15-17.3. (values adapted here to larger total amount of H₂)
2) incl. compressors for compensation of pressure losses

Abschätzung der Investitionskosten für das 55% CO₂-Reduktionsszenario

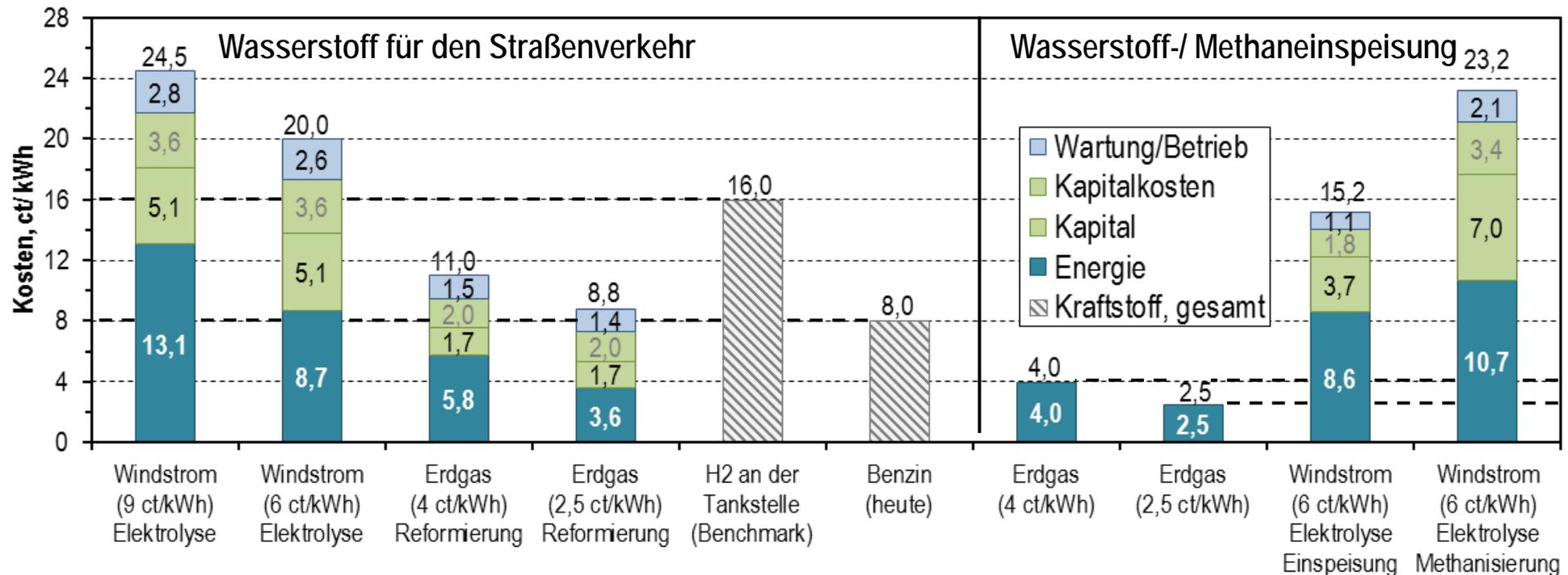
Stationär	Mrd. €
Wasserelektrolyseure 84 GW @ 500 €/kW	42
Wasserstoffpipelinennetz	19 – 25
Gaskavernen	5 [§] - 15 ^{&}
Tankstellen (Vollversorgung von D mit 9800 Tankstellen)	20
<u>Zusätzliche</u> Erdgaskraftwerke	24
(42 GW GT + comb. Cycles, 23 GW bereits in Betrieb)	
Zwischensumme stationär	110 – 126
Fahrzeuge	
Brennstoffzellenfahrzeuge [#] :	
28 Mio. Stück x 4,565 k€/ Stück Zusatzkosten extra cost:	128
<hr/> Gesamt	<hr/> 238 - 254

§ compensating annual fluctuation

& strategic reserve for 60 days

about the same additional cost for battery and hybrid drive trains

Kostenvergleich von *Power-to-gas* Nutzungspfaden



Im Vergleich zu Nutzungspfaden im Erdgasnetz ist Wasserstoff im Straßenverkehr wettbewerbsfähig

Kapitalkosten als Annuitäten mit Nutzungsdauern von

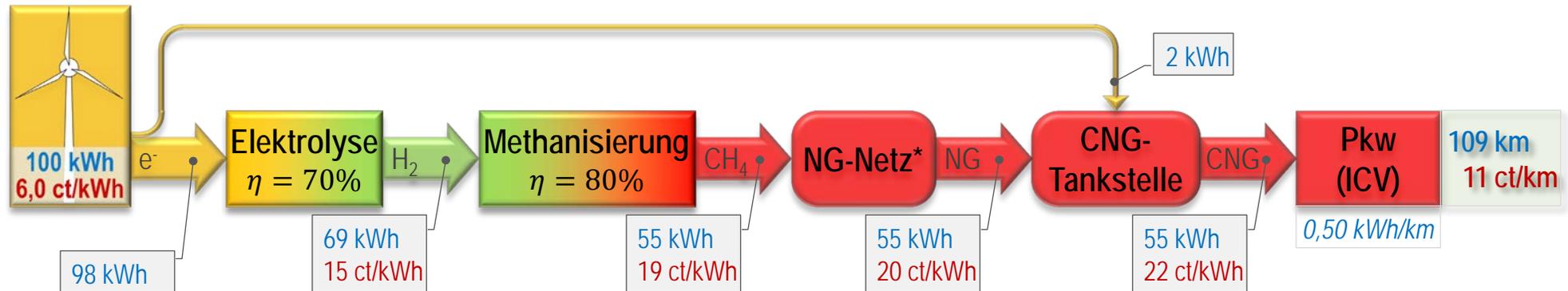
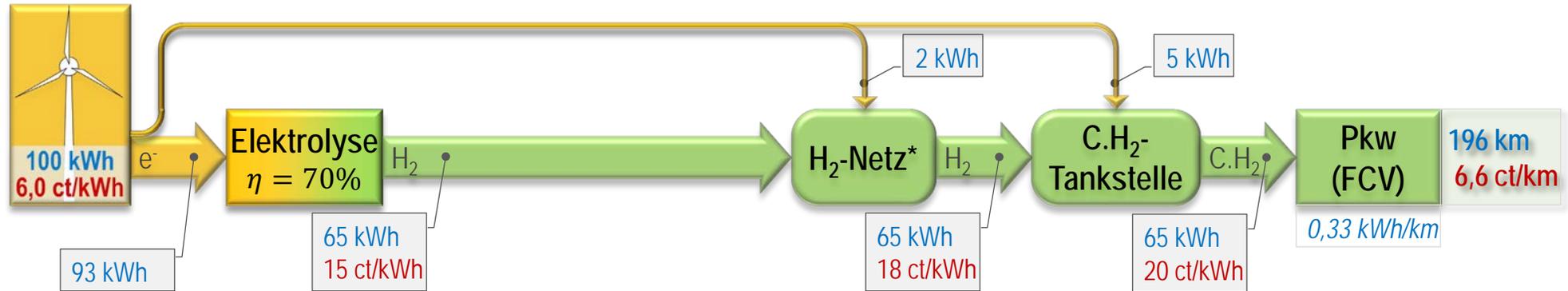
- 10 Jahren für Produktionsanlagen,
- 40 Jahren für Transmissionsnetz,
- 20 Jahren für Distributionsnetz

und einem Zinsfuß von 8%

Weitere wesentliche Annahmen:

- 5,4 Mio. t_{H2}/a aus regenerativem Strom
- Elektrolyse: 84 GW, 70% Wirkungsgrad (LHV), 500 EUR/kW
- Methanisierung: 80% Wirkungsgrad (LHV)
- Investitionssummen, siehe Tabelle, Bild ?

Vergleich von H₂ und CH₄ als Power-to-gas Kraftstoffoptionen



Kosten angegeben als kumulierte Werte

* inklusive Speicher

- C.H₂** Druckwasserstoff als Kraftstoff bei 700 bar Tankdruck (*Compressed hydrogen*)
- CNG** Druckerdgas als Kraftstoff bei 250 bar Tankdruck (*Compressed natural gas*)
- FCV** Pkw mit Brennstoffzellen (*Fuel cell vehicle*);
- ICV** Pkw mit Verbrennungsmotor (*Internal combustion engine vehicle*)
- NG** Erdgas (*Natural gas*);

Schlusswort

Chancen vs Risiken

Die Energiewende wird große Umwälzungen bringen

Energieumwandlung wird sich wesentlich auf elektrochemische Prozesse verlagern

Das wesentliche Risiko der EW liegt in zu hohen Stromgestehungskosten

Ein wesentlicher Vorteil liegt in der Unabhängigkeit vom Öl

Energiespeicher werden zwingend benötigt

Energiewende braucht top-down Gestaltungsprozeß von 2050 ausgehend

- **Zielgrößen für erneuerbare Energie müssen erarbeitet werden**
- **Alle Bereiche müssen zusammen betrachtet werden: incl. Verkehr**
- **Zeitliche Abfolgen müssen kostengerecht gestaltet werden (Rückverstromung zuletzt)**
- **Grad der Zentralisierung / Dezentralisierung in Kostenoptimum steuern**
- **Der Staat muß im Dialog mit Wirtschaft und Gesellschaft die Führung übernehmen**
- **=> Infrastruktur muß definiert werden**

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



3rd ICEPE

Transition to Renewable
Energy Systems
June 3 - 6, 2013
Frankfurt, Dechema Haus