

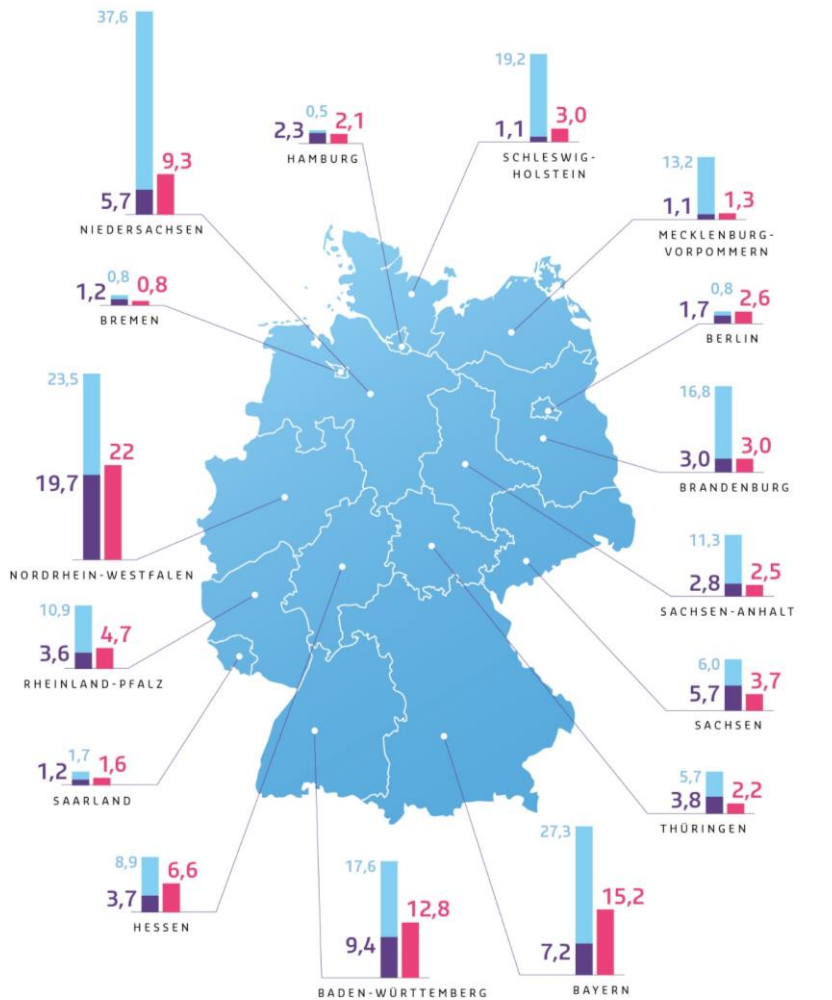


# SEKTORENKOPPLUNG – AUS STROMSICHT GEDACHT

DR. HANS-JÜRGEN BRICK, AMPRION GMBH

BERLIN, 28. NOVEMBER 2018

# TRANSPORTBEDARF BIS 2030 UNTER DEN BISHERIGEN PRÄMISSEN (STAND: NEP 2030 V19, SZENARIO B)



■ Installierte Leistung aus konventioneller Stromerzeugung in Gigawatt (GW)

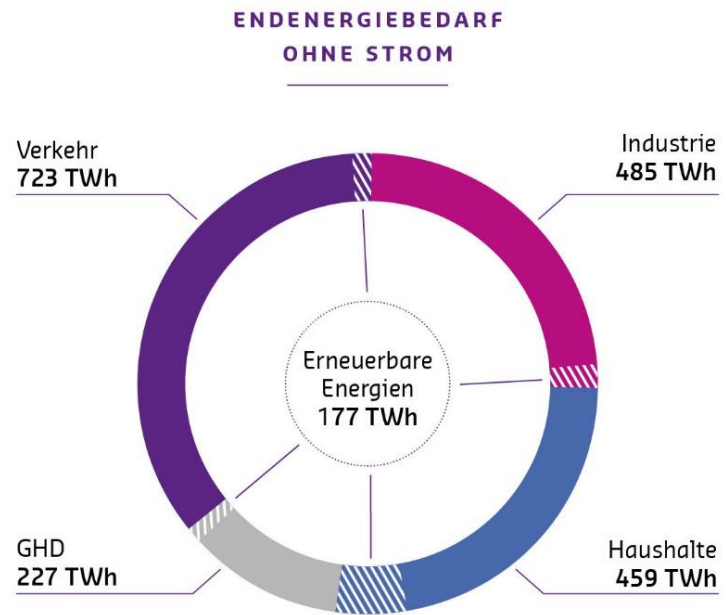
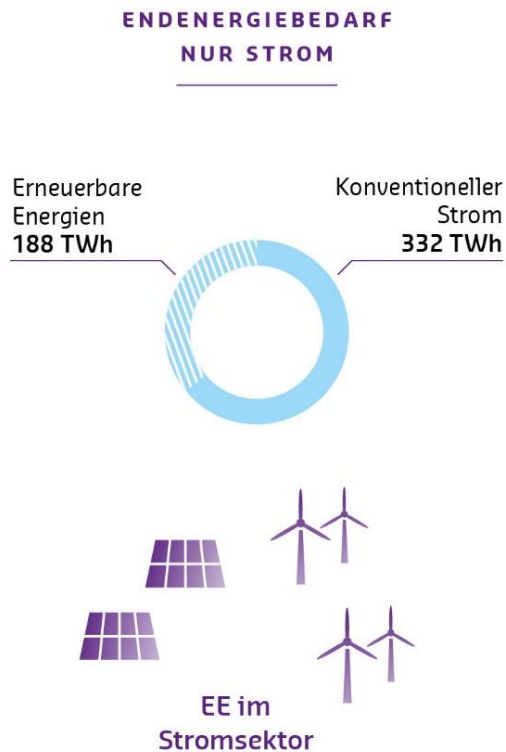
■ Installierte Leistung aus erneuerbarer Stromerzeugung in Gigawatt (GW)

■ Maximale Verbrauchsleistung pro Bundesland in Gigawatt (GW)

## 2030 bereits großes Nord-Süd-Gefälle

- Starke Verlagerung der Erzeugungsstrukturen
  - Erheblicher Zubau der Erneuerbaren Energien
  - Gleichzeitig starke Abnahme an gesicherter Leistung, v.a. im Süden
- Zusätzlicher Transportbedarf durch NEP abgedeckt

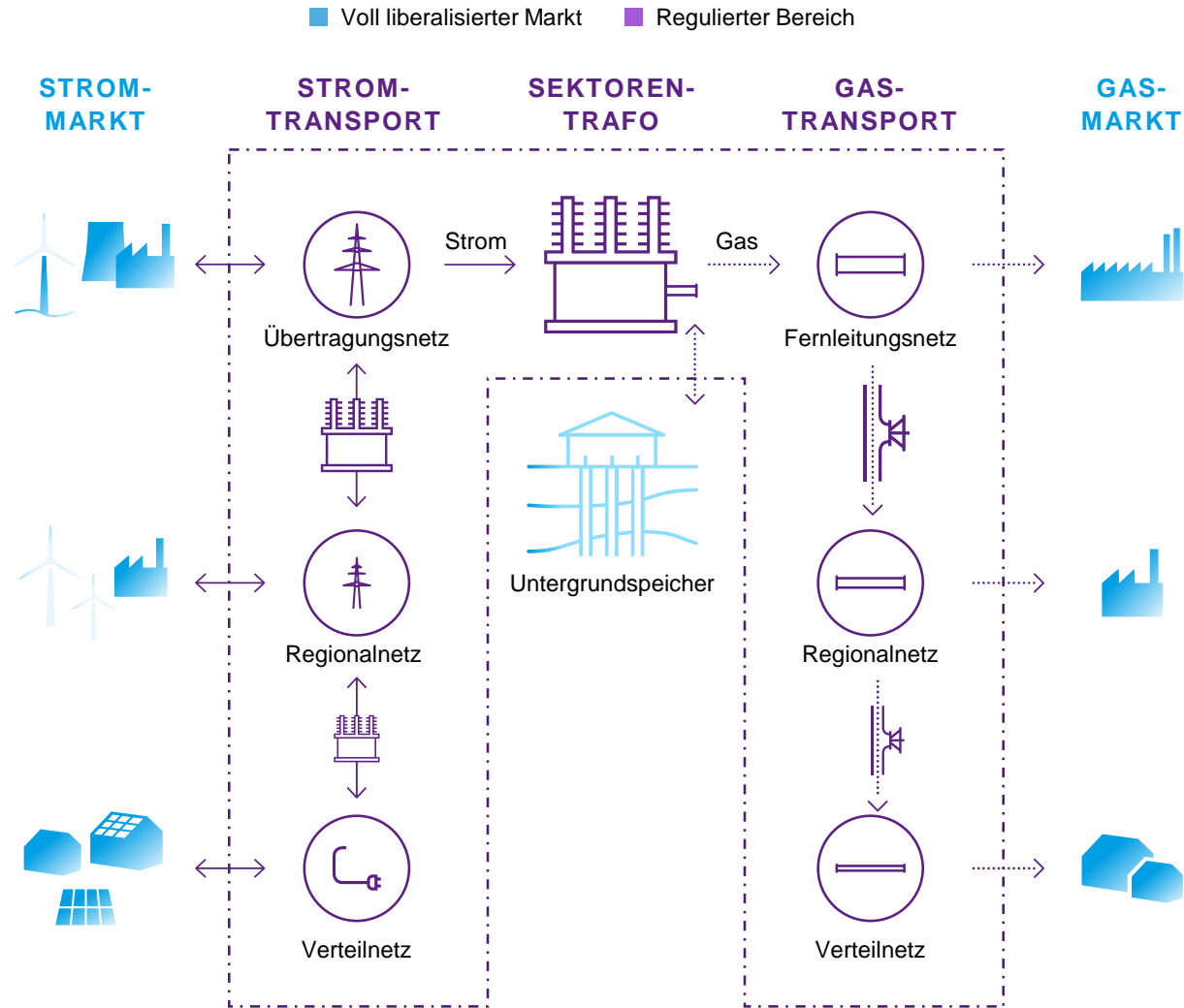
# DIE ENERGIEWENDE IST NICHT NUR STROMWENDE



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen für das Jahr 2017 (08/2018)

- Ziel: Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen Sektoren um 80 % - 95 % bis 2050 gegenüber 1990
- Die allermeisten Erneuerbaren Energien liegen in Form von Strom vor.
- Daher ist es vorteilhaft, die Erneuerbaren Energien aus dem Stromsektor heraus in allen Sektoren zu verwenden.

# SEKTORENKOPPLUNG AUF SYSTEMEBENE

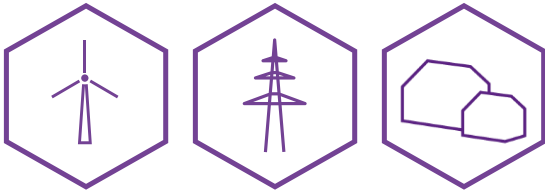


# SEKTOREN-TRANSFORMATOR: POWER-TO-GAS-ANLAGE ALS BESTANDTEIL DES NETZES

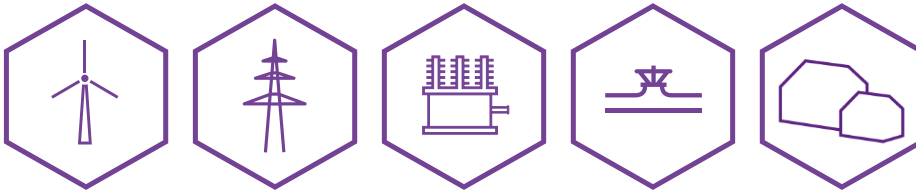
- Kopplung der Strom- und Gasinfrastruktur auf oberster Systemebene:
  - Größe: PtG-Anlagen in geeigneter Dimension an Transportnetze und Speicher anbinden
  - Ort: Platzierung an zentralen Berührungspunkten zwischen den Strom- und Gastransportnetzen
  - Zeit: Zeitliche Entkopplung der Erneuerbaren Energien von Bedarfsprofilen der Kunden
- Diskriminierungsfreie Nutzung durch Dritte
  - Diskriminierungsfreie Bereitstellung der Infrastruktur an Dritte
  - Brückkapazität zwischen den Systemen wird in einer Auktion angeboten
  - Dadurch wird kein neuer EEG-Mechanismus geschaffen

# VORGEHEN ZUR SYSTEMINTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIEN

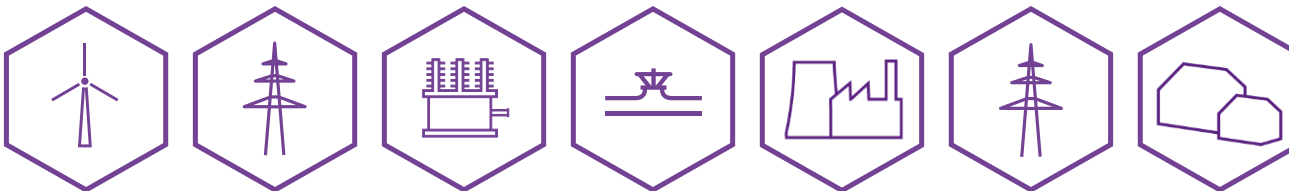
1. EE im Stromsystem integrieren: Als Strom transportieren und direkt nutzen



2. Wenn EE im Stromsystem nicht integrierbar:  
EE mit Power-to-Gas-Anlagen transformieren, als Gas transportieren und nutzen



3. Allenfalls bei Versorgungsengpässen (bspw. in einer Dunkelflaute):  
Rückverstromung des Gases in Gaskraftwerken



# ECKDATEN DES DEMONSTRATIONSVORHABENS



## LEISTUNG

Größenklasse 50 – 100 Megawatt



## INVESTITIONEN

100 – 150 Mio. Euro



## STANDORTE

NDS und nördliches NRW

### Vorteile unseres Ansatzes:

- Für H<sub>2</sub>-Abnehmer zugängliche Infrastruktur
- Kein neuer Umlagemechanismus
- Leistung der Power-to-Gas-Anlage zukünftig skalierbar
- Wir können heute anfangen



# SEKTORENKOPPLUNG – AUS GASSICHT GEDACHT

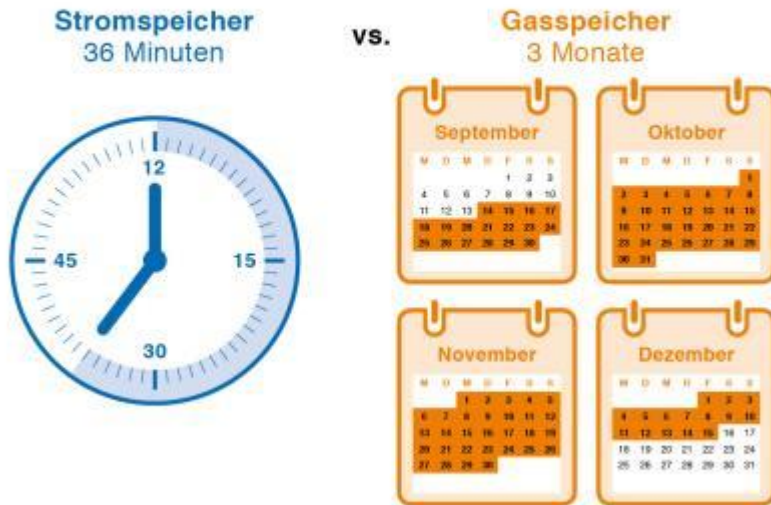
DR. THOMAS HÜWENER, OPEN GRID EUROPE GMBH

BERLIN, 28. NOVEMBER 2018



# GASINFRASTRUKTUR KANN ENORME ENERGIEMENGEN LANGFRISTIG SPEICHERN

## Vergleich der zeitlichen Speicherkapazität



Angenommen ist eine Maximallast von 84 GW.

## Vergleich der quantitativen Speicherkapazität

Speicherkapazität aller deutschen Stromspeicher

Speicherkapazität des Gasnetzes und der Gasinfrastruktur in Deutschland

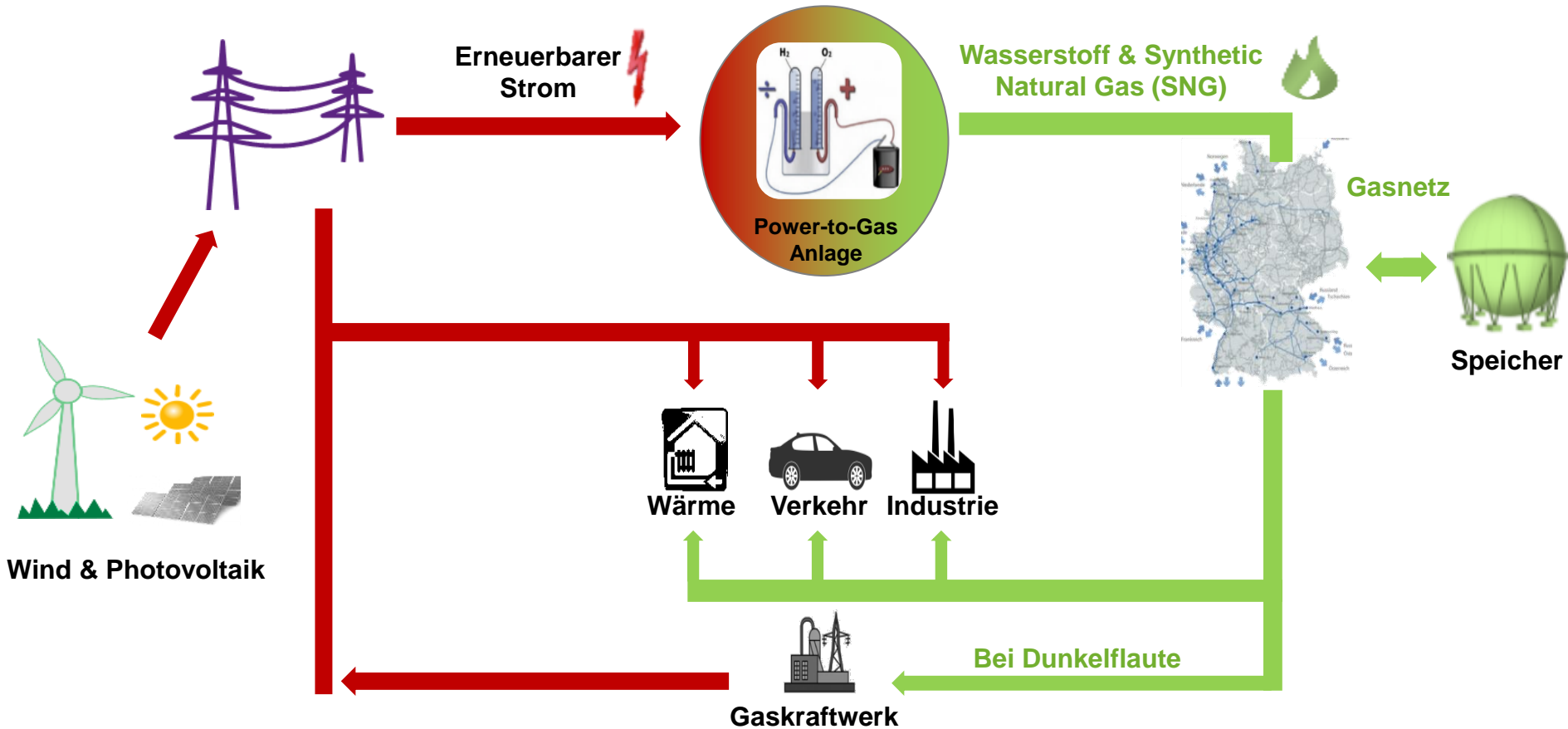
0,4 TWh

220 TWh

Durch die Fähigkeit zum Transport und zur langfristigen Speicherung großer Energiemengen werden Gas und die Gasinfrastruktur zum wichtigen Baustein der Energiewende.

Quelle: DVGW Energieimpuls

# POWER-TO-GAS-ANLAGE ALS BESTANDTEIL DES NETZES



# TECHNOLOGIEOFFENE GASVERWENDUNG

## 1. Nutzung des elementaren Wasserstoffs

- Herausforderung: Wasserstoffnetz ist erforderlich
- Vorteil: Nutzwert von elementarem Wasserstoff ist ggf. höher als von grünem Methan bzw. Mischung  $H_2 / CH_4$

## 2. Zumischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz

- Herausforderung: Zumischung ist limitiert, da bisher nur eine niedrige Toleranz bei einigen Anwendergruppen für höhere  $H_2$ -Konzentrationen im Erdgas vorhanden ist.
- Vorteil: Nutzung des vorhandenen Systems ohne Wirkungsgradverlust, keine Kosten für Methanisierung

## 3. Methanisierung und Einspeisung ins Erdgasnetz

- Herausforderungen: Zusätzliche Betriebs- und Investitionskosten, Wirkungsgrad
- Vorteile: Keine Einschränkungen bei der Gaseinspeisung, keine Anpassung der Transportsysteme

# HERAUSFORDERUNGEN AUF DEM WEG ZUR WASSERSTOFFWIRTSCHAFT



Mischgas-  
akzeptanz



Rechtliche  
Anpassungen



Erdgas-  
mobilität



H<sub>2</sub>-  
Speicherung



Regelwerks-  
anpassungen



Industrie-  
kooperationen



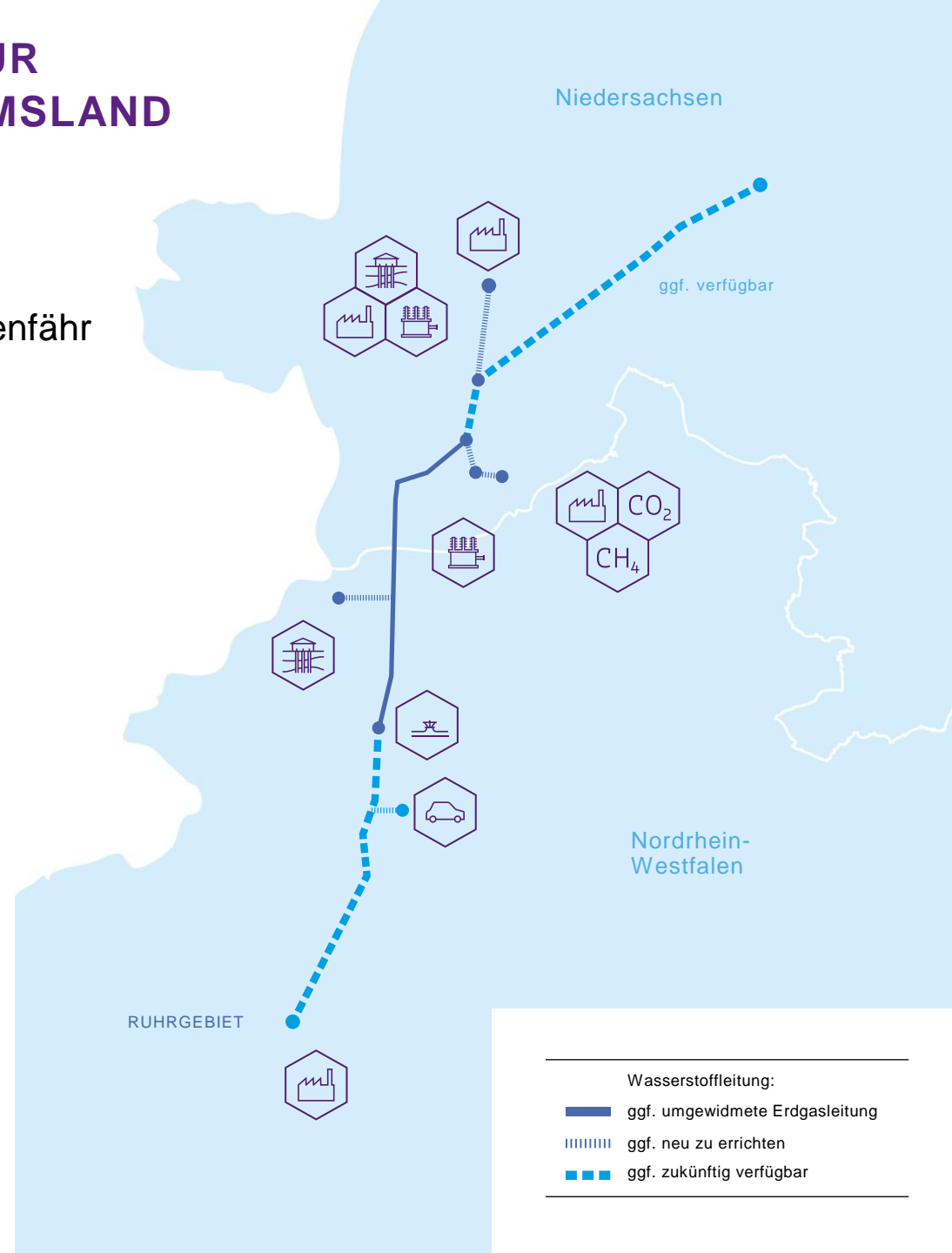
Wirtschaftliche  
Bedingungen



Planung &  
Betrieb H<sub>2</sub>-Ltg.

# WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR IN DER REGION SÜDLICHES EMSLAND

- Wasserstoffleitung von NDS bis NRW
- Elektrolyse an Umspannanlage Hanekenfähr oder Öchtel
- Methanisierung einer Teilmenge und Einspeisung ins Erdgasnetz
- H<sub>2</sub>-Abnehmer mit <10 km Entfernung zur H<sub>2</sub>-Leitung
  - Industrie: z. B. Raffinerien
  - Speicherung: ggf. Umwidmung von Erdgasspeichern
  - Verkehr: Wasserstofftankstellen und Zugverbindungen



# ECKDATEN DES DEMONSTRATIONSVORHABENS



## LEISTUNG

Größenklasse 50 – 100 Megawatt



## INVESTITIONEN

100 – 150 Mio. Euro



## STANDORTE

NDS und nördliches NRW

### Vorteile unseres Ansatzes:

- Für H<sub>2</sub>-Abnehmer zugängliche Infrastruktur
- Kein neuer Umlagemechanismus
- Leistung der Power-to-Gas-Anlage zukünftig skalierbar
- Wir können heute anfangen

**VIELEN DANK FÜR IHRE AUFMERKSAMKEIT**