

19.02.2020
Dipl.-Ing. Uwe Bauer

Die Rolle von Biomethan im Gasmix

Status und Ausblick

e-on

E.ON Bioerdgas GmbH

Unternehmenszweck

**Bioerdgas - Produktion und Handel
im In- und Ausland**

**Gründungsjahr /
Hauptsitz**

2007 in Essen

Direkte Mitarbeiter

22

Umsatz

rd. 90 Mio. € / a

Portfolio

rd. 1,5 TWh / a, rd. 15% Marktanteil

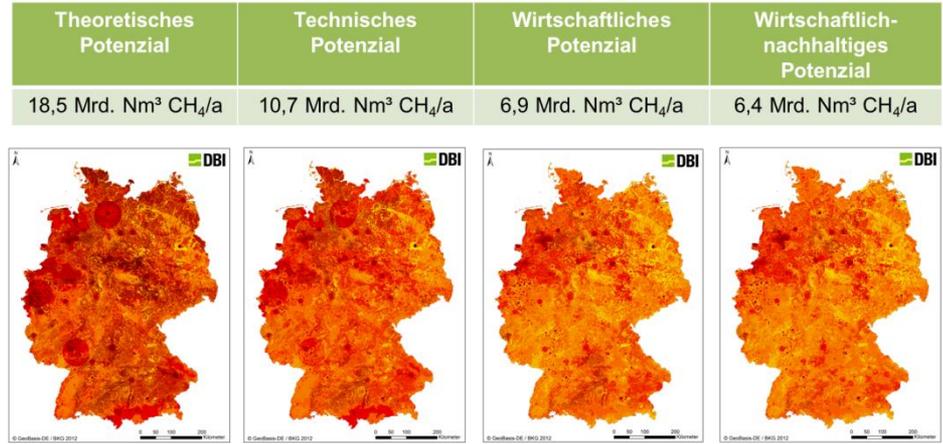
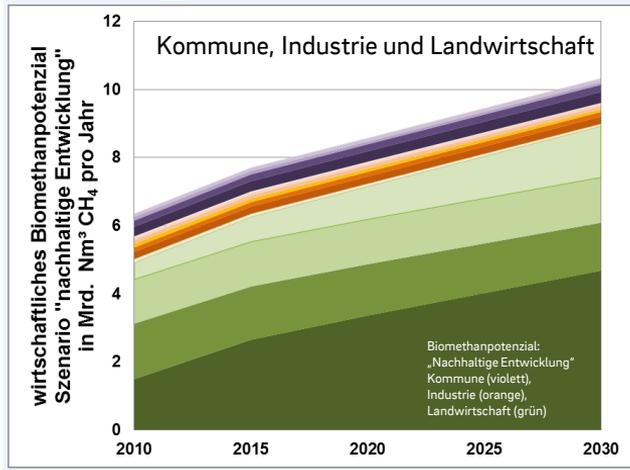
Produktion

**5 Biomethan-Anlagen incl. Beteiligungen
8 Langzeit-Lieferanten**



e-on

DVGW „Biogasatlas“



64 TWh / a

2020, Agrarflächen

85 TWh / a

2030, Agrarflächen

100 – 160 TWh / a

2030, Gesamt, 1000 Anlagen

e.on

Marktsegmente Biomethan in Deutschland

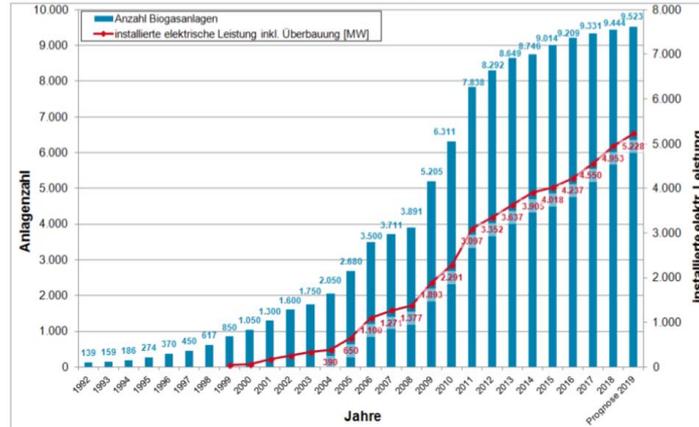
Einsatzstoff	Verwendung	Preisniveau (VHP)	Marktanteil
Energiepflanzen Abfälle, Reststoffe	 EEG-Verstromung	7,0 – 7,8 ct/kWh	~90%
Diverse Stoffe	 Wärmemarkt (Öko-/Beimischprodukt)	6,0 – 6,8 ct/kWh	~ 4%
Diverse Stoffe mit Nachhaltigkeits-Zertifizierung	 Gas-Kraftstoff	5,8 – 7,2 ct/kWh <i>Stark abhängig vom zertifizierten CO2-Emissionsfaktor</i>	~ 6%

Export und stoffliche Nutzung gering



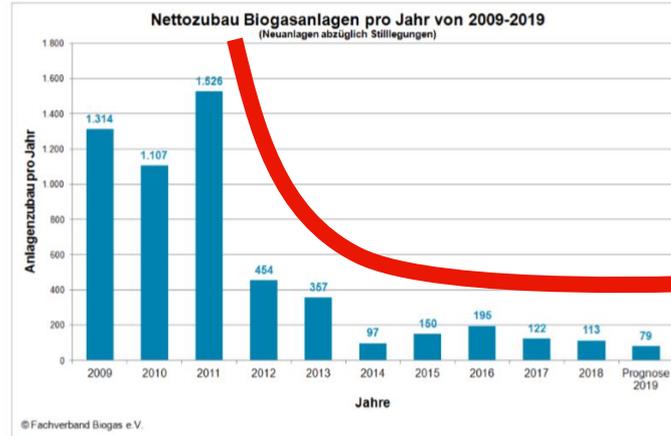
Status nach Zahlen - Biogas

Entwicklung der Anzahl Biogasanlagen und der gesamten installierten elektrischen Leistung in Megawatt [MW]
(Stand: 7/2019)



© Fachverband Biogas e.V.

Entwicklung des jährlichen Zubaus von neuen Biogasanlagen in Deutschland (Stand: 7/2019)



© Fachverband Biogas e.V.

Vergleich ausgewählter Branchenzahlen (Stand: 7/2019)

	2018*	Prognose 2019**
Anlagenzahl (davon Biomethan-Einspeiseanlagen)	9.444 (200)	9.523 (204)
Zubau elektr. Leistung in MW pro Jahr (inkl. Überbauung u. Stilllegungen)	403	274
Zubau arbeitsrelevante elektr. Leistung in MW pro Jahr	31	25
Zubau el. Leistung durch Überbauung in MW pro Jahr	373	249
Installierte elektr. Leistung in MW (inkl. der Stromeinspeisung durch Biomethan)	4.953	5.228
Brutto-Stromproduktion in TWh pro Jahr (ohne Überbauung)	33,15	33,40
Mit Biogas-Strom versorgte Haushalte in Mio.	9,47	9,54
extern genutzte Wärmemenge in TWh pro Jahr	12,18	12,86
theoretisch versorgte Haushalte mit der extern verfügbaren Biogaswärme	1,04 Mio.	1,10 Mio.
CO ₂ -Einsparung durch Biogas in Mio. Tonnen	20,0	20,1
Umsatzvolumen in D in Mrd. Euro	9,7	9,3
Arbeitsplätze	49.000	48.000

© Fachverband Biogas e.V.

* eigene Hochrechnung auf Basis von Daten der Länderbehörden Marktstammdatenregister

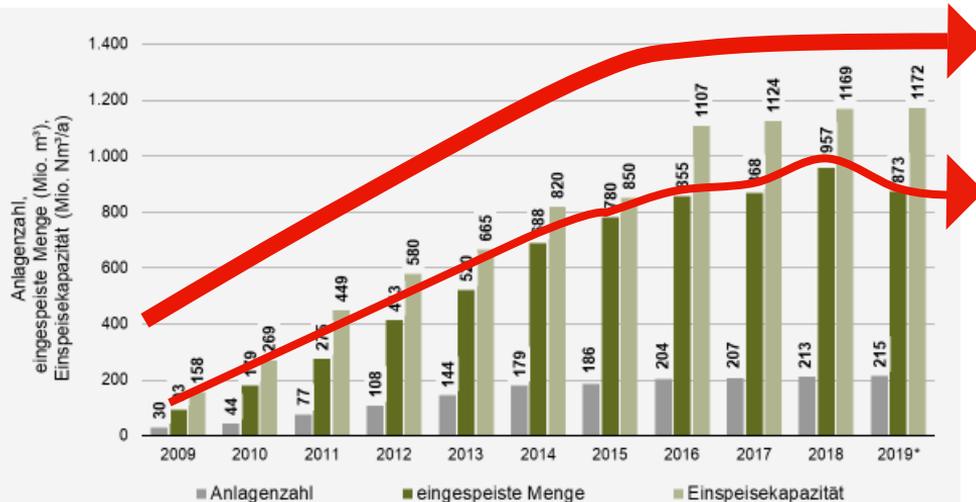
** auf Basis einer Expertenbefragung / Hochrechnung Marktstammdatenregister

e.on

Status nach Zahlen - Biomethan

Entwicklung der Einspeisekapazitäten und der ins Erdgasnetz eingespeisten Biomethanmengen

bdew
Energie. Wasser. Leben.



Quellen: dena, BDEW (eigene Berechnung); Stand 02/2020

* vorläufig

BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Bio-Erdgas in Deutschland

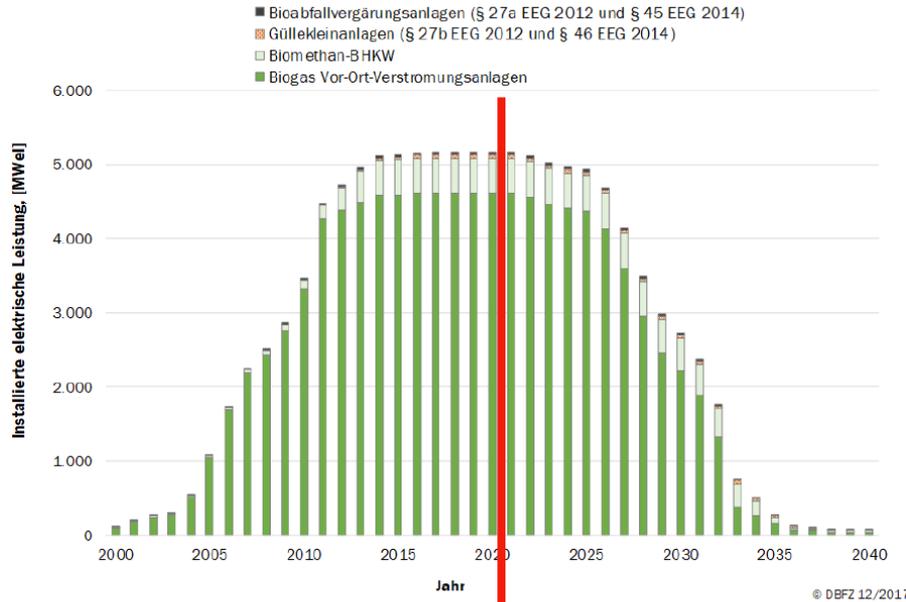
	2018	2019*	Änderung 2018/2019 in Prozent
Anlagenzahl	213	215	+0,9
eingespeiste Menge in Mio. m³	957	873	-8,8
eingespeiste Menge in Mrd. kWh	10,4	9,5	-8,8
Einspeisekapazität in Mio. Nm³/a	1.169	1.172	+0,3
Einspeisekapazität in Mrd. kWh	12,6	12,7	+0,3

Quelle: BDEW

* vorläufig

e.on

Entwicklung Biogas ohne weitere Maßnahmen



Entfall der vermiedenen Netzkosten

(vNNE) nach 10 Jahren ab

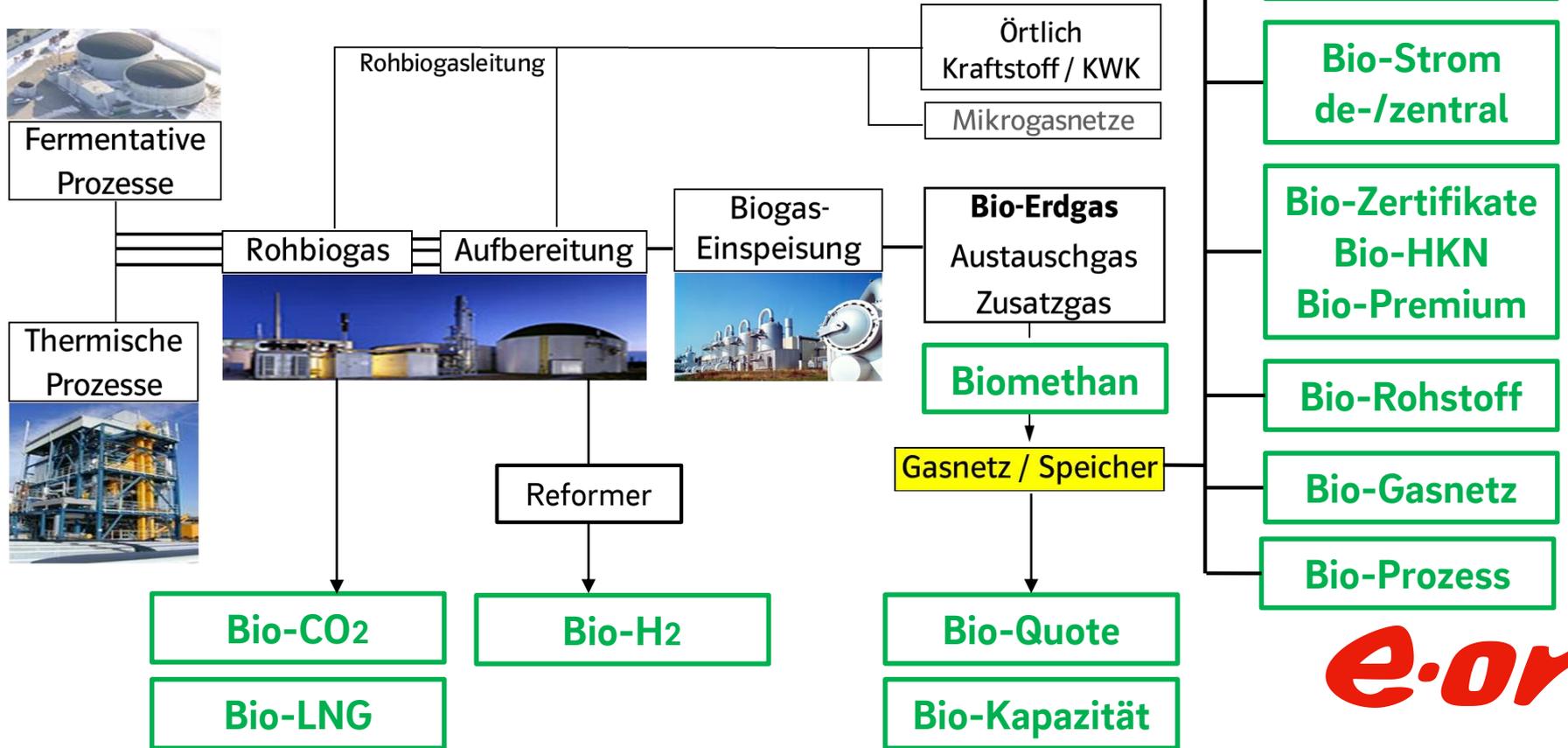
Inbetriebnahme i. H. von 0,7 ct/kWh,

das sind ca. 10% Umsatzverlust

Mit Berücksichtigung des Alters der Anlagen (IBN) werden bis 2030 nach Auslaufen der 20-jährigen EEG-Vergütung rd. 66% der install. Leistung und rd. 55% der Anlagen nicht weiterbetrieben.

Quelle: Daniel-Gromke et al. 2017 (DBFZ-Report Nr. 30). Datenbasis: BNetzA 2017 für das Bezugsjahr 2016.

Systembetrachtung / licence2operate



Wärme

e.on

Grundsätzliche Anregungen

- Innovativen Gastechnologien die Marktdurchdringung erleichtern.
(z.B. alte gegen neue Heizungen austauschen, Ausweitung KWK).
- Biogene und synthetische Gase beim Markthochlauf unterstützen.
- Systemeffizienz statt Einzeleffizienz (z.B. über „Systemenergiefaktor“) unterstützen.
- die positiven Erfahrungen (u.a. für Biomethan) im Gebäudesektor (**Quote**) aus Baden-Württemberg bundesweit nutzen verbunden mit Anreizen zur Heizungserneuerung.
- Reale Werte bei PEF / THG-Emissionsfaktor zulassen anstatt formaler Ausgrenzung von Klimaschutzlösungen



e-on

Wesentliche notwendige Anpassungen im GEG zur Unterstützung der Klimawende

1. Den Anteil von Grünen Gasen wie Biomethan und H₂ zu ermöglichen und zu steigern.
2. Den Anteil Biogas mit Erdgas in KWK und Spitzenlastkessel zu flexibilisieren.
Eine flexible Biogasquote für KWK-Anlagen mit Spitzenlastkessel (z.B. 5 %, 10 %, 18 %, 30 % usw.) ermöglicht es, einen bestimmten Primärenergiefaktor zu realisieren.
3. Biomethan im Gasgerät zulassen. Eine 15 % Quote (analog EWärmeG, Baden Württemberg) erscheint hier zielführend und umsetzbar.
4. PEF Biomethan reduzieren: 1,1 auf 0,36 (BDEW), 0,3 (DVGW).
5. Emissionsfaktor: Für Biomethan sind Werte bei Produktionsanlagen und Prozessketten in der Größenordnung 69-82 g CO₂-Äq. pro kWh (Hi) üblich erreichbar.
6. PEF/THG-Emissionsfaktor wird entsprechend der Gasbeschaffenheitsanteile berechnet.
7. Quote derzeit in Diskussion (Tendenz: Quotenverpflichteter Inverkehrbringer)
8. Definition Fernwärme: Verbindungsleitungen innerhalb von Gebäuden sind zugehörig.



Ziele im weiteren Gesetzgebungsprozess zum GEG:

- Anerkennung der Biomethannutzung (30%) im Brennwertkessel als Erfüllungsoption
- Absenkung des PEFs von Biomethan auf 0,3

Die Biomethan-Beimischung ist **bezahlbarer und schnell** wirksamer Klimaschutz.

Biogasanlagen brauchen eine **Perspektive** nach dem EEG.

Flüssige Biomasse ist auch im Brennwertkessel eine GEG-Erfüllungsoption.

Die Biomethanerzeugung schafft und erhält **Arbeitsplätze** im ländlichen Raum

Per Blockchain oder Datenbank lassen sich Biomethanlieferungen **lückenlos nachverfolgen**.

In einem Gutachten des BMWi aus 2018 wird ein **PEF von 0,3** für angemessen erklärt.

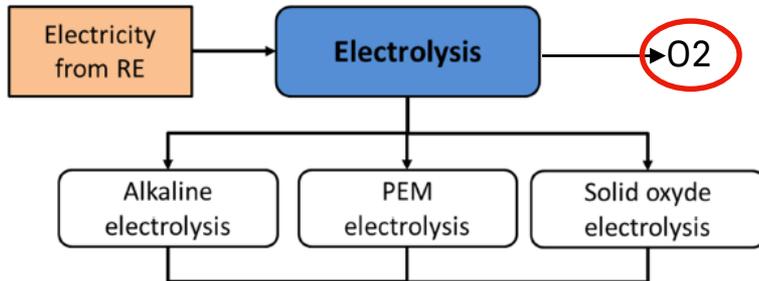


Wasserstoff

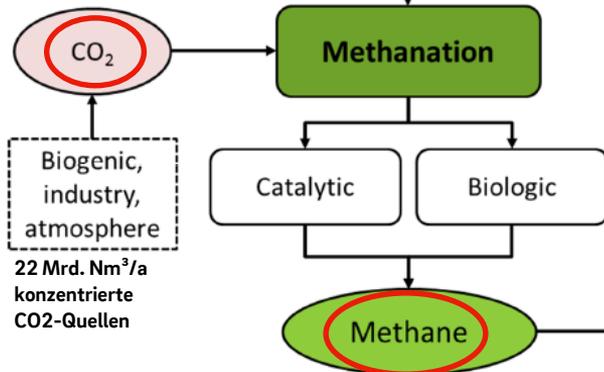
e.on

Übersicht p2g

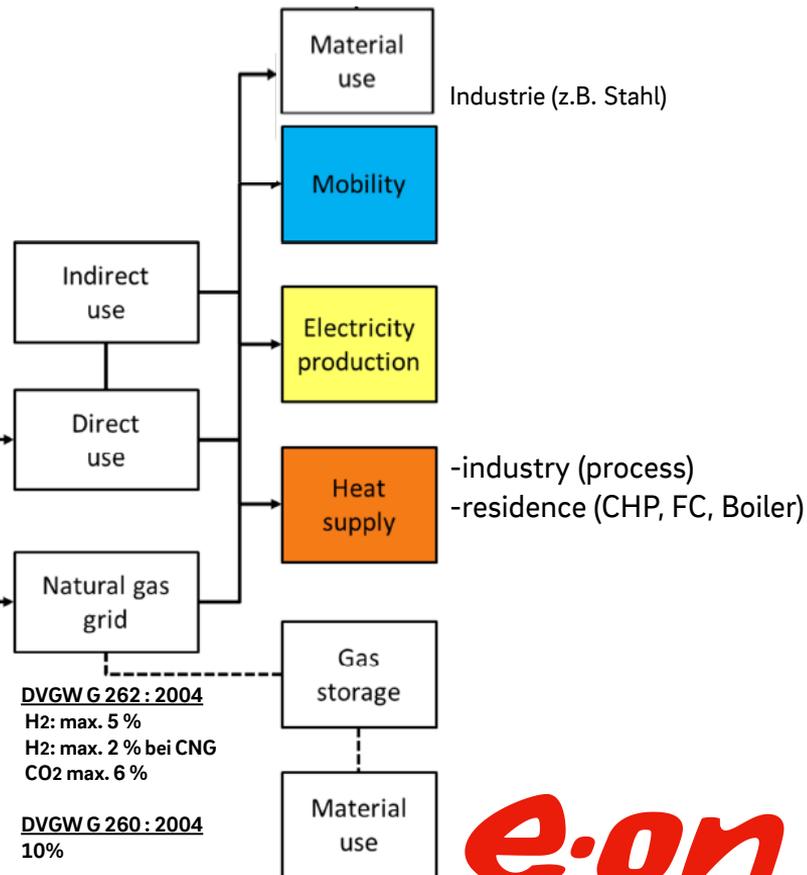
$4 \text{ H}_2\text{O} \rightarrow \text{Strom} \rightarrow 4 \text{ H}_2 + 2 \text{ O}_2 + \text{Wärme}$, Wirkungsgrad > 70%



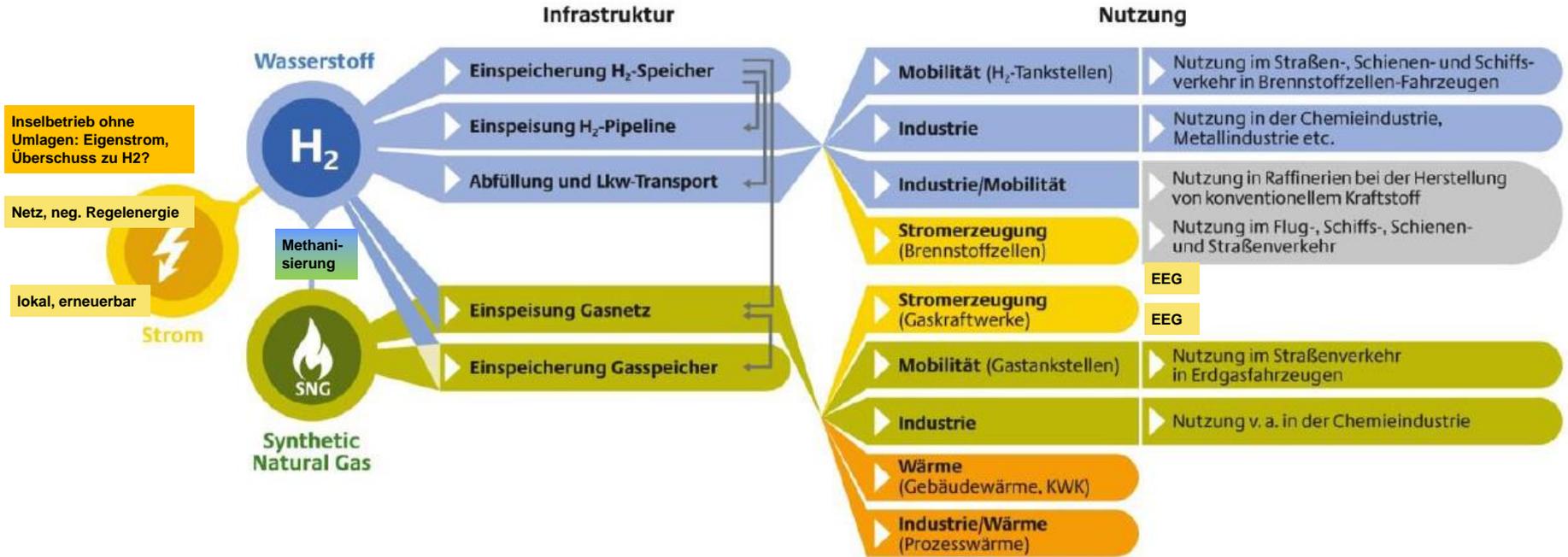
$\text{CO}_2 + 4 \text{ H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O} + \text{Wärme}$
(Sabatier-Prozess), Wirkungsgrad ca. 80%



22 Mrd. Nm³/a
konzentrierte
CO₂-Quellen



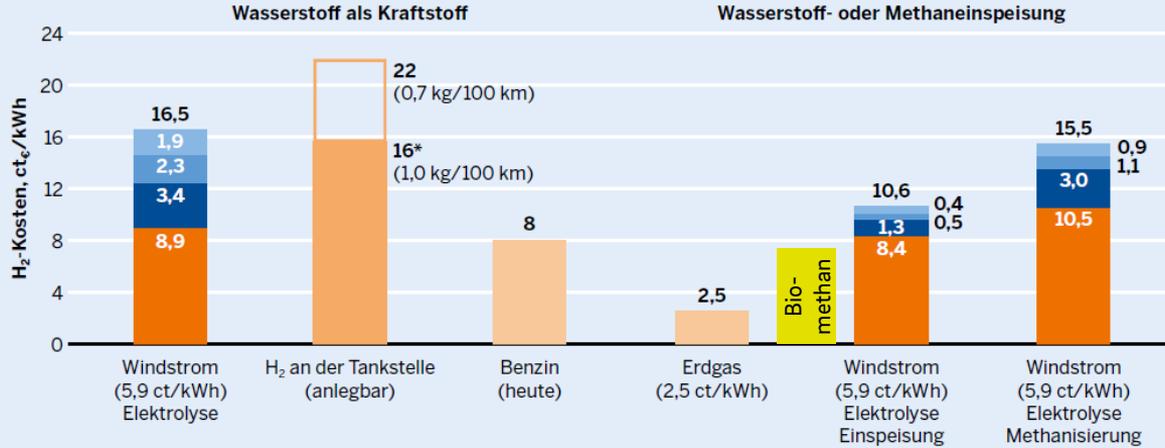
Nutzungspfade von power to gas



Legende ■ Wärme ■ Strom ■ Gas ■ Wasserstoff ■ konventionelle Kraftstoffe

dena 2016 Potenzialatlas Power to Gas + Autor

Kostenvergleich von Wasserstoffnutzungsoptionen



Kapitalkosten: Abschreibung der Investition plus Verzinsung

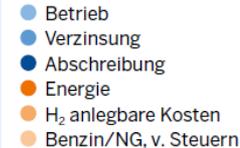
- 10 a für Elektrolyseure und andere Produktionsanlagen
- 40 a für Übertragungsnetz
- 20 a für Verteilnetz und Tankstellen
- Verzinsung 5,8 % p.a.

Weitere Annahmen:

- 2.9 Mio. t_{H₂}/a aus erneuerbarer Energie via Elektrolyse
- Elektrolyse: $\eta = 70\%$ _{LHV}, 28 GW; Spezif. Investition 50 €/kW
- Methanisierung: $\eta = 80\%$ _{LHV}

Während die Einspeisung ins Erdgasnetz um ein Vielfaches zu teuer ist, kann H₂ als Treibstoff wirtschaftlich konkurrenzfähig sein.

*Anlegbare Kosten bei halbiertem Kraftstoffverbrauch gegenüber Benzinfahrzeugen



Quelle: FZ Jülich

- 100 MW_{el} Input Elektrolyseur
 - 3.000 Vollbenutzungsstunden
 - 300 GWh_{el}/a, η ges. 75%
- = 226 GWh_{hs} H₂/a
- ~5,7 Mio. €/a (2,5 ct/kWh_{hs})

PtG: Lösungsbeiträge von E.ON Bioerdgas

- Marktkenntnisse bzgl. Erneuerbare Gase
- Portfoliomanagement / Vertrieb / Ankauf / Vermarktung von Strom und erzeugten Gasen
- Nutzung des vorhandenen Kundenstammes
- Bilanzkreismanagement / Marktgebietsübergang
- CO₂-Lieferant aus einer Biogasanlage (Methanisierung, Patente)
- Vermarktung O₂ aus der Elektrolyse

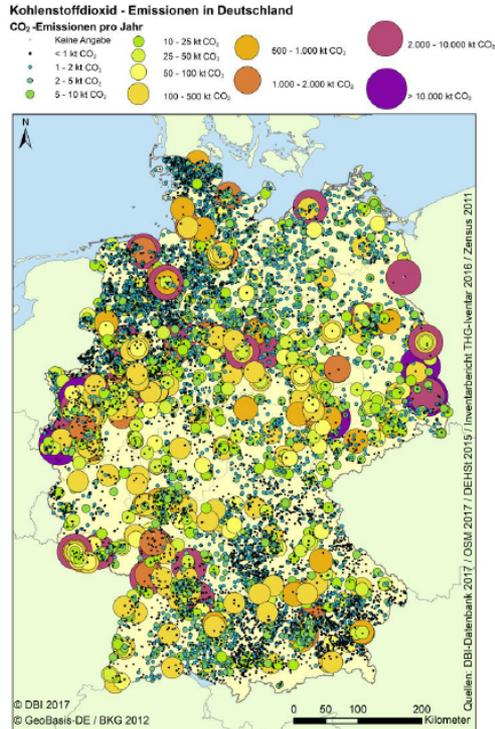
- Invest/Share/Management/Betrieb von Elektrolysatoren/ggf. (Teil-)Methanisierung auf Biomethananlagen
- Finanzbeitrag durch Einsparungen bei der Aufbereitung, wenn Methanisierung im Rohgas erfolgt
- Finanzbeitrag bei Eigenstromverbrauch (z.B. PPA für WKA)
- Stromanschluss, Gaseinspeiseanlage, Anlagenfläche und Fachpersonal vorhanden

Grünes CO2

e.on

AP 3: CO₂ Potentiale Status quo

Übersicht biogener und fossiler CO₂-Potentiale



Kategorie	Anzahl Standorte	CO ₂ -Emissionen in kt/a
Klärgasanlagen	1.240	412
Glasindustrie	82	894
Biogasaufbereitungsanlagen	194	1.256
H ₂ -Reformierung	18	2.635
Kalkindustrie	65	4.973
Chemieparks	46	6.008
Biogasanlagen	8.700	8.739
Zementindustrie	37	12.652
Raffinerien	24	17.636
Eisen- / Stahlindustrie	122	49.749
Kraftwerke	910	330.345
Summe	11.438	435.299

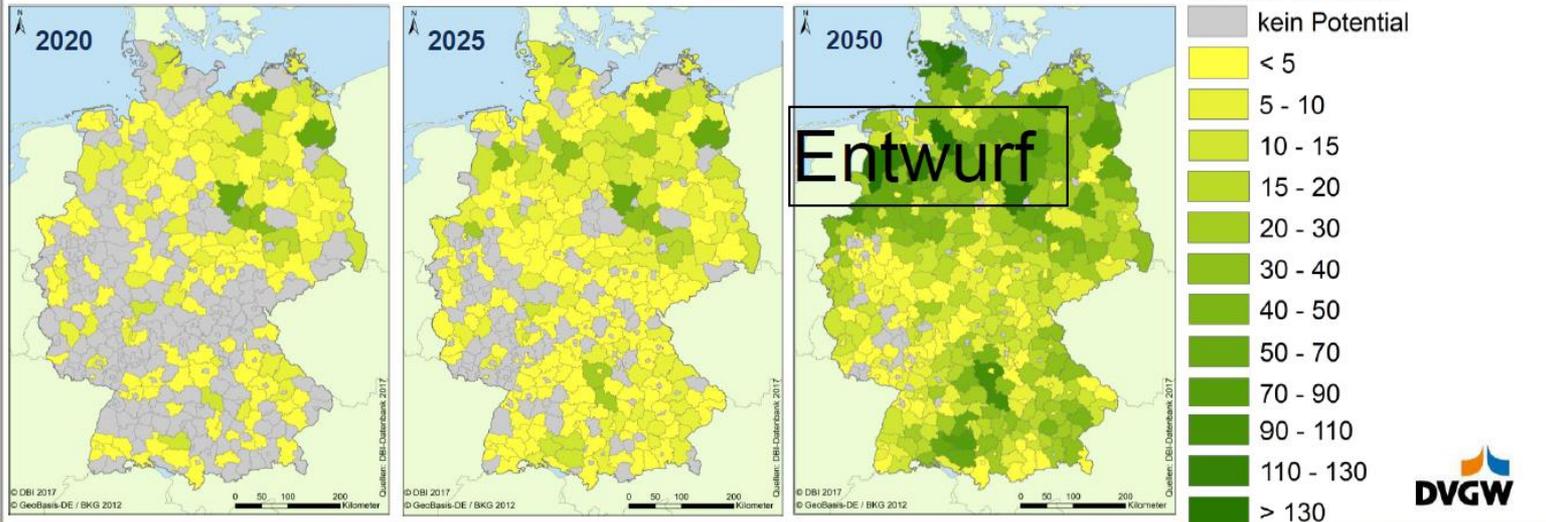
Entwurf

CO₂-Quellen mit biogenen und fossilem Ursprungs unter Einbeziehung der Kapazitäten des Gasnetzes aktualisiert und in die Gesamtanalyse integriert

Ergebnisse Methanisierungspotential

Ergebnis – Szenario 1: Größtmögliche Nutzung des „grünen“ CO₂ im Biogas

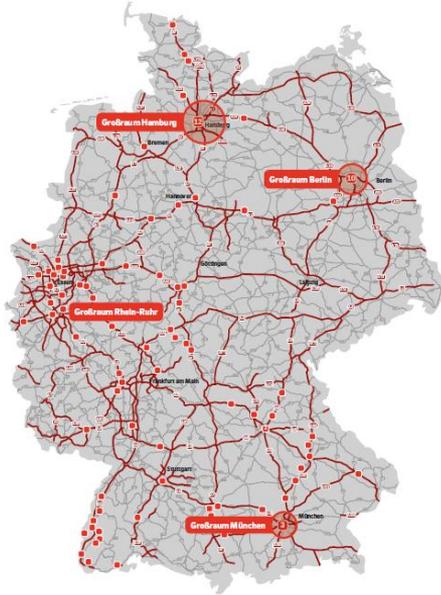
- zeitnahes Biomethanisierungspotential im Nordosten
- CO₂ aus Biogasaufbereitungsanlagen dominiert kurzfristiges Potential
- Biomethanisierungspotential 2050: 7,2 Mrd. m³ i.N./a Biomethan (BGA+BGAA)



Mobilität

e.on

Ein langer Atem für bessere Mobilität

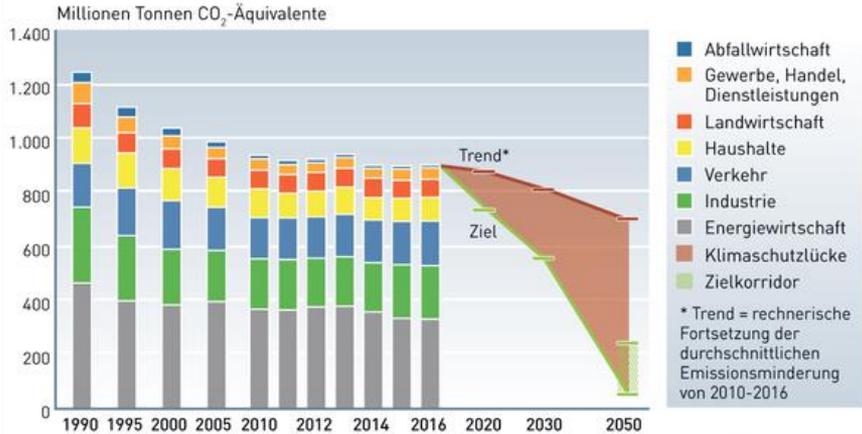


Zielerreichung: THG-Emissionen

THG-Einsparung durch Biogas rd. 20 Mio. t / a

Treibhausgasausstoß in Deutschland: aktueller Trend führt zu Klimaschutzlücke

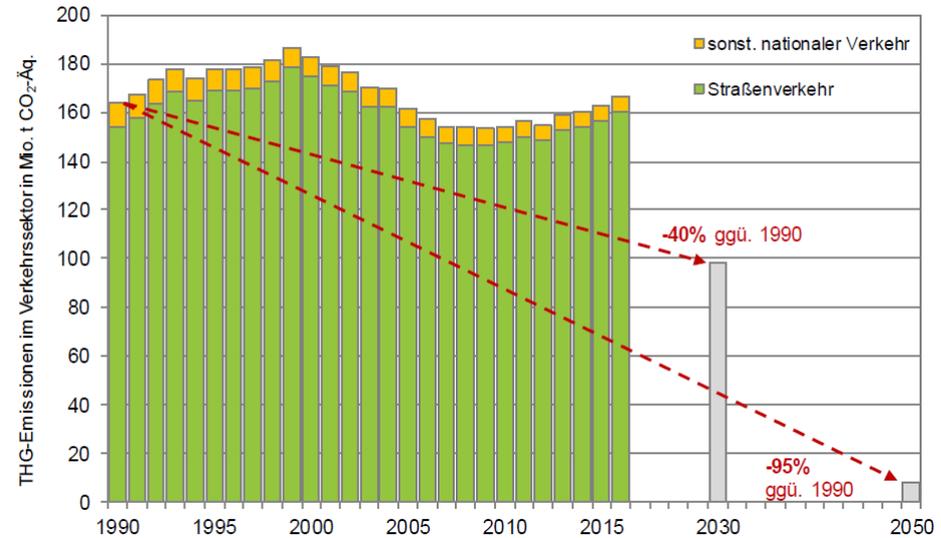
Seit 2010 sind die Treibhausgasemissionen nur wenig gesunken – bei Trendfortschreibung werden die Klimaziele weit verfehlt.



Quelle: Eigene Darstellung nach UBA 2017
Stand: 4/2017



THG-Emissionen und Ziele im Verkehrssektor

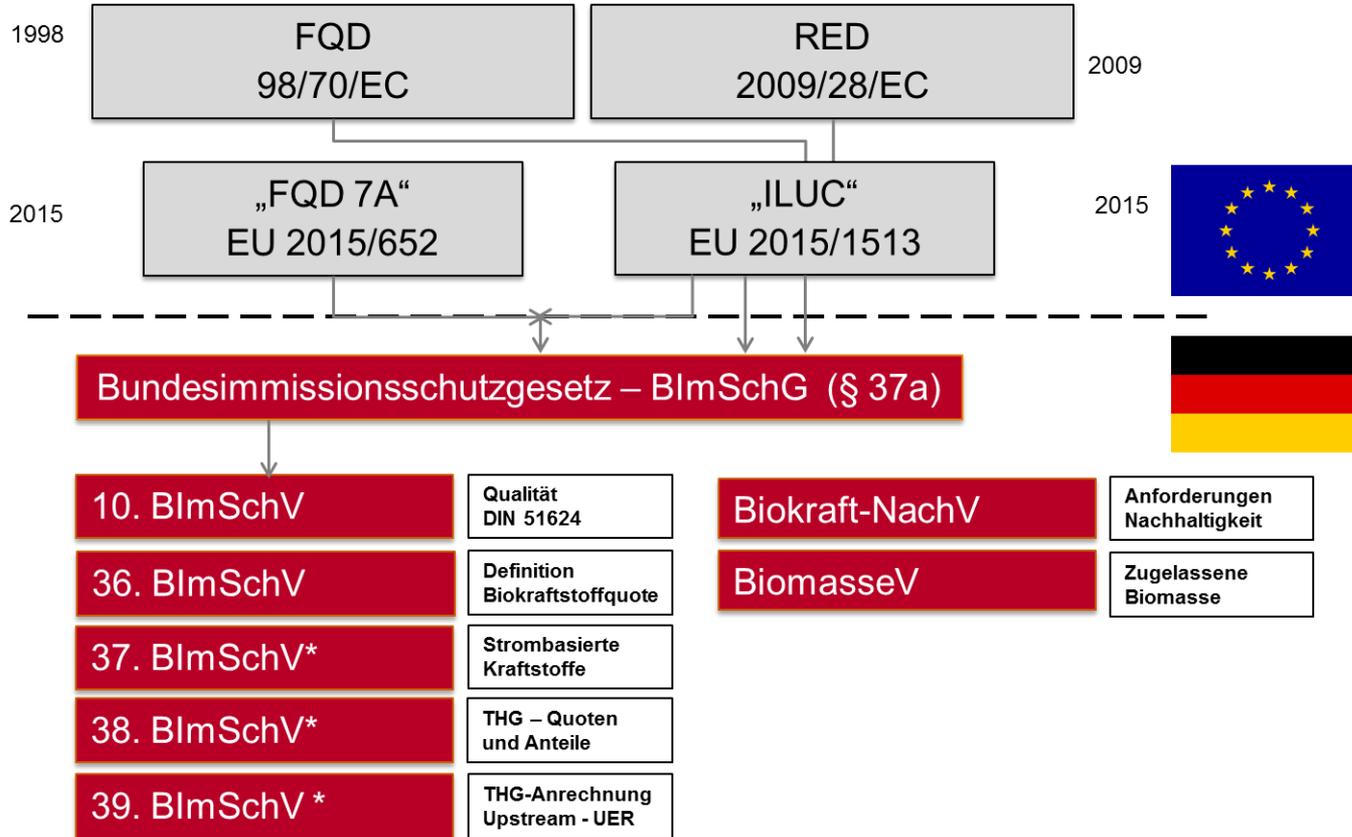


Datenbasis: UBA 2018

© DBFZ 04/2018

e.on

Gesetzliche Rahmenbedingungen



RED II: Ziele 2021 bis 2030

32% erneuerbare Energien insgesamt

14% erneuerbare Energien im Verkehrssektor

3,5% fortschrittliche Biokraftstoffe (advanced, 2022: 0,2%, 2025: 1%), **2fache** Anrechnung

7% Deckelung für Biokraftstoffe aus Feldfrüchten (food-crops)

2-fache Anrechnung von **Biokraftstoffen aus Altspesiefetten/-ölen**

4-fache Anrechnung von erneuerbarer Elektrizität im Straßenverkehr,

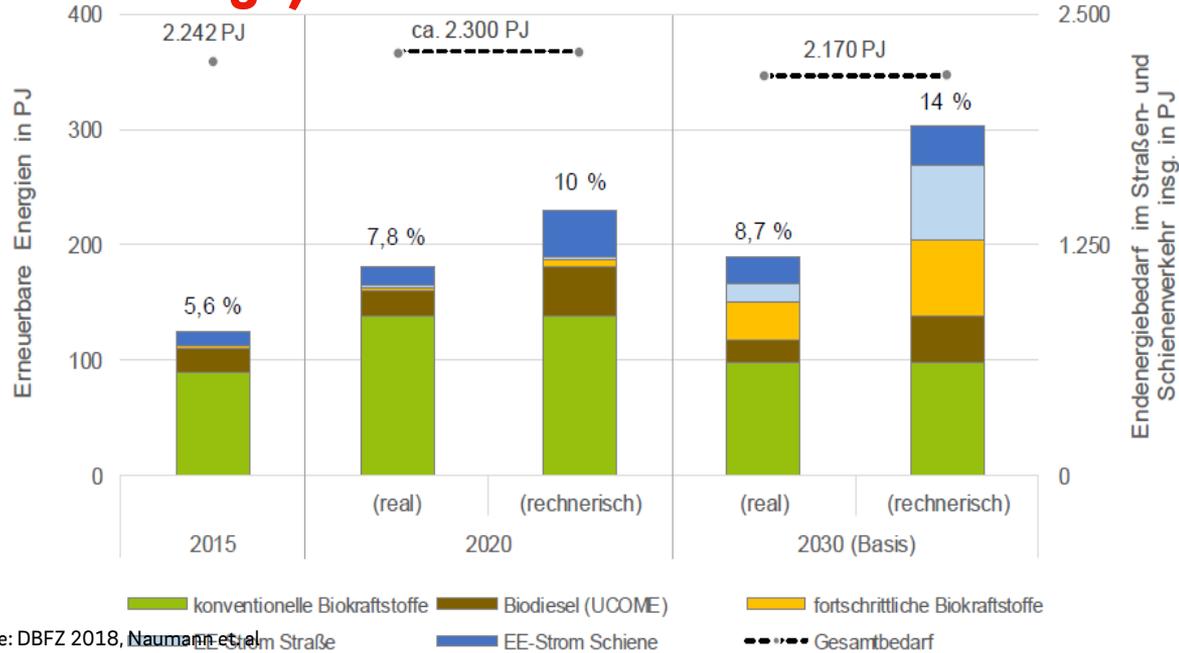
1,5-fache Anrechnung von erneuerbarer Elektrizität im Schienenverkehr

1,2-fache Anrechnung von Biokraftstoffen im Schiffs- und Luftverkehr

Auslaufen von Biokraftstoffen mit hohem ILUC-Risiko (phase out palmoil)

Nachhaltigkeitsanforderungen auch für gasförmige und feste Energieträger

RED II: Naturwissenschaft und nationale Anrechenbarkeit („effort sharing“)



Quelle: DBFZ 2018, Naumann et al.

© DBFZ 06/2018

Quelle: eigene Berechnungen, Gesamtenergiebedarf sowie Strommengen auf Basis Renewability III (2016), weitere Datenbasis: BAFA, BMVI, BLE, UCOME max 21 PJ (2015)



RED II: Eintrittsschwelle

Mindestanforderungen zur THG-Vermeidung werden angehoben,
entsprechend dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage:

	RED II Kraftstoffe	RED II Strom & Wärme
Mind. 50%	vor 05.10.2015	vor 05.10.2015
Mind. 60%	nach 05.10.2015	nach 05.10.2015
Mind. 70%	nach 01.01.2021 non-biological and recycled carbon	nach 01.01.2021
Mind. 75%		nach 01.01.2026

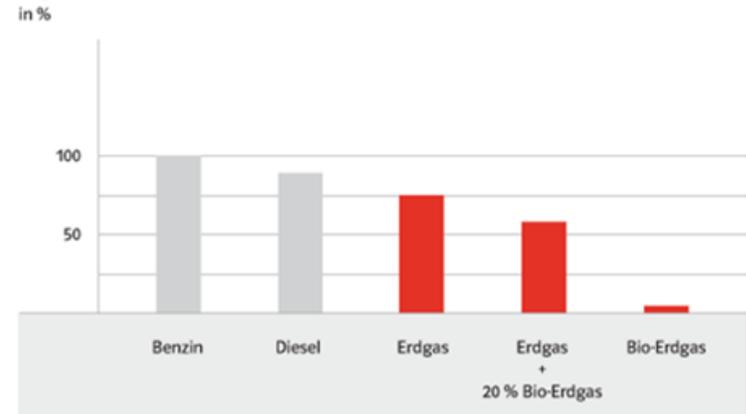
Stand: 04.04.2018

Kraftstoff: Chancen für Bio-Erdgas

- Neue Spielregeln für Biokraftstoffquote seit 1.1.2015
- Abschaffung fester Mengenquoten (E-10-Desaster!)
- Ersatz durch CO₂-Minderungspflicht für Mineralölkonzerne
- Quotenerfüllung durch Bioerdgaseinsatz an Erdgastankstellen (Quotenverkauf an Mineralölkonzern)
- Niedriger Preis für fossilen Diesel macht CO₂-Minderung durch Biodiesel teuer
- Bioerdgas aus Abfällen ermöglicht CO₂-Minderung größer 85%

=> Für Mineralölkonzerne interessante Alternative / Ergänzung zur CO₂-Minderung durch Biodiesel

CO₂-Minderung durch Erdgas/Bio-Erdgas



Quelle: dena

Letzte Novelle der 38. BImSchV

Unterquote fortschrittliche Biokraftstoffe

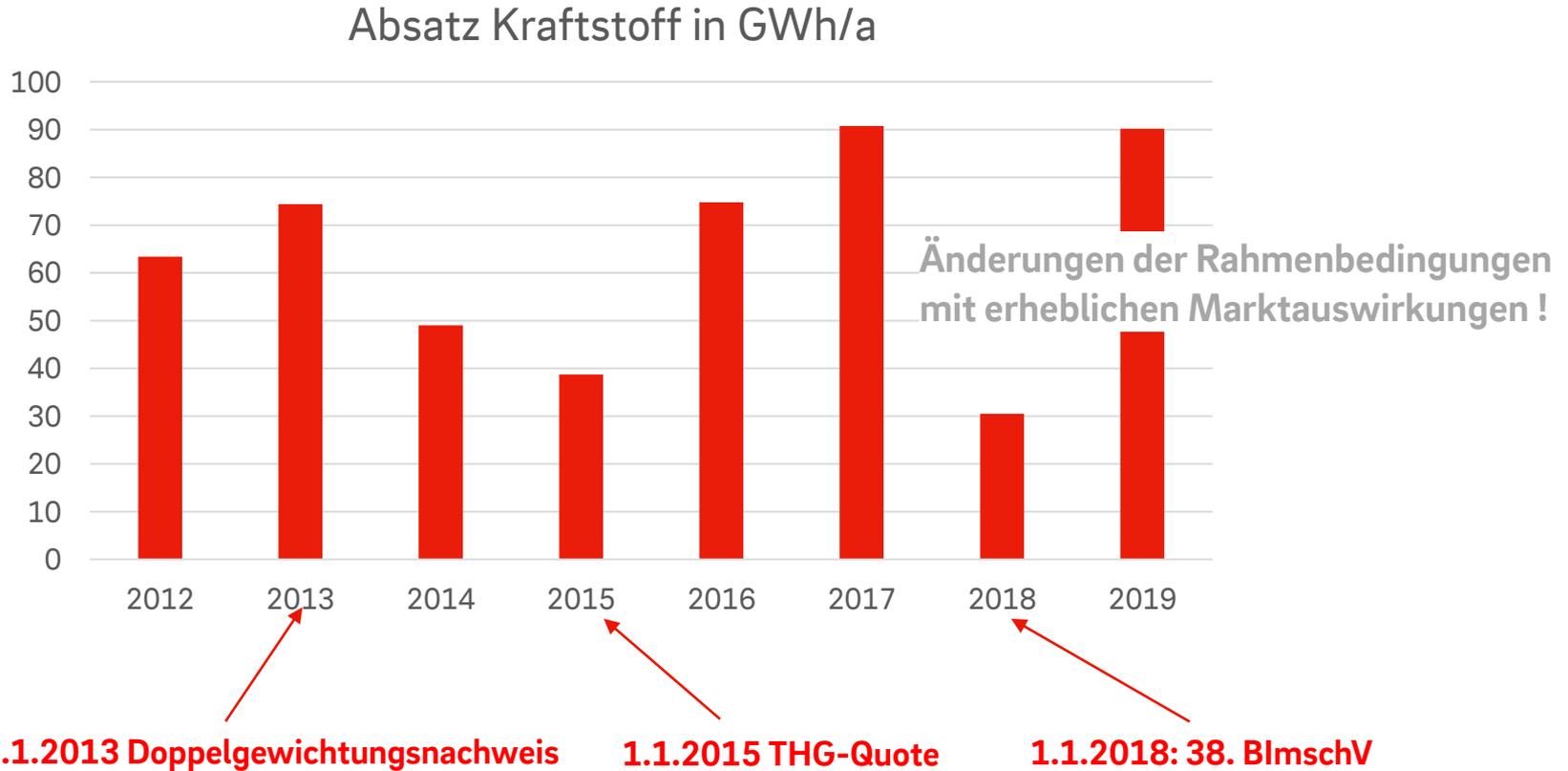
- Entwurf: sehr langsame Steigerung von 0,05% in 2020 auf 0,5% in 2025
- 0,05% wurden bereits 2015 erreicht -> keine Markimpulse für Bio-Erdgas
- Ausreichendes Potenzial vorhanden
- Ausschöpfung des Potenzials verlangt belastbare Rahmenbedingungen
- Vorschlag DENA Biogaspartner:

ab 2018	ab 2020	ab 2023
0,15%*	0,35%*	0,5%*

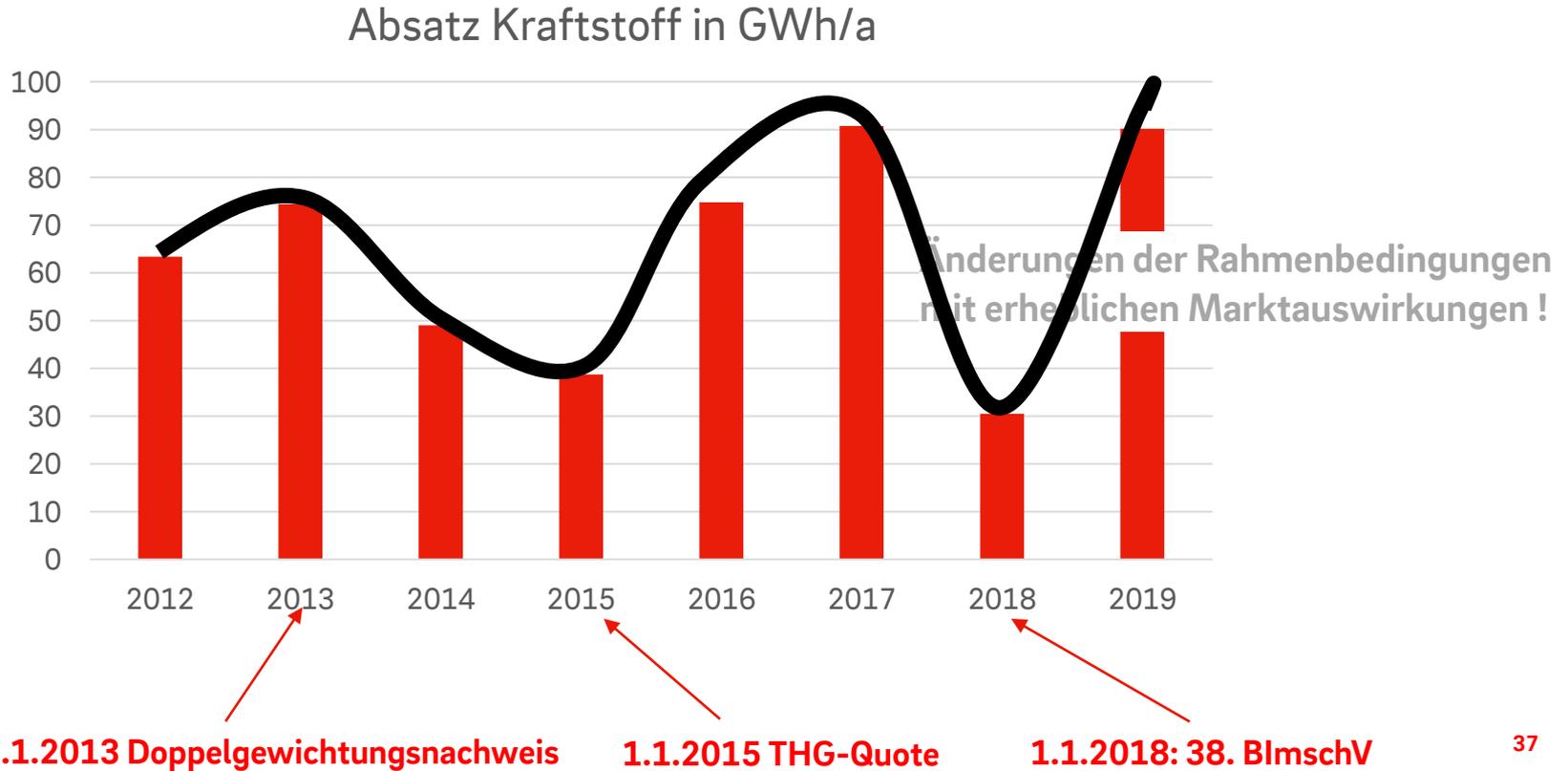
* abhängig von der in Verkehr gebrachten Menge des Quotenverpflichteten



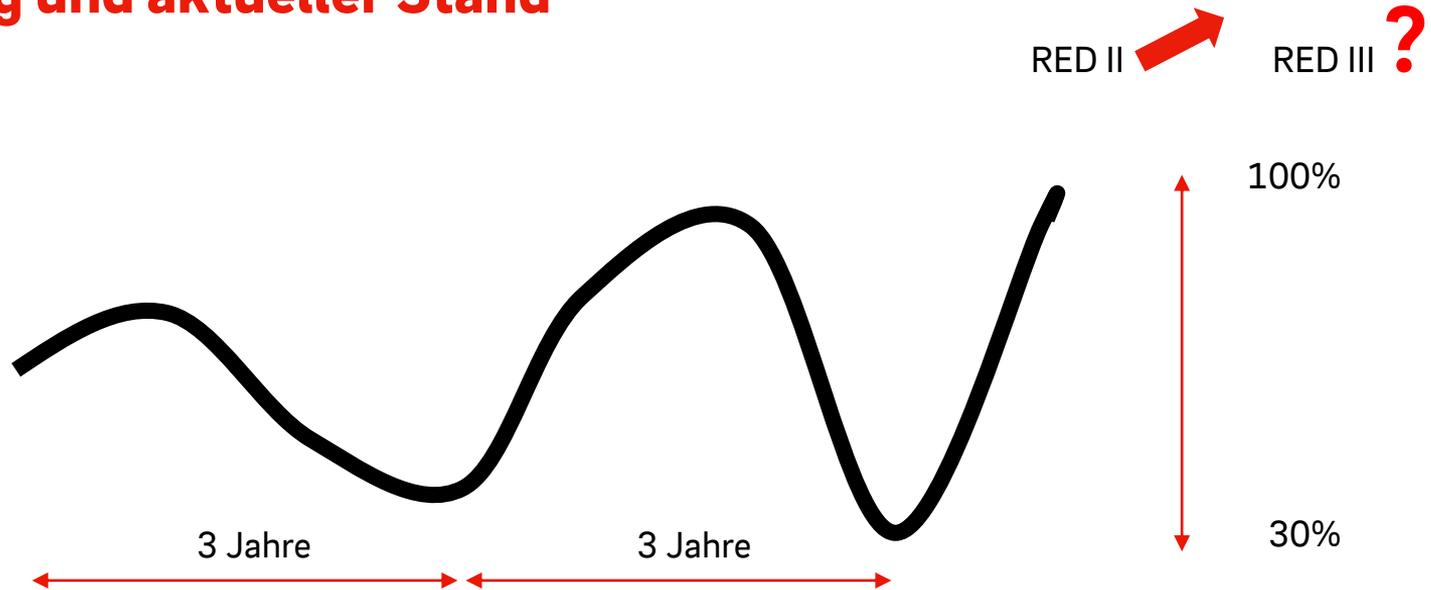
Entwicklung und aktueller Stand



Entwicklung und aktueller Stand



Entwicklung und aktueller Stand



Änderungen der Rahmenbedingungen
mit erheblichen Marktauswirkungen !

Ein Blick nach vorne

Mengen-Potenziale



Bereitschaft der Biomethanbranche



Notwendige Weichenstellungen:

Umsetzungszeitplan RED 2, Juristisch: Was muss, was kann umgesetzt werden.

Ambitionierte Ziele für THG-Quote (Rollen: Nawaro und fortschrittliches Gas)

Förderung CNG-Einsatz in Nutzfahrzeugen, Zubau CNG-Tankstellen, Mautbefreiung

Stabile Regelungen für Biomethan als Kraftstoff

Klare Regelungen für Biomethan als Kraftstoff (z.B. Tabelle aus Anhang V RED II)

Klarheit bei den zulässigen Einsatzstoffen (z.B. anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material)

Einfacher Zulassungsprozess für neue Stoffe und Anerkennung von weiteren Pflanzen.

Klarheit und Eindeutigkeit zur getrennten Bilanzierung

Einfluss UER und 37. BlmschV auf die Marktgröße

? => Praxisgerechte Umsetzung der RED 2 !

Im Maschinenraum: RED II Annex IX Teil A – Klare Regelungen/Definitionen ?

- a) Algen, sofern zu Land in Becken oder Photobioreaktoren kultiviert
- b) Biomasse-Anteil gemischter Siedlungsabfälle, nicht jedoch getrennte Haushaltsabfälle, für die Recycling-Ziele gemäß Artikel 11 Absatz 2 Buchstabe a der Richtlinie 2008/98/EG gelten;
- c) Bioabfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 4 der Richtlinie 2008/98/EG aus privaten Haushalten, der einer getrennten Sammlung im Sinne des Artikels 3 Nummer 11 der genannten Richtlinie unterliegt;
- d) Biomasse-Anteil von Industrieabfällen, der ungeeignet zur Verwendung in der Nahrungs- oder Futtermittelkette ist, einschließlich Material aus Groß- und Einzelhandel, Agrar- und Ernährungsindustrie sowie Fischwirtschaft und Aquakulturindustrie und ausschließlich der in Teil B dieses Anhangs aufgeführten Rohstoffe;
- e) Stroh;
- f) Mist/Gülle und Klärschlamm;
- g) Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel;
- h) Tallölpech;
- i) Rohglyzerin;
- j) Bagasse;
- k) Traubentrester und Weintrub;
- l) Nussschalen;
- m) Hülsen;
- n) entkernte Maiskolben;
- o) Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft und forstbasierten Industrien, d. h. Rinde, Zweige, vorkommerzielles Durchforstungsholz, Blätter, Nadeln, Baumspitzen, Sägemehl, Sägespäne, Schwarzlauge, Braunlauge, Faserschlämme, Lignin und Tallöl;
- p) anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material;
- q) anderes lignozellulosehaltiges Material mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz .

Zellulosehaltiges Non-Food-Material – Alles klar?

Definition gemäß RED II:

Rohstoffe, die überwiegend aus Zellulose und Hemizellulose bestehen und einen niedrigeren Lignin-Gehalt als lignozellulosehaltiges Material haben; es umfasst Reststoffe von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen wie Stroh, Spelzen, Hülsen und Schalen, grasartige Energiepflanzen mit niedrigem Stärkegehalt wie Weidelgras, Rutenhirse, Miscanthus, und Pfahlrohr, Zwischenfrüchte vor und nach Hauptkulturen, Untersaaten, industrielle Reststoffe, einschließlich Nahrungs- und Futtermittelpflanzen nach Extraktion von Pflanzenölen, Zucker, Stärken und Protein, sowie Material aus Bioabfall; als Untersaaten und Deckpflanzen werden vorübergehend angebaute Weiden mit Gras-Klee-Mischungen mit einem niedrigen Stärkegehalt bezeichnet, die zur Fütterung von Vieh sowie dazu dienen, die Bodenfruchtbarkeit im Interesse höherer Ernteerträge bei den Ackerhauptkulturen zu verbessern

THG-Berechnung Biomethan aus Gülle – Klare Regelungen?

Disaggregierte Standardwerte für Biomethan

Tabelle aus Anhang V RED II

Biomethanproduktions-system	Technologische Optionen		TYPISCHER WERT [gCO ₂ eq/MJ]						STANDARDWERT [gCO ₂ eq/MJ]					
			Anbau	Verar-beitung	Aufbe-reitung	Trans- port	Kompr- ession an der Tank- stelle	Gutschr- ift für Mist-/G- üllenut- zung	Anbau	Verar- beitung	Aufbe- reitung	Trans- port	Kompr- ession an der Tank- stelle	Gutschr- ift für Mist-/ Gülle- nutzung
Gülle	Offenes Gär- rückstands- lager	keine Abgasverbrennung	0,0	84,2	19,5	1,0	3,3	– 124,4	0,0	117,9	27,3	1,0	4,6	– 124,4
		Abgasverbrennung	0,0	84,2	4,5	1,0	3,3	– 124,4	0,0	117,9	6,3	1,0	4,6	– 124,4
	Geschlosse- nes Gär- rückstands- lager	keine Abgasverbrennung	0,0	3,2	19,5	0,9	3,3	– 111,9	0,0	4,4	27,3	0,9	4,6	– 111,9
		Abgasverbrennung	0,0	3,2	4,5	0,9	3,3	– 111,9	0,0	4,4	6,3	0,9	4,6	– 111,9

Unterscheidung Abgasverbrennung / keine Abgasverbrennung:

- (¹) Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption — PSA), Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing — PWS), Membrantrenntechnik, kryogene Trennung und physikalische Absorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS). Dies schließt die Emission von 0,03 MJ CH₄/MJ Biomethan für die Emission von Methan in den Abgasen ein.
- (²) Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing — PWS), sofern das Wasser aufbereitet wird, Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption — PSA), chemische Absorption (Chemical Scrubbing), physikalische Absorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS), Membrantrenntechnik und kryogene Trennung. Für diese Kategorie werden keine Methanemissionen berücksichtigt (das Methan im Abgas verbrennt gegebenenfalls).

Nachweisführung Kraftstoff

- Systematik für flüssige Biokraftstoffe passt nur bedingt für Bio-Erdgas, hoher Aufwand für (verordnungskonforme) Bestimmung des Treibhausgasreduzierungs potenzials
- Realistische THG-Minderung bei modernen Anlagen 50 – 70% (im Vergleich zu Erdgas) bei Einsatz von Energiepflanzen (incl. landwirtschaftliche Vorkette), bei Einsatz von Abfällen größer 75%
- Aktuell ca. 10 bis 20 Biogasanlagen in Deutschland zertifiziert
- Überwiegend Zertifizierungssystem RedCert oder ISCC (BLE-Zulassung)
- Einsatz von zertifiziertem Bio-Erdgas überwiegend zur Erfüllung der THG-Minderungsquote für Mineralölunternehmen

Einfache Wahrheiten, die sich letztendlich durchdringen

- Innerstädtische Luftreinhaltung kann verlässlich und sofort erfolgen
- CNG ist heute verfügbar und erprobt, andere Konzepte benötigen noch sehr viel Zeit
- CNG ist in ausreichender Menge verfügbar und induziert keine Folgeprobleme / Engpässe
- CNG ist rückwärtskompatibel – heute zugelassene Fahrzeuge können auch zukünftige Herausforderungen lösen
- CNG erlaubt heutige Betriebskosten, TCO-Neutralität
- Viele Kommunen nutzen bereits den Beitrag von CNG
- CO₂ ist eine Frage des Kraftstoffs, nicht des Antriebs



CNG jetzt in den Städten wollen!

Klare, einfache und verlässliche Regeln sind gefragt!

Lösungen mit Biomethan

- 1. Biomethan in KWK-Anlagen nach EEG und für Nah-/ Fernwärme**
- 2. Biomethan für den Wärmemarkt /Quartiere aus deutschen und ausländischen Anlagen, Zertifikate**
- 3. Biomethan als Kraftstoff CNG (Option Bio-LNG)**
- 4. Biomethan für „Green Industrie / Stadtwerke“ (Produktion, Produkte, Hochtemperaturanwendungen)**

Produkte / Leistungen

- Biomethanqualitäten für alle relevanten EEGs:
 - EEG 2000 mit Nawaro-Bonus
 - EEG 2004 mit Nawaro- und Technologiebonus
 - EEG 2009 mit Nawaro- und Technologiebonus
 - EEG 2012 mit Gasaufbereitungsbonus und Bonus für Einsatzstoffvergütungsklasse 1
 - EEG 2014/2017 ohne Boni
- Biomethanlieferungen als Bandlieferung in Bilanzkreise oder als Vollversorgung am Zählpunkt.
- Kombipaket Biomethanlieferung und Stilllegungsnachweis, Vermittlung gebrauchter BHKWs.
- Komplettes Portfoliomanagement, komplette Betriebsführung incl. Engineering und Repowering.

**Die reinste Form des Wahnsinns ist es,
alles beim Alten zu lassen...
und gleichzeitig zu hoffen,
dass sich etwas ändert...**

(Albert Einstein)



e-on

Danke !



Tel.: +49 201 18 47 831

info.bioerdgas@eon.com

Uwe Bauer, E.ON Bioerdgas GmbH,

Brüsseler Platz 1, 45131 Essen,

