



Präsentation BDEW, 14 Mai 2025

FÖRDERMECHANISMEN FÜR BIOMETHAN IN FRANKREICH UND DEN NIEDERLANDEN



UNSERE BIOMETHAN AKTIVITÄTEN UND AMBITIONEN

ENGIEs Ambitionen 2030 - 2035

PRODUKTION

10 TWh pro Jahr

VERMARKTUNG

30 TWh pro Jahr weltweit

Wachstum durch



Greenfield Projects



Acquisitions

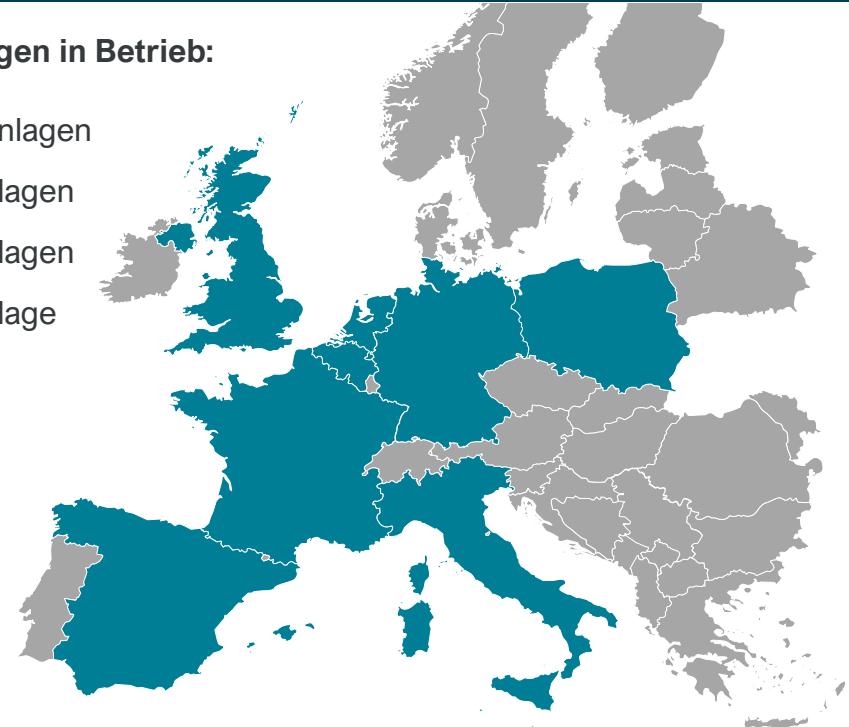


Partnerships

8 Zielländer für Biomethan Produktion in Europa

Unsere Anlagen in Betrieb:

- | | |
|--|------------|
| | 32 Anlagen |
| | 4 Anlagen |
| | 2 Anlagen |
| | 1 Anlage |



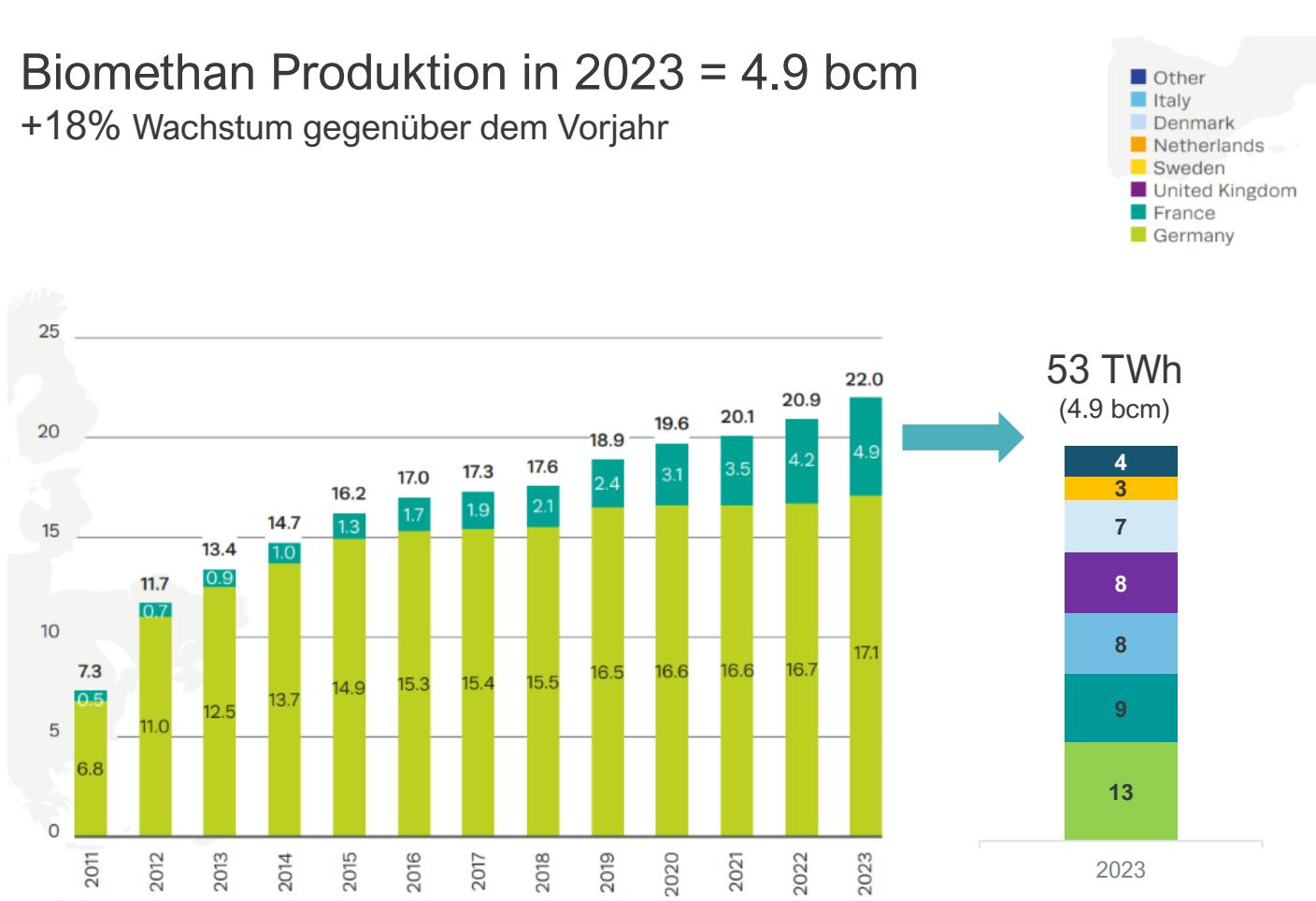
Aktuelle Produktionskapazität = **1.1 TWh**

Enge Zusammenarbeit mit mehr als 250 Partnern aus der Lebensmittelindustrie und mehr als 500 Landwirten



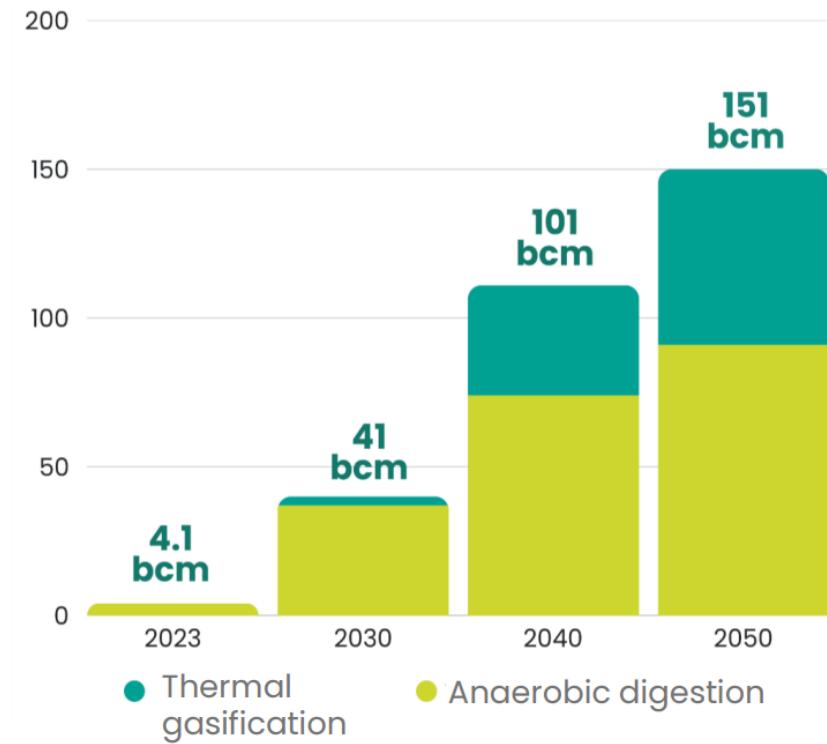
ENTWICKLUNG DER BIOMETHAN PRODUKTION IN EUROPA

Biomethan Produktion in 2023 = 4.9 bcm
+18% Wachstum gegenüber dem Vorjahr



Quelle: EBA Statistical Report 2024

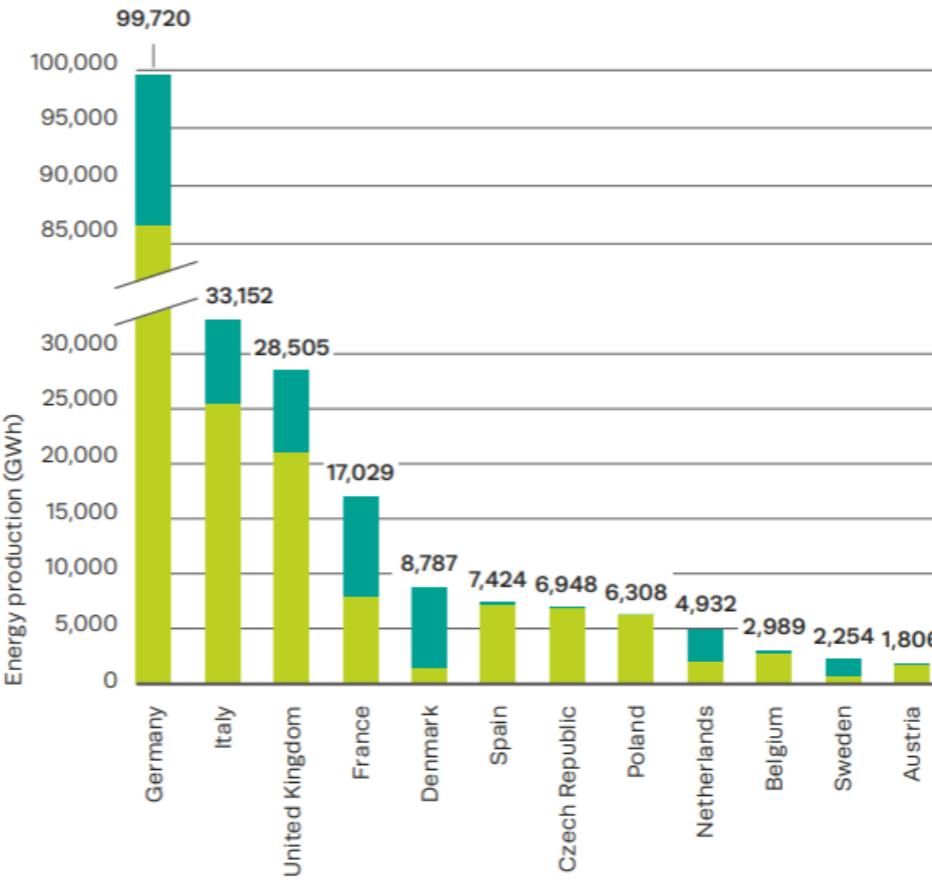
Künftiges Potenzial



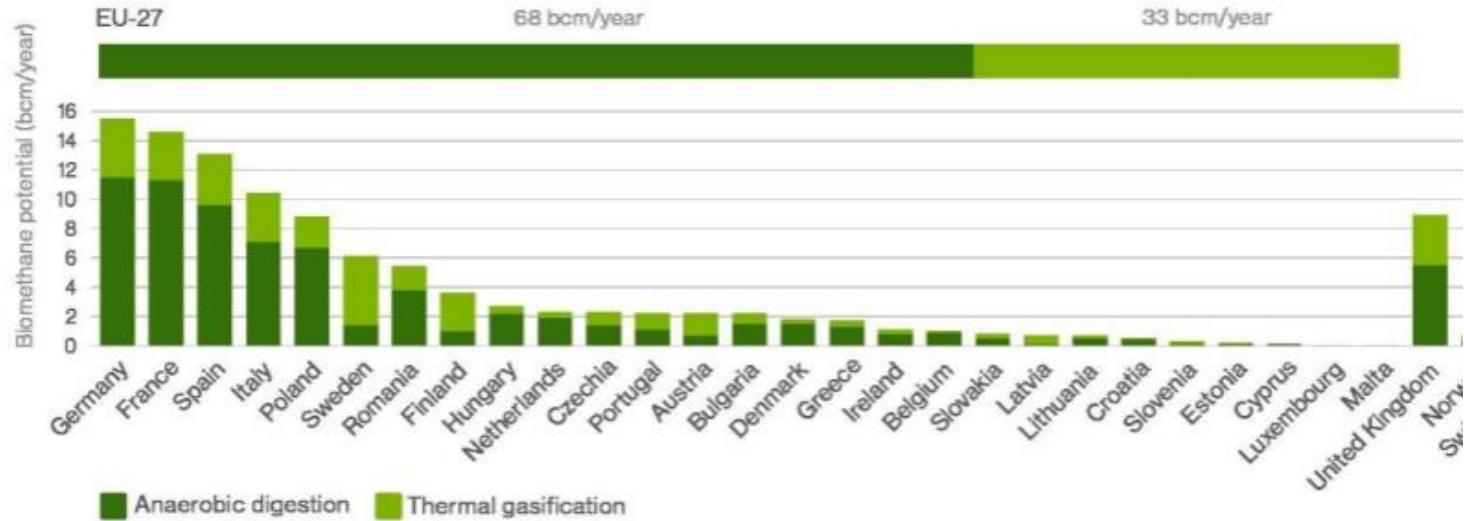
DEUTSCHLAND GEHÖRT ZU DEN FÜHRENDEN LÄNDERN BEI BIOMETHAN PRODUKTION UND POTENTIAL



Biogas und Biomethan Produktion pro Land 2023 (Quelle: EBA)



Biomethan Produktionspotential in Deutschland 2040: > 15 bcm (~ 165 TWh)
(Quelle: Guidehouse)





BIOMETHAN WIRD DURCH EUROPÄISCHE ZIELE GEFÖRDERT



Greenhouse Gas Emissions (reduction compared to 1990)

! Verpflichtend

2023: -37%

2030: **- 55%**

2040: zu definieren

2050: **Net zero**



Renewable Energy (share in final energy consumption)

! Verpflichtend

2023: 24.5%

2030: **42.5%**

2040: ?

2050: ?

REPowerEU Biomethane Production

Unverbindlich

2023: 4.1 bcm (45 TWh)

2030: **35 bcm (380 TWh)**

→ Von einigen Mitgliedsstaaten in nationale Ziele umgesetzt

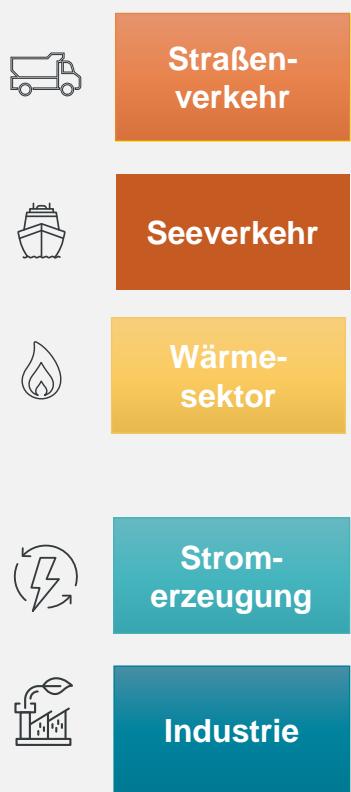
Andere Ziele außerhalb des Energiesektors:

- Getrennte Sammlung von Biomüll ab 2024
- 65% Wiederverwendung oder Recycling von Siedlungsabfällen ab 2035
- Max. 10% Deponierung von Siedlungsabfällen ab 2035

FÖRDERMECHANISMEN ZUR PRODUKTION UND NACHFRAGE VON BIOMETHAN



Nachfrageseitige Anreize

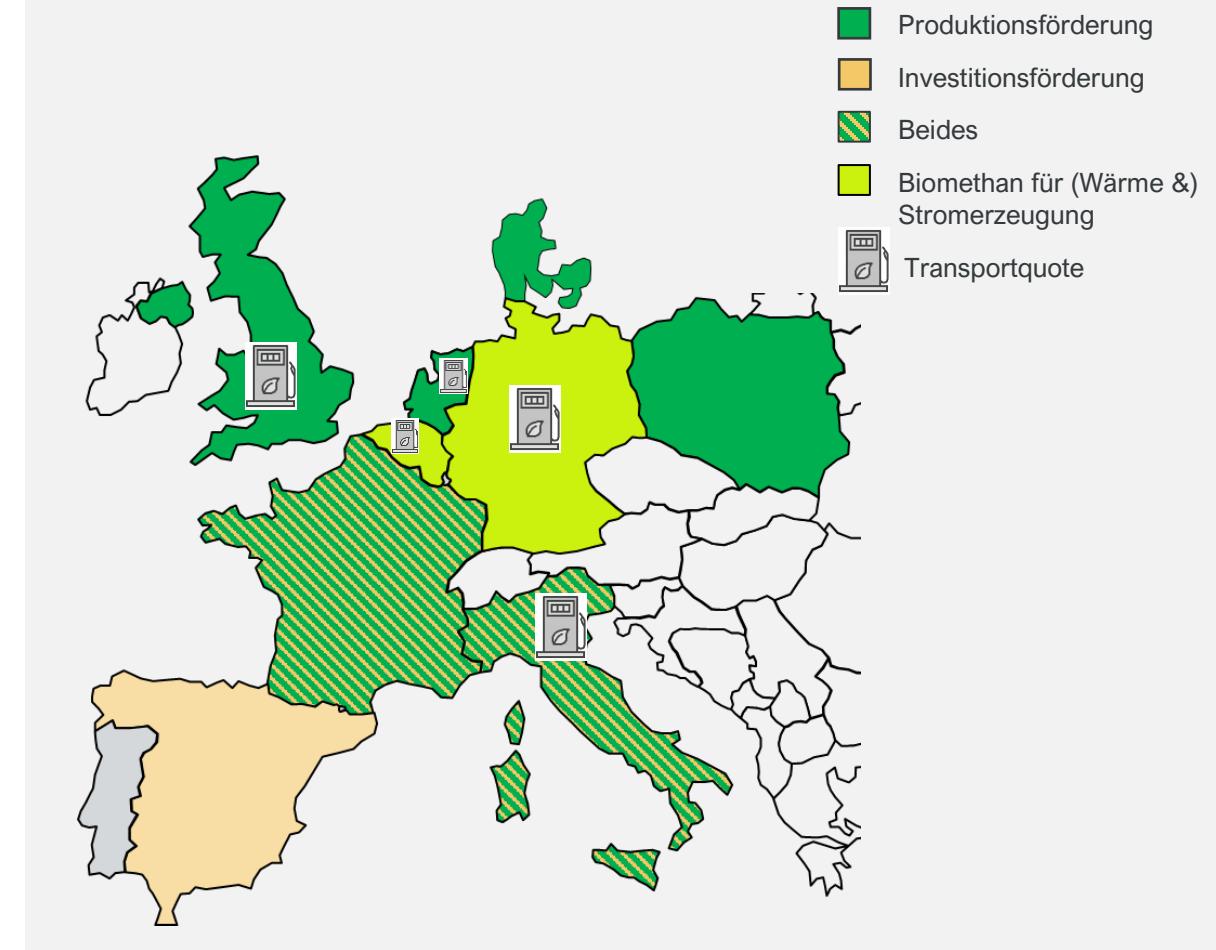


Transportquote (Erneuerbare Energien Richtlinie)
(Mengen- oder THG-basiert)

Fuel EU Maritime (THG Standard)
EU ETS Maritime
IMO Standards

Nationale Grüngasquoten (z.B.
CPBs in Frankreich, geplante Quote in
NL, etc.)

Produktionssubventionen (und Transportquote)



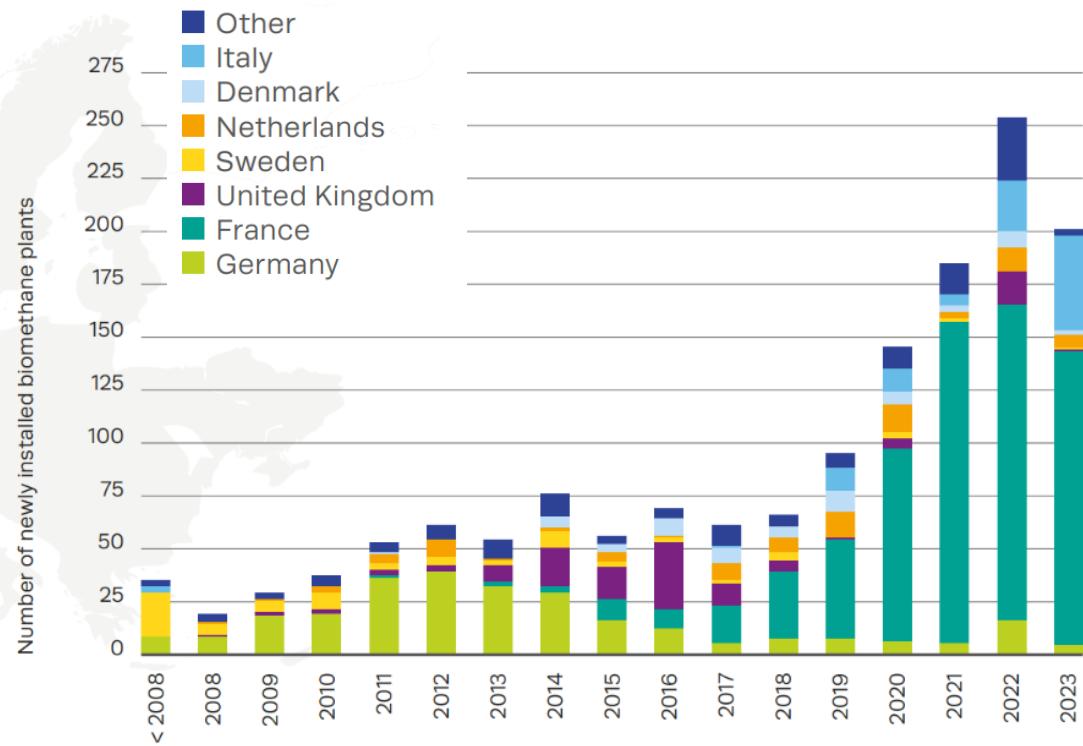


FOKUS FRANKREICH

FRANKREICH IST EIN TREIBENDER MARKT IN EUROPA

Anzahl neuer Biomethananlagen pro Land

Source: EBA Statistical Report 2023



Erfolgsfaktoren:

- Langfristige Sichtbarkeit durch nationale Ziele:
 - 14-22 TWh in 2028 (aktueller PPE)
 - 44 TWh in 2030 (NEKP, überarbeiteter PPE*)
 - 2035 Ziel wird gerade diskutiert
- Einspeisevergütung für Biomethan seit 2011
- Günstiger Rechtsrahmen für die Netzeinspeisung (“Droit à l'injection”) seit 2018/2019
- Landwirtschaft interessiert an Biomethanproduktion und Partnerschaften mit Betreibern

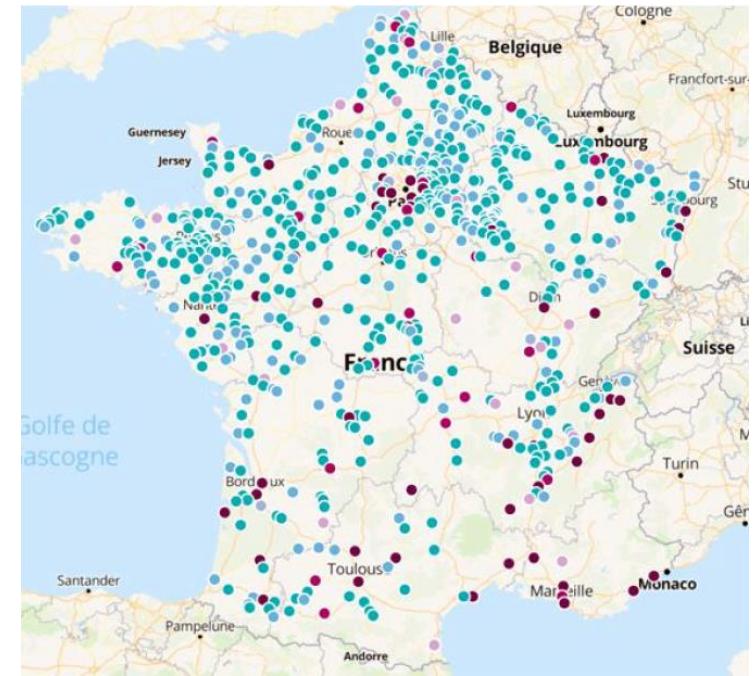
* PPE: Programmation Pluriannuelle d'énergie; NEKP – Nationaler Energie- und Klimaplan 2024

DYNAMISCHES WACHSTUM IN DEN VERGANGENEN JAHREN

Netzanschluss von 2-3 neuen Anlagen
pro Woche im Jahr 2024



+ 12% Wachstum



 **~15 TWh / Jahr**
Produktionskapazität
mit Netzanschluss

 **731**
Anlagen mit
Einspeisung

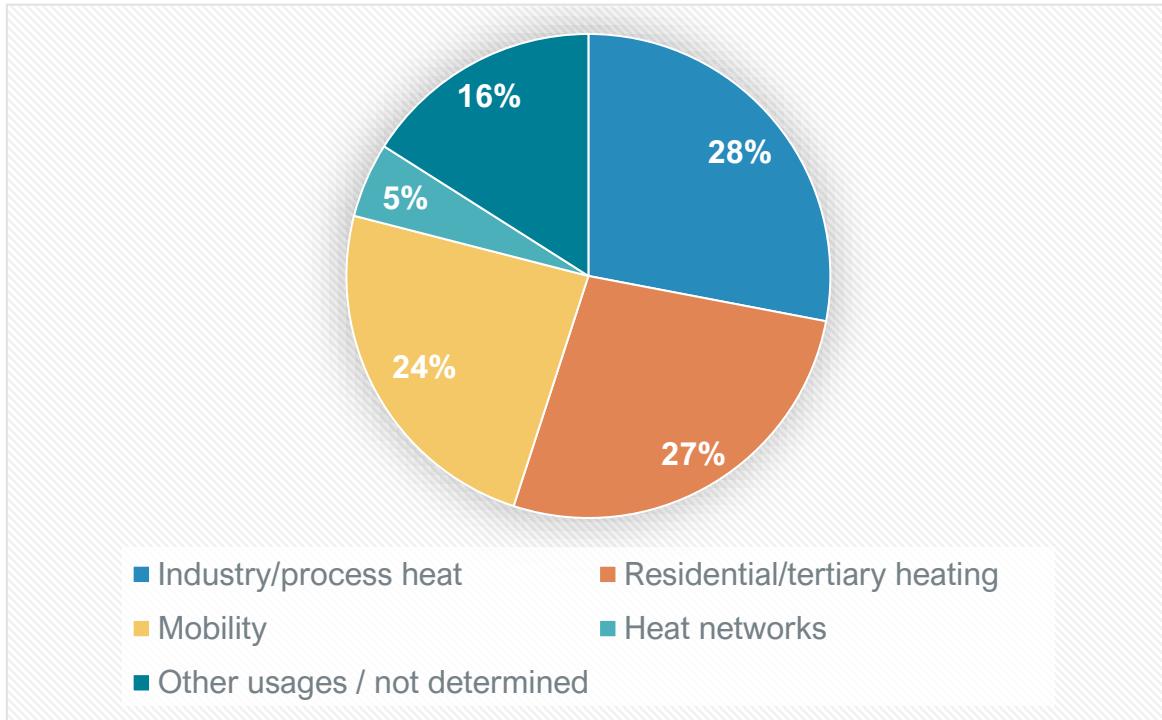
 **3.2 %**
des Gas-
verbrauchs

90% der Anlagen benutzen land-
wirtschaftliche und industrielle Reststoffe
➤ 15% Obergrenze für NawaRos!

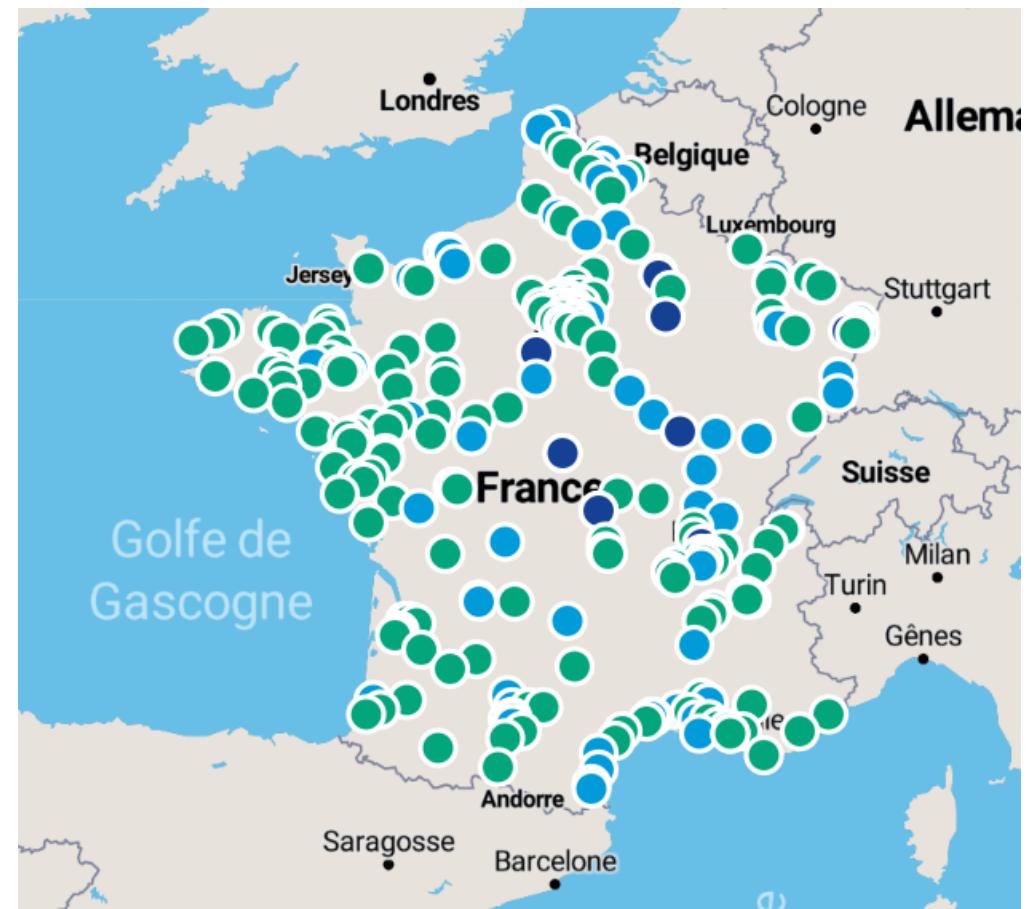
85% der Anlagen werden von Landwirten
betrieben

BIOMETHAN KOMMT IN VERSCHIEDENEN ENDVERBRAUCHSSEKTOREN ZUM EINSATZ

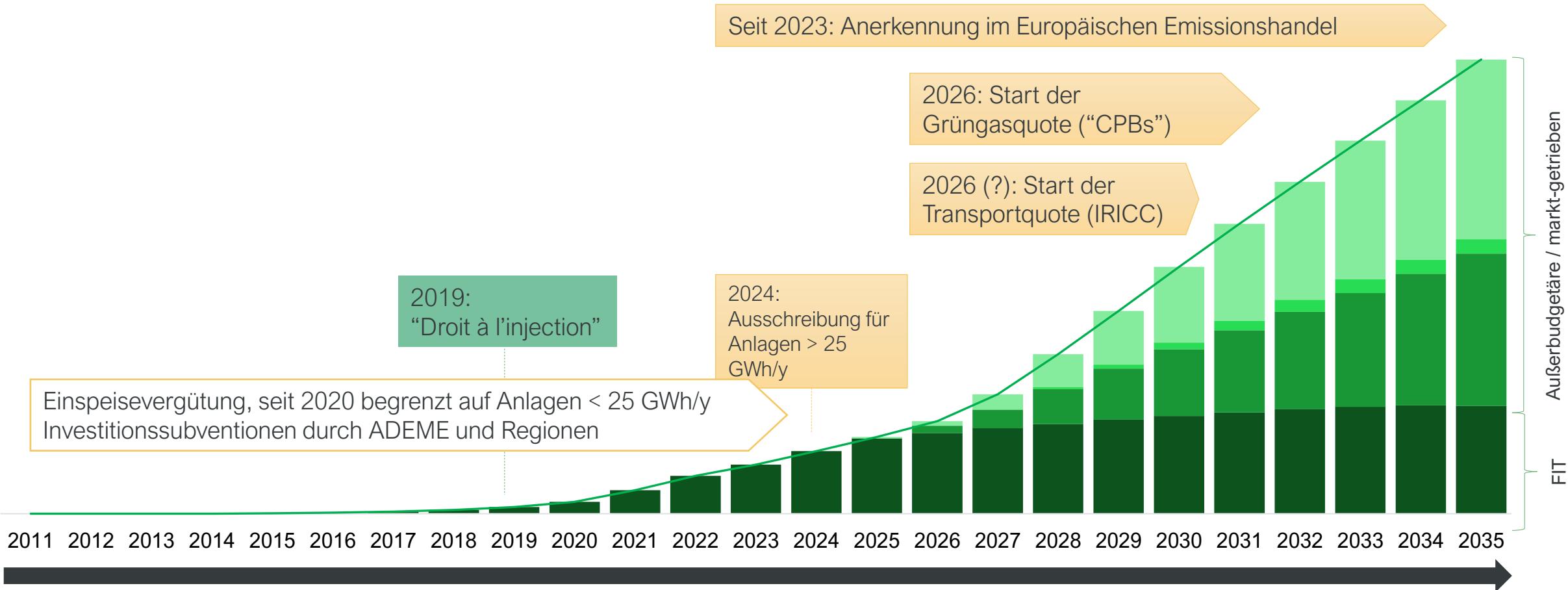
Biomethan Konsumation im Jahr 2024 basierend auf Herkunfts nachweisen



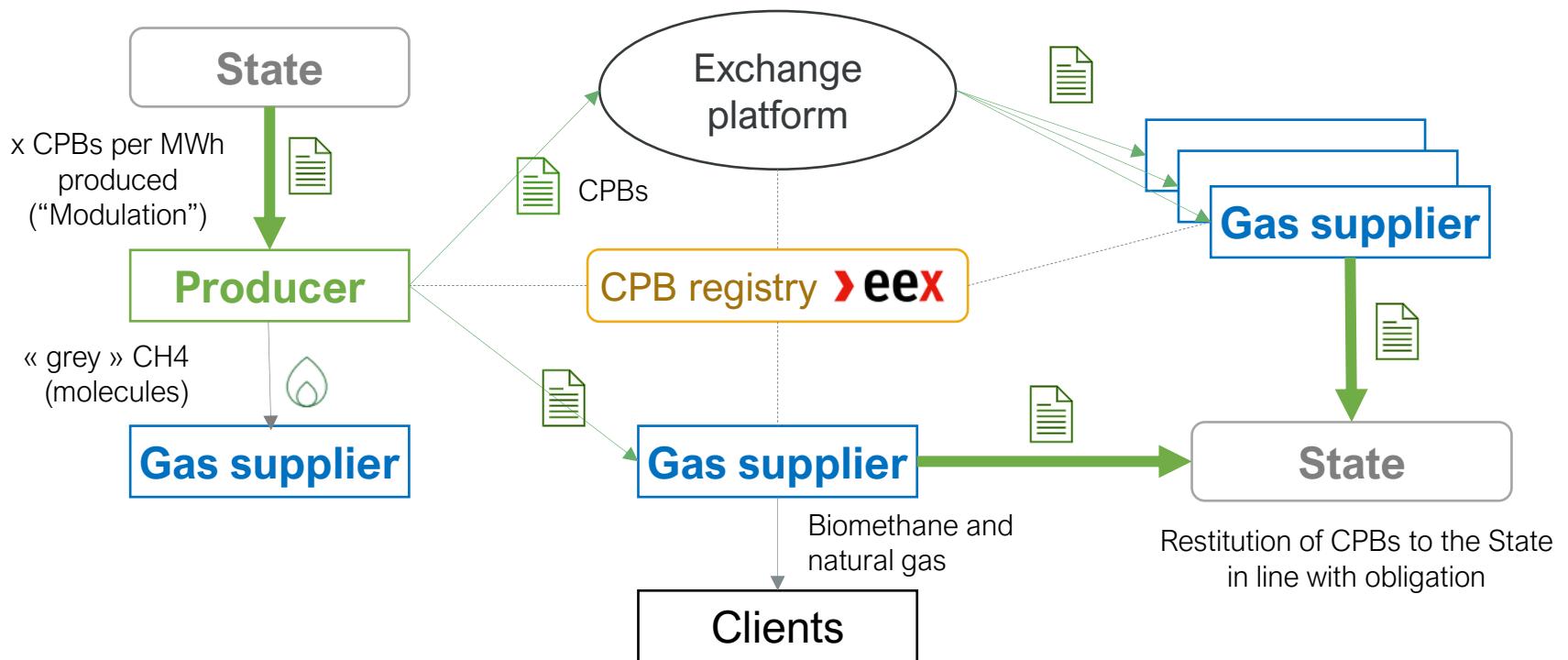
~ 350 (bio)CNG & LNG Tankstellen



KÜNFTIGES WACHSTUM HAUPTSÄCHLICH DURCH MARKT-BASIERTE, AUßERBUDGETÄRE INSTRUMENTE



DIE FRANZÖSISCHEN GRÜNGASZERTIFIKATE (GRÜNGASQUOTE)

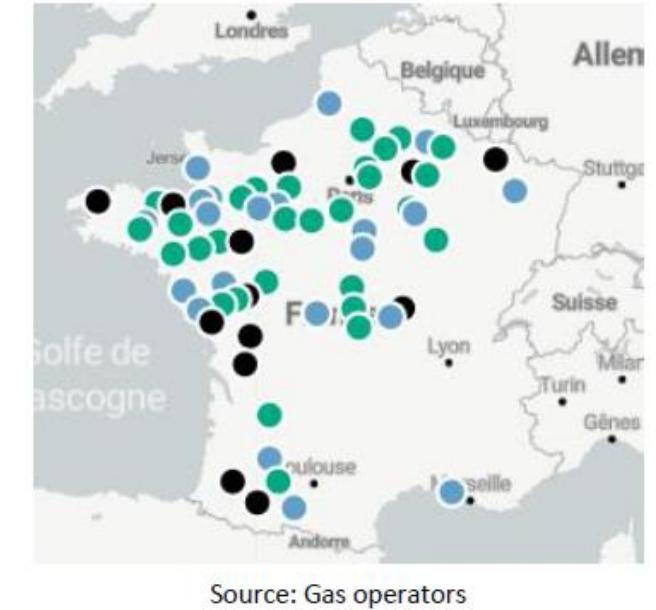


- Baseline = Gasverbrauch Haushalte und Dienstleistungen
- Quote:
 - 2026: 0.48%
 - 2027: 1.82%
 - 2028: 4.15%
- Pönale = 100 €/MWh
- Modulation:
 - 1 CPB/MWh für Vergärungsanlagen < 15 Jahre
 - 0.8 CPB/MWh für Vergärungsanlagen > 15 Jahre
 - 0.8 CPB/MWh für Deponiegas

Der Mechanismus soll eine Biomethan Produktion von mehr als 10 TWh in 3 Jahren anregen. Der Quotenverlauf nach 2028 wird gerade diskutiert.

DAS “RECHT AUF EINSPEISUNG” – WESENTLICHE ELEMENTE

- Seit 2018/2019: „Recht auf Einspeisung“ (unter Berücksichtigung technisch-ökonomischer Bedingungen)
- Koordinierte Netzplanung der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber (“zoning”)
- Kapazitätsregister und Warteliste
- Netzverstärkende Maßnahmen (Rückverdichtung, Vermaschung) und Refinanzierung durch die allgemeinen Netzentgelte
- Kostenteilung der Netzanschlusskosten (CAPEX):
 - ✓ 40% der Anschlussleitung zahlt der Anlagenbetreiber – 60% der Netzbetreiber, Deckelung für Netzbetreiber bei max. 600 000 EUR
 - ✓ Einspeisestation wird vom Netzbetreiber bezahlt und an den Anlagenbetreiber vermietet
 - ✓ Regelung für gemeinsame Netzanschlussmöglichkeiten (Sammelleitungen) und Kostenteilung um “first come, pay all”-Prinzip zu vermeiden
- Kosten der Netznutzung (OPEX) trägt der Anlagenbetreiber durch einen Einspeisetarif 0.4-0.7 €/MWh)



- ✓ 28 Rückverdichtungsanlagen, 22 im Bau, 13 Projekte
- ✓ 200 MEUR Investitionen durch ÜNB
- ✓ 275 MEUR Investitionen durch VNB (~ 2500 km Vermaschung)

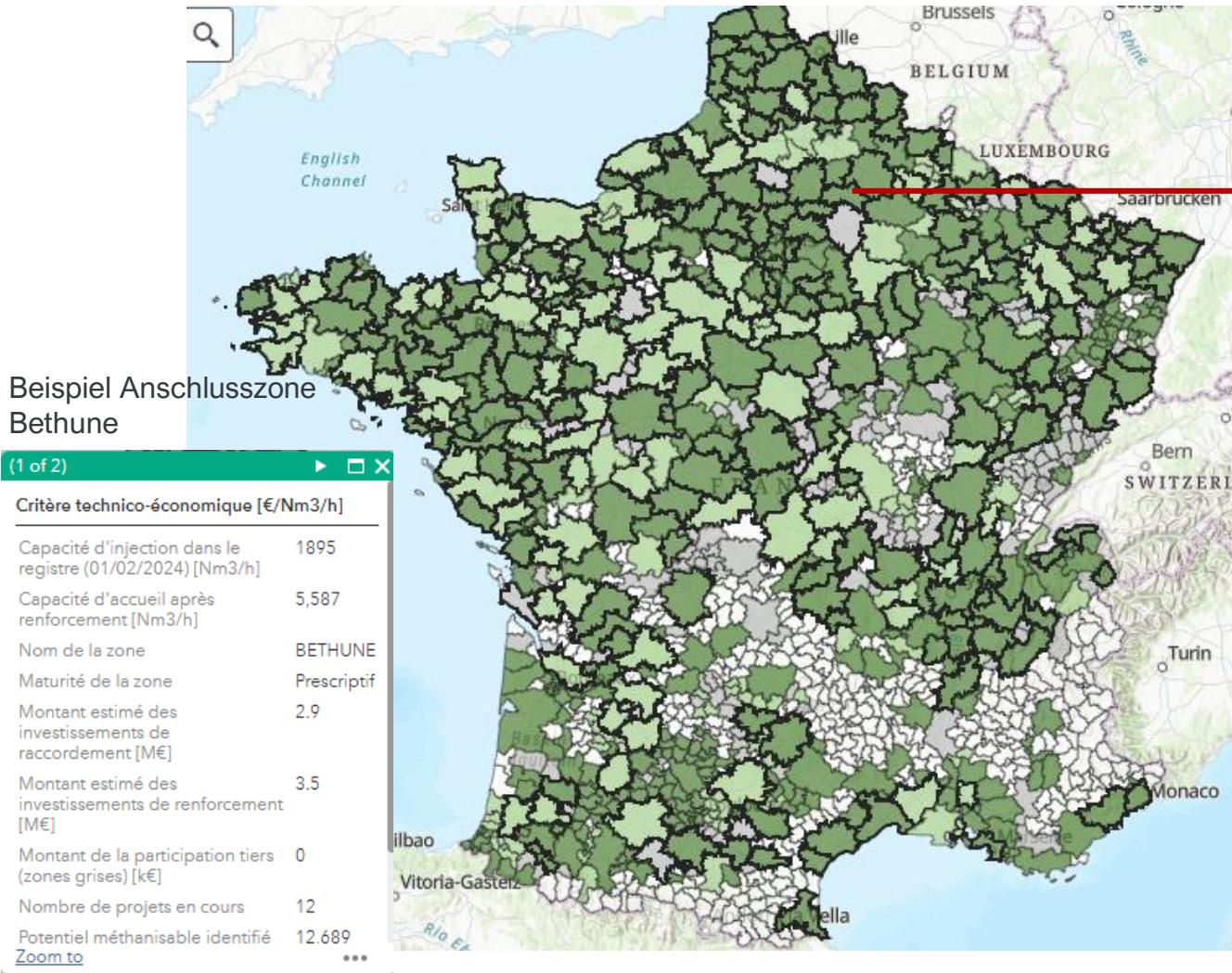
NETZANSCHLUSSZONEN

- ÜNB und VNB definieren „Netzanschlusszonen“ (zonage de raccordement) basierend auf:
 - Produktionskapazitäten im Kapazitätsregister und verbleibendem Potenzial
 - Gasverbrauch in der Region
 - Stakeholder-Konsultation
- Ermittlung der Notwendigkeit von **netzverstärkenden Maßnahmen** (Rückverdichtung, Vermischung) um Biomethaneinspeisung zu ermöglichen
 - „Investitionen / Volumen“ Kriterium
- Genehmigung durch die Regulierungsbehörde
- Anschlusszonen schaffen **Klarheit für Anlagenbetreiber** über die technischen und finanziellen Bedingungen des Netzanschlusses

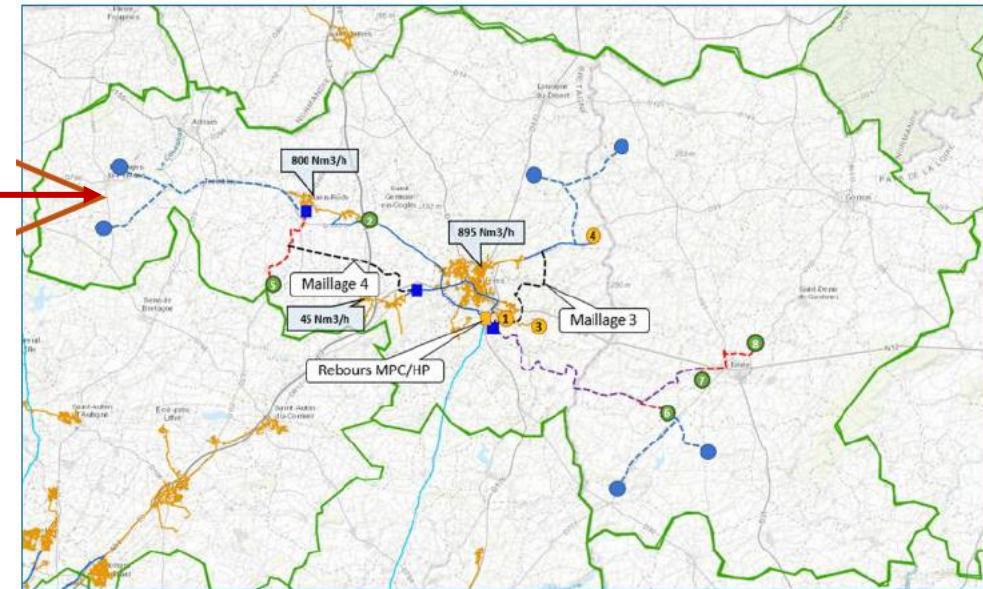
Investitionen / Volumen Kriterium

- $I / V \leq 4700 \text{ EUR/mn}^3/\text{h}$ → Finanzierung über allgemeine Netzentgelte
- $I / V > 4700 \text{ EUR/mn}^3/\text{h}$ → Finanzierung durch den Anlagenbetreiber, andere Optionen

KARTIERUNG DER NETZANSCHLUSSZONEN



Beispiel Netzanpassung innerhalb einer Zone



Couleur de la zone	Ratio-technico économique
Grey	I/V > 4 700 €/nm ³ /h (soit 3,2€/MWh)
Light Green	3300 €/nm ³ /h < I/V ≤ 4 700 €/nm ³ /h (soit 2,2 €/ MWh < I/V < 3,2€/MWh)
Dark Green	I/V ≤ 3300 €/nm ³ /h (soit 2,2 €/MWh)

[GRDF - Projet Méthanisation | Droit à l'injection - carte de zonage indicative](#)

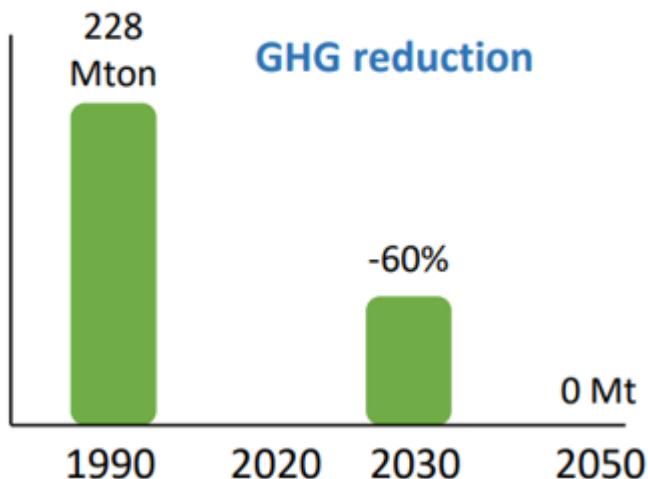


DIE NIEDERLANDE

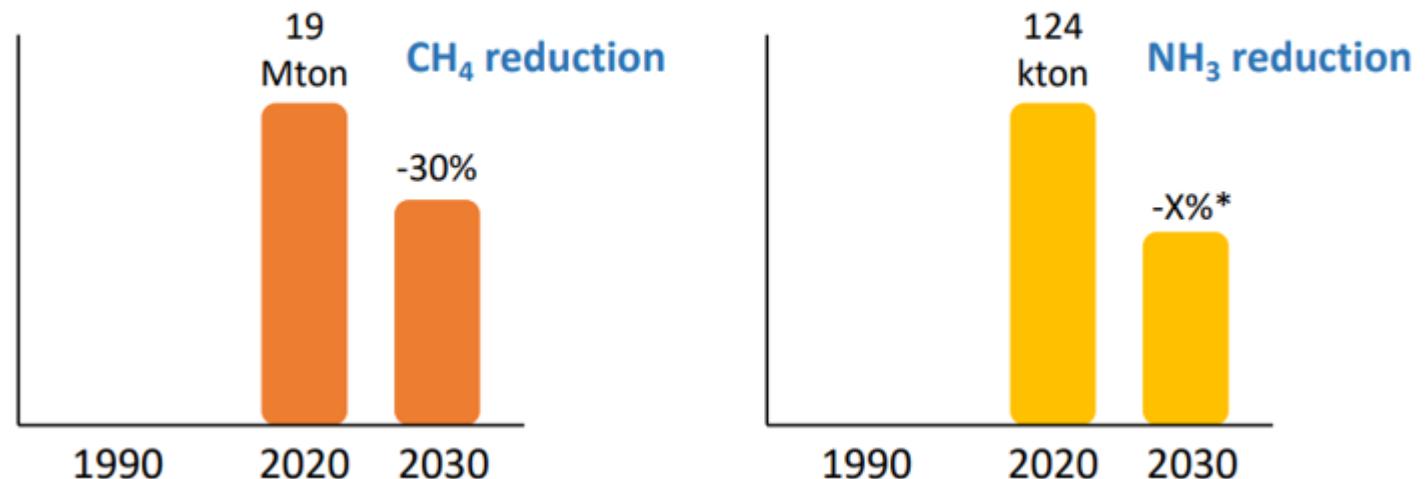
WARUM BIOMETHAN IN DEN NIEDERLANDEN GEFÖRDERT WIRD

Nationales Biomethan Produktionsziel (NEKP): 2 bcm (22 TWh) in 2030

Climate and energy



Nature, environment and agriculture



- 3.6 Mton THG-Einsparung durch Biomethan
- Versorgungssicherheit

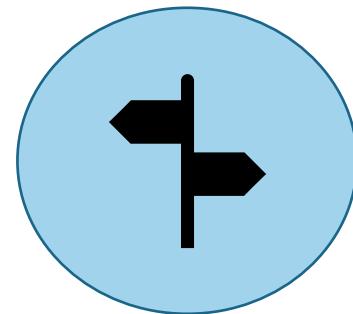
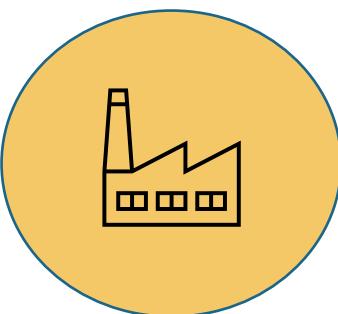
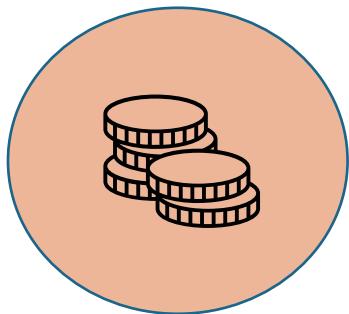
- Reduzierung der Methan-Emissionen
- Reduzierung der Stickstoff-Emissionen
- Neuer Business Case and Perspektiven für die Landwirtschaft
- Substitution von fossilen Düngemitteln (Renure)

* Reduzierung der Stickstoffablagerungen unter den kritischen Schwellenwert in 74% der Natura 2000 Gebiete im Jahr 2030

AUCH DIE NIEDERLANDE STÜTZEN SICH AUF MEHRERE INSTRUMENTE

Grüngasquote - Status:

- Regierungsbeschluss
- Genehmigung durch EU-Kommission noch ausstehend

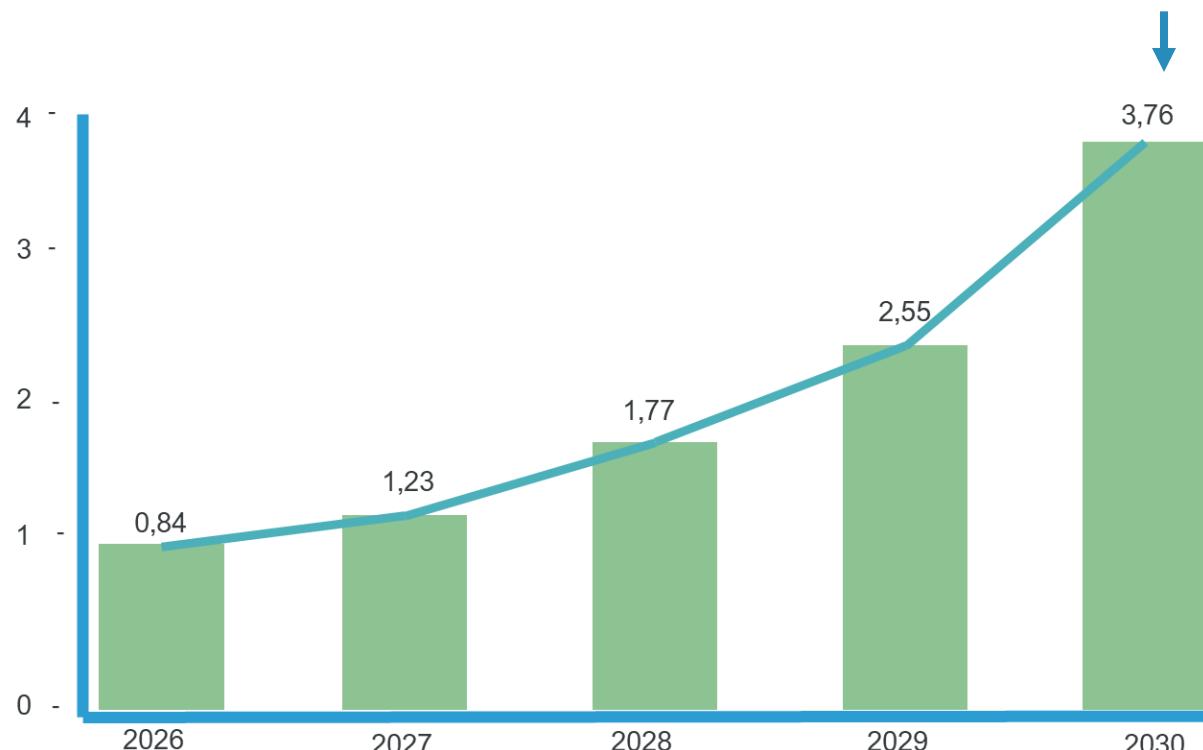


GRÜNGASQUOTE – WAS GEPLANT IST

Mechanismus	<ul style="list-style-type: none">• Verpflichtende Quote für Gaslieferanten zur Einsparung von x% THG• Voraussichtlich ab 1.1.2027
Gesamtziel	<ul style="list-style-type: none">• Ursprünglich 3.7 Mton THG Einsparung in 2030 (Senkung um 25% angekündigt)• Jährliche Quoten für Gaslieferanten basierend auf Marktanteil an Gaslieferungen
Scope	EU ETS 2 Sektoren: Gebäude, Straßenverkehr, kleine Industriebetriebe, Gewächshäuser, ...
Funktionsweise	<ul style="list-style-type: none">• Erfüllung der Quote durch Grüngaszertifikate (GGE) → Biomethan-Herkunfts nachweise können in GGEs getauscht werden• “Banking” von Zertifikaten möglich aber begrenzt (voraussichtl. 10%)• Alternativ besteht die Möglichkeit einen Buy-out Preis von 450 EUR / ton CO₂ zu bezahlen
Bedingungen	<ul style="list-style-type: none">• Biomethan muss in den Niederlanden eingespeist werden• Biomethan darf keine Produktionsförderung (SDE++) erhalten• Biomethan muss Nachhaltigkeitskriterien der Erneuerbaren Energien RL erfüllen → Zertifizierung (ISCC, ...) und Nachhaltigkeitsnachweis• Möglicherweise zusätzliche nationale Kriterien

ERFÜLLUNG DER QUOTE ZU 100% DURCH BIOMETHAN

Ca. 1.1 bcm Biomethan



Das Ziel wird durch nachgeordnete Rechtsakte in jährliche Quoten für Lieferanten übersetzt.

Erwarteter Beitrag verschiedener Kategorien von Biomethan:

Typ	Bcm	MtCO ₂
Gülle	0.4	2.4
Vergasung (feste Biomasse)	0.4	0.7
Andere Rest- und Abfallstoffe	0.3	0.7
Gesamt	1.1	3.8

Hoher Beitrag zur THG-Einsparung durch Gülle aufgrund negativer Emissionen (-100 grCO₂/MJ)

VERGLEICH BIOMETHAN QUOTEN FRANKREICH - NIEDERLANDE

	FRANKREICH	NIEDERLANDE
Nationales Ziel	44 TWh – verschiedene Instruments	2 bcm (22 TWh) – verschiedene Instrumente
Aktuelle Produktion	12 TWh Einspeisung in 2024	3.2 TWh Einspeisung in 2024
Design	Mengen-Quote	THG-Einsparungsquote
Laufzeit	2026 – 2028 (1. Handelszeitraum)	2027 – 2030
Verpflichtete	Gaslieferanten an Endkunden	Gaslieferanten an Endkunden
Beitrag Biomethan	100% 10.5 TWh	100% 0.8 bcm (8.8 TWh)
Buy-out Preis	100 EUR/MWh	450 EUR/ton CO ₂
Sektoren	Haushalte + Dienstleistungssektor	Haushalte, Straßenverkehr, weitere Sektoren (ETS2)
Zertifikatehandel	Ja (CPBs)	Ja (Herkunfts nachweise und GGEs)
Banking/Borrowing	Flexibilität im 1. Handelszeitraum	10% Banking, kein borrowing
Impact Gaspreis	~ 0.4 ct/kWh in 2028	< 4-12 ct/bcm in 2030 (0.4 – 1.1 ct/kWh)
Kriterien	Einspeisung in Frankreich, nicht subventioniert, Nachhaltigkeitskriterien (EE-RL) + max. 15% NawaRos	Einspeisung in den Niederlanden, nicht subventioniert. Nachhaltigkeitskriterien (EE-RL)

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!





France

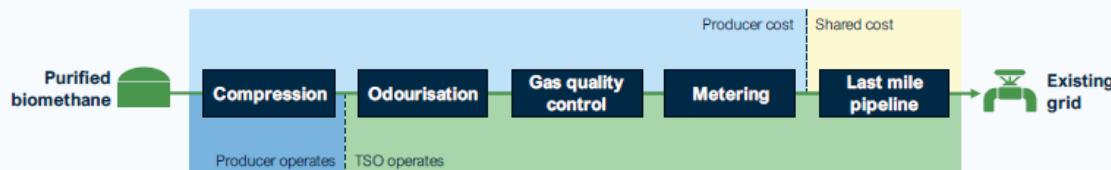
Potential 2030 ¹	Potential 2040	Plants connected to TSO	Plants connected to DSO
5.1 bcm	14.6 bcm	106 plants	642 plants

In France the largest gas DSO (**GRDF**), TSO (**NaTran**), and the energy regulator (**CRE**) contributed to this study.

In France TSO networks are around 38,000 km in length and operated at pressures of between 16 and 95 bar, with DSO networks most commonly operating at pressures of 4 bar, up to a maximum of 25 bar, and are around 195,000 km in length.

TSO grid connections

Producers pay for compression. The injection station is paid for initially by the TSO and rented to the biomethane producer up to a maximum of €60,000/yr. Next to this, there is an injection fee to recuperate the network costs for the TSO.² The pipeline is a shared cost.³



The TSO is responsible for the operation of the grid connection excl. compression

DSO grid connections

Producers pay for compression. The injection station is paid initially by the DSO and rented to the biomethane producer up to a maximum of €60,000/yr. Next to this, there is an injection fee to recuperate the network costs for the DSO.² The pipeline is a shared cost.³



The DSO grids are owned by local authorities. Through concession contracts, DSO designs, builds, operates and maintains the network grid.

Reverse compression stations from DSO to TSO grid⁴

CAPEX is covered by the gas grid operator.
OPEX is financed by producers via a commodity-based injection tariff.²



DSO network meshing⁴

CAPEX is covered by the gas grid operator.
OPEX is financed by producers via a commodity-based injection tariff.²



Central Injection points to the TSO grid (virtual pipelines)

Not applicable as a result of the widespread gas grid coverage

¹ Based on the government's target (50 TWh biomethane in 2030, of which 44 TWh injected into the grid). The technical potential is 6.3 bcm (Guidehouse and EBA 2024).

²All injectors pay a capacity-based injection cost of €50/MWh/day/year and a commodity-based injection tariff. This is to recover the costs of the network, as well as grid upgrades. The commodity-based tariff is broken up into 3 categories:

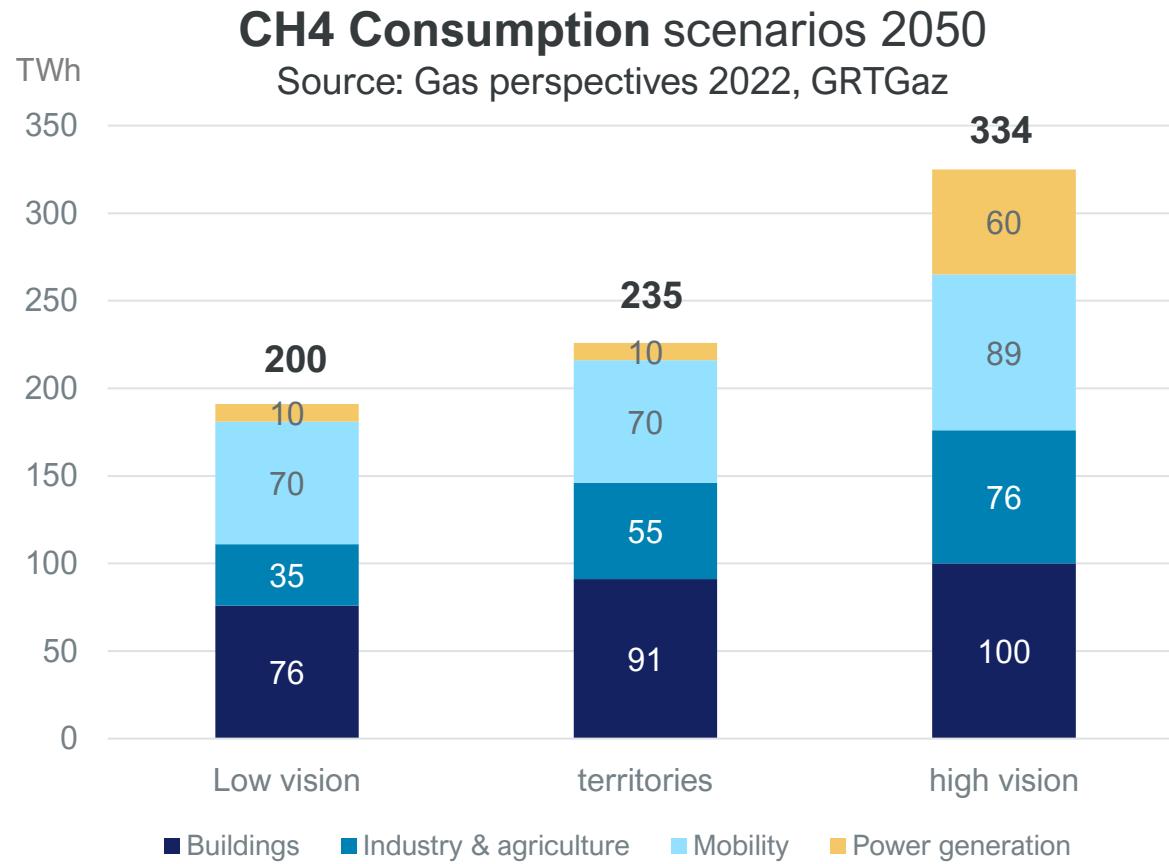
Category 3: zones with a reverse compression or mutualised compression (€0.7 /MWh injected)

Category 2: zones with a meshing pipeline or a mutualised grid extension (€0.4 /MWh injected)

Category 1: all other zones (€0.0 /MWh injected)

³ 60% of the CAPEX for the pipeline is for the grid operator up to a maximum of € 600,000. Above this, the producer pays the additional cost. OPEX is paid by the producer via an injection fee.

FRANCE HAS SUFFICIENT GREEN GAS POTENTIAL TO MEET ITS 2050 DEMAND



CH4 Supply 2050
Source: Gas perspectives 2022, GRTGaz; ADEME

