



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Koordiniert durch:



Projektträger:



Anrechenbarkeit und Bilanzierung strombasierter Kraftstoffe

Agenda



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Zeit	Thema	Vortragende:r
Ab 9:30 Uhr	Registrierung und Einlass	DBFZ
10:00 Uhr	Begrüßung und inhaltliche Einführung	Dr. Franziska Müller-Langer DBFZ
	Grußwort aus dem InnoFuels Projekt	Dr.-Ing. Olaf Toedter KIT
10:10 Uhr	E-fuels/RFNBOs und die Delegated Acts	Dr. Kathleen Meisel DBFZ
10:30 Uhr	Anforderungen an Wasserstoff, Kohlenstoff und Bilanzierung	Friedrich Schubert Meo Carbon Solutions Jonas Krone BMUV

Agenda



GESAMTKONZEPT
ERNEUERBARE
KRAFTSTOFFE

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Koordiniert durch:



Projektträger:



Zeit	Thema	Vortragende:r
11:00 Uhr	Diskussionsrunde zu Anforderungen Schwerpunkte: <ul style="list-style-type: none">• Anforderungen an grünen Wasserstoff• Herkunft und Anrechnung von Kohlenstoffquellen• THG-Bilanzierung (schrittweise entlang Berechnungsformel)	Moderation: Dr. Kathleen Meisel DBFZ
12:00 Uhr	Mittagsimbiss	
13:30 Uhr	Perspektive aus internationaler Sicht	Jan-Hendrik Scheyl International PtX Hub

Agenda



GESAMTKONZEPT
ERNEUERBARE
KRAFTSTOFFE



Zeit	Thema	Vortragende:r
14:00 Uhr	Diskussionsrunde zur Umsetzung der Delegated Acts Schwerpunkte: <ul style="list-style-type: none">• Diskussionsrunde zur Umsetzung der Delegated Acts• Sicherung gegen Missbrauch	Moderation: Dr. Franziska Müller-Langer DBFZ
15:00 Uhr	Zusammenfassung und Verabschiedung	
15:15 Uhr – 16:05 Uhr	optional: Führung durch die Forschungsanlagen des Deutschen Biomasseforschungszentrum	

InnoFuels | Innovationsschwerpunkt Nachhaltigkeit



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Koordiniert durch:



Projektträger:



E-fuels/RFNBO und die Delegierten Rechtsakte



Agenda

- ❖ Einführung
- ❖ Vorgaben der RED II und Delegierten Rechtsakte
- ❖ Aktuelle Diskussionsthemen

Einführung

RFNBO

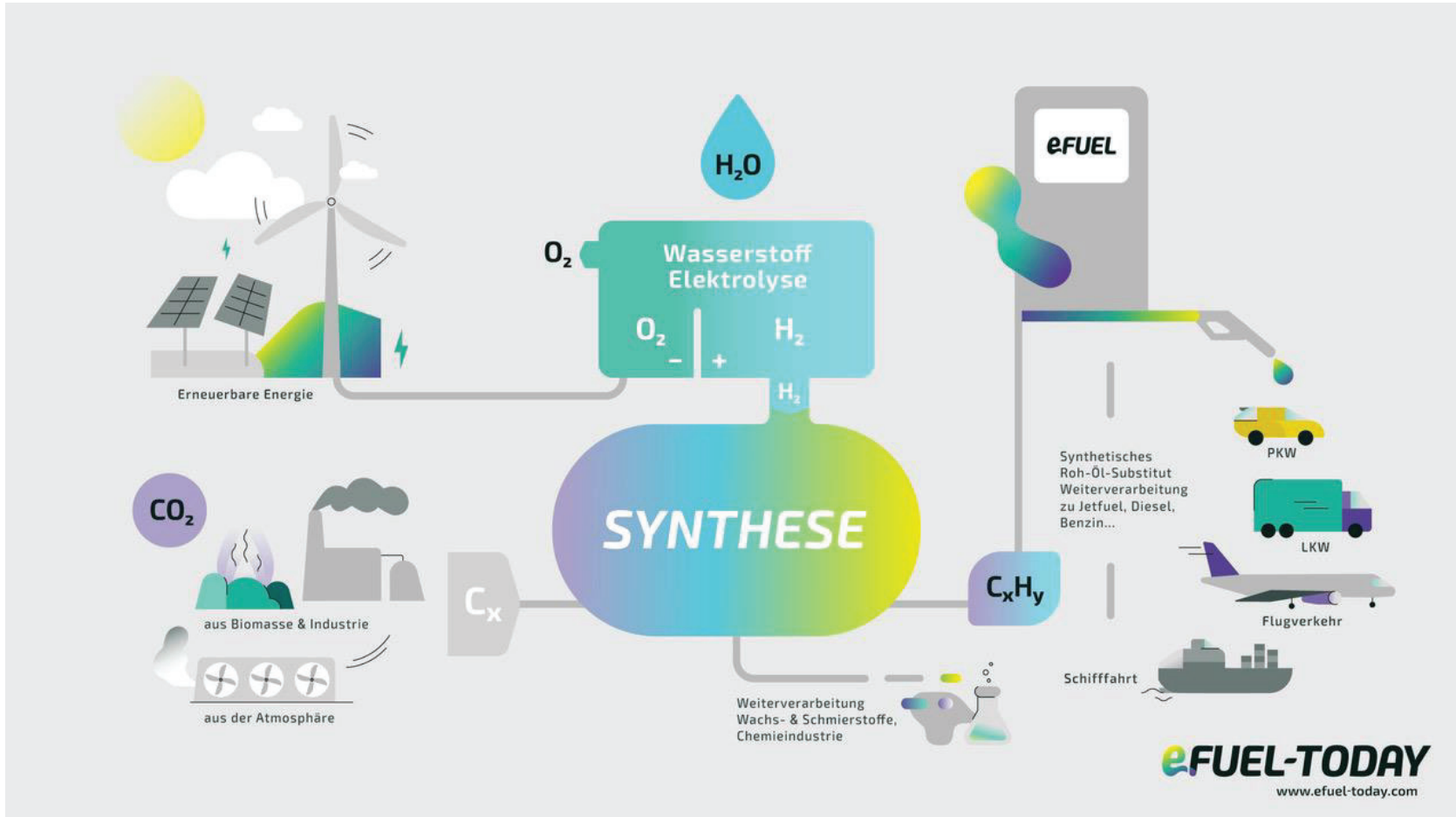
**Strombasierte
Kraftstoffe**

**Erneuerbare Kraftstoffe
nicht-biogenen Ursprungs**

E-fuels

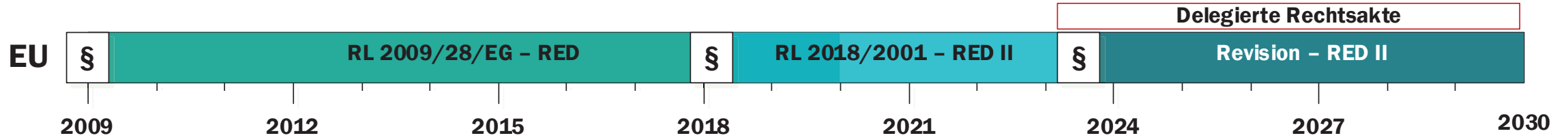
Definition RED II: flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe ..., deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt

Einführung Herstellung



<https://efuel-today.com/wie-werden-e-fuels-hergestellt/>

Relevante Regelwerke



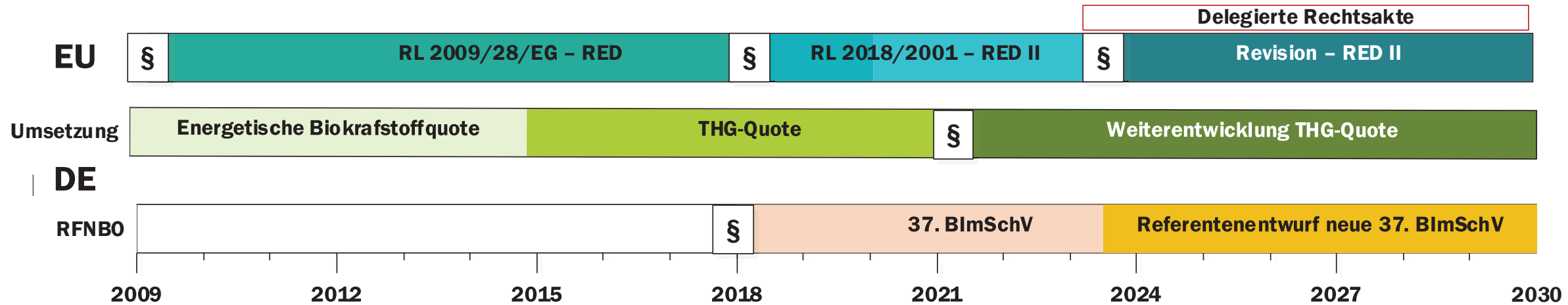
RED

- ❖ EE-Ziel: 10% bis 2020 im Verkehrssektor
- ❖ Erfüllungsoptionen: Biokraftstoffe, Strom
- ❖ Nachhaltigkeitsanforderungen für Biokraftstoffe

RED II

- ❖ EE-Ziel: 14% bis 2030 im Verkehrssektor
- ❖ Neue Erfüllungsoptionen: **RFNBO**, RCF
- ❖ Delegierte Rechtsakte zu RFNBO und RCF
- ❖ Erweiterte Nachhaltigkeitsanforderungen

Relevante Regelwerke



37. BImSchV vom 15.05.2017

- ❖ Anrechnung strombasierter Kraftstoffe (H₂ und synthetisches Methan) auf die THG-Quote
- ❖ Anforderungen an erneuerbaren Strom
- ❖ 2fach-Anrechnung auf THG-Quote

Referentenentwurf Neu 37.BImSchV

- ❖ Anpassung gemäß Delegierter Rechtsakte (detaillierte Anforderung an erneuerbaren Strom)
- ❖ THG-Einsparung von mind. 70%
- ❖ 3fach-Anrechnung auf THG-Quote

Vorgaben der RED II und Delegierten Rechtsakte

Gemäß der RED II

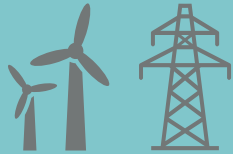
Artikel 25 und 28 RED II

- ❖ RFNBO als erneuerbare Kraftstoffoption zur Erfüllung des 14% EE-Ziels bis 2030
- ❖ Mindest-THG-Einsparung von 70% ggü. fossilem Komparator von 94 g CO₂-Äq./MJ ab 1.1.2021
- ❖ Erlass von Delegierten Rechtsakten bis 12/2021 über die Methode zur THG-Bilanzierung von RFNBO
- ❖ Keine doppelte Anrechnung für vermiedene THG-Emissionen aus Abscheidung von CO₂

Delegierte Rechtsakte sind im 07/2023 in Kraft getreten > Umsetzung in nationales Recht

Vorgaben der RED II und DAs

Gemäß der DAs



Strombezug

- ❖ vier mögliche Strombezüge
- ❖ Direkt- oder Netzbezug
- ❖ Erneuerbare Quellen
- ❖ Zusätzlichkeit
- ❖ Zeitliche Korrelation
- ❖ Geografische Korrelation



CO₂-Quellen

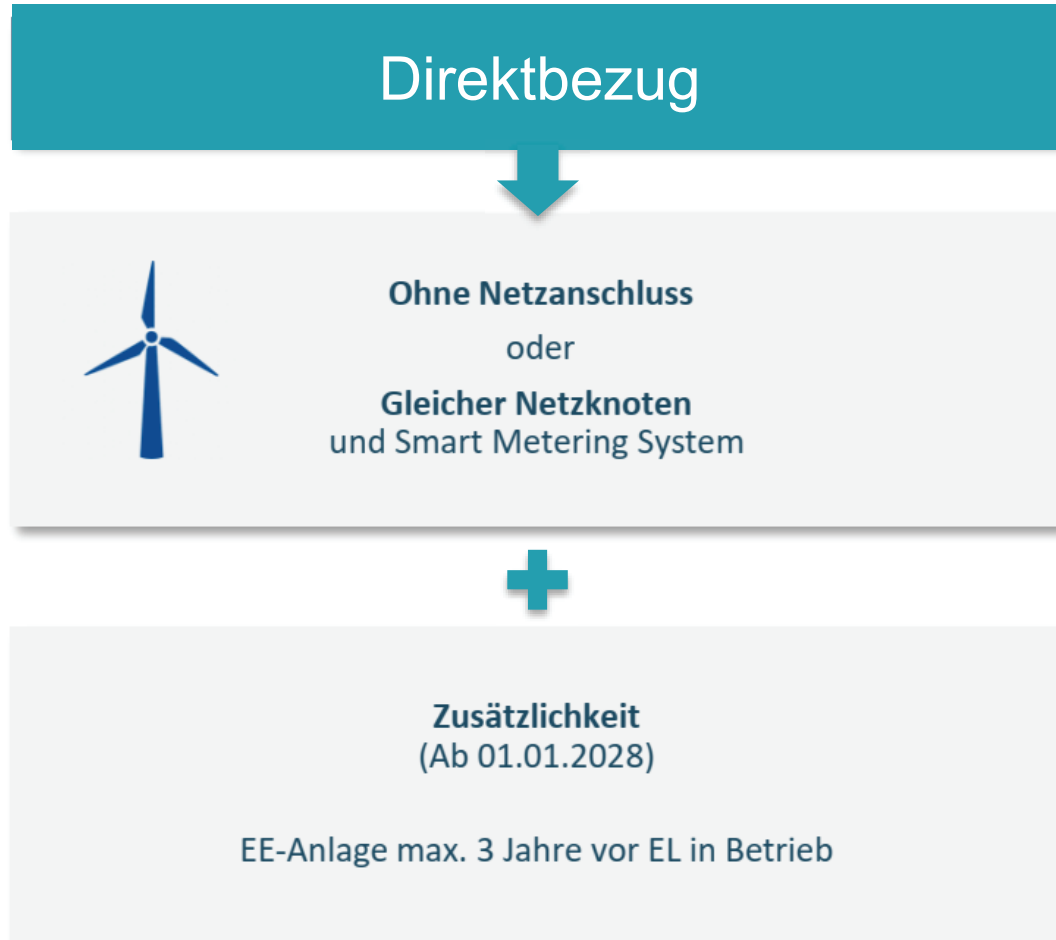
- ❖ fünf mögliche CO₂-Quellen
- ❖ Keine doppelte Anrechnung von CO₂-Gutschriften für CO₂-Abscheidung



THG-Bilanzierung

- ❖ neue Berechnungsformel
- ❖ 70% THG-Einsparung ggü. Referenz von 94 g CO₂-Äq./MJ

Strombezug für grünen H₂



EE – Erneuerbare Energien
EL – Elektrolyseur

Strombezug für grünen H₂

Netzbezug



EE-Anteil im Strommix > 90 %
in einem der letzten fünf Jahre in der Gebotszone des EL



PPA mit EE-Anlage



Zusätzlichkeit

(Ab 01.01.2028)
EE-Anlage max. 3 Jahre vor EL in Betrieb

oder

Emissionen Strommix (Low-GHG-Grid)
< 18 g CO₂eq/MJ bzw. < 64,8 g CO₂eq/kWh

Gleichzeitigkeit

- Bis 31.12.2029: Gleicher Monat
- Ab 01.01.2030: Gleiche Stunde

Alternativ:

Day-Ahead-Strompreis <= 20 €/MWh
oder <= 0,36 * CO₂-Preis (t)

Räumlicher Zusammenhang

- gleiche Gebotszone, oder
- Benachbarte Gebotszone mit höheren Strompreis, oder
- Benachbarte Offshore-Gebotszone

EE – Erneuerbare Energien
EL – Elektrolyseur
PPA – Power Purchase Agreement



Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen im Zuge von Redispatch

Abgeschiedenes CO₂ aus:

- ❖ Erzeugung oder Verbrennung von Biokraftstoffen und biogenen Brennstoffen, die die RED II Nachhaltigkeitskriterien erfüllen und ohne Gutschrift-Inanspruchnahme für die CO₂-Abscheidung
- ❖ Verbrennung flüssiger oder gasförmiger RFNBOs und RCFs, die die RED II Nachhaltigkeitskriterien erfüllen
- ❖ Verbrennung nicht nachhaltiger Brennstoffe aus industrieller Tätigkeit oder zur Stromerzeugung nach 2003/87/EC und Berücksichtigung in einem wirksamen CO₂-Bepreisungssystem im vorgelagertem Schritt, bis 2040 bzw. 2035

CO₂ aus:

- ❖ Luftabscheidung (Direct Air Capture - DAC)
- ❖ einer geologischen CO₂-Quelle und das CO₂ wurde zuvor auf natürliche Weise freigesetzt

THG-Bilanzierung

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs} \quad \text{mit } e_i = e_{i \text{ elastic}} + e_{i \text{ rigid}} - e_{\text{ex-use}}$$

- e_i = Emissionen aus der Versorgung mit Einsatzstoffen („inputs“)
- elastic= Emissionen aus Einsatzstoffen mit elastischem Angebot (elastische inputs)
- rigid= Emissionen aus Einsatzstoffen mit unelastischem Angebot (unelastische inputs)
- ex use= Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe
- e_p = direkte Prozessemissionen einschließlich Leckagen und Abwasserbehandlung
- e_{td} = Emissionen aus Transport und Verteilung
- e_u = Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs bei der Endnutzung
- e_{ccs} = Emissionseinsparungen durch CO₂-Abscheidung und geologische CO₂-Speicherung

Aktuelle Diskussionsthemen

Aktuelle Diskussionsthemen

Themen für heute

- ❖ Konkrete THG-Bilanzierung
- ❖ Nachweis- und Meldepflichten
- ❖ Herausforderungen für Produzenten/Marktteilnehmer
- ❖ Stand der nationalen Umsetzung
- ❖ Anforderungen/Herausforderungen für Importe
- ❖ Best practise – Beispiele?
- ❖ Sicherung gegen Missbrauch
- ❖ Vieles mehr...

InnoFuels | Innovationsschwerpunkt Nachhaltigkeit



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Digitales
und Verkehr

Koordiniert durch:



Projektträger:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

THG-Bilanzierung strombasierter Kraftstoffe („RFNBOs“)

Beratung für eine nachhaltige Zukunft



**Carbon footprint
improvement**



**Sustainable
development solutions**



**Supply chain
due diligence**



**Carbon market and
neutrality strategies**

meo
CARBON SOLUTIONS

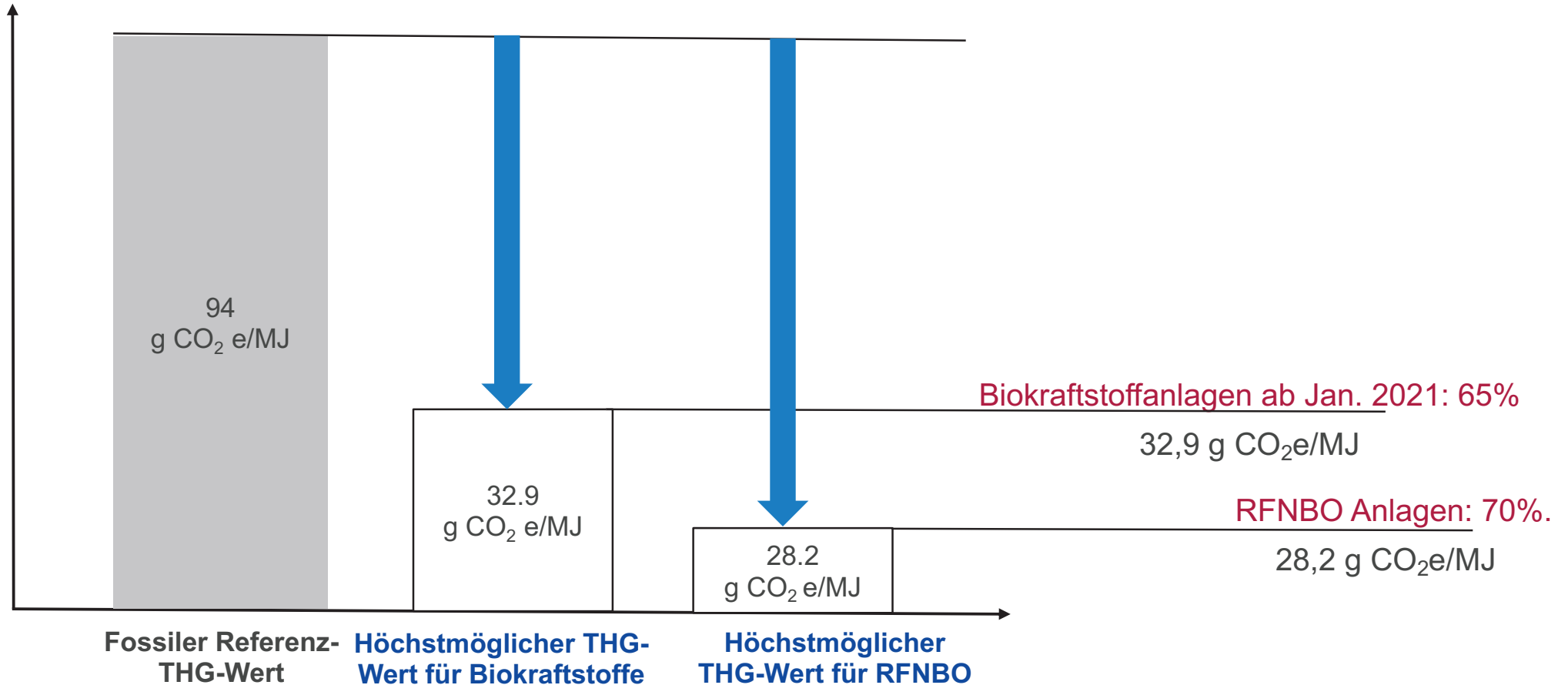
Meo Carbon Solutions ist eng mit ISCC verbunden



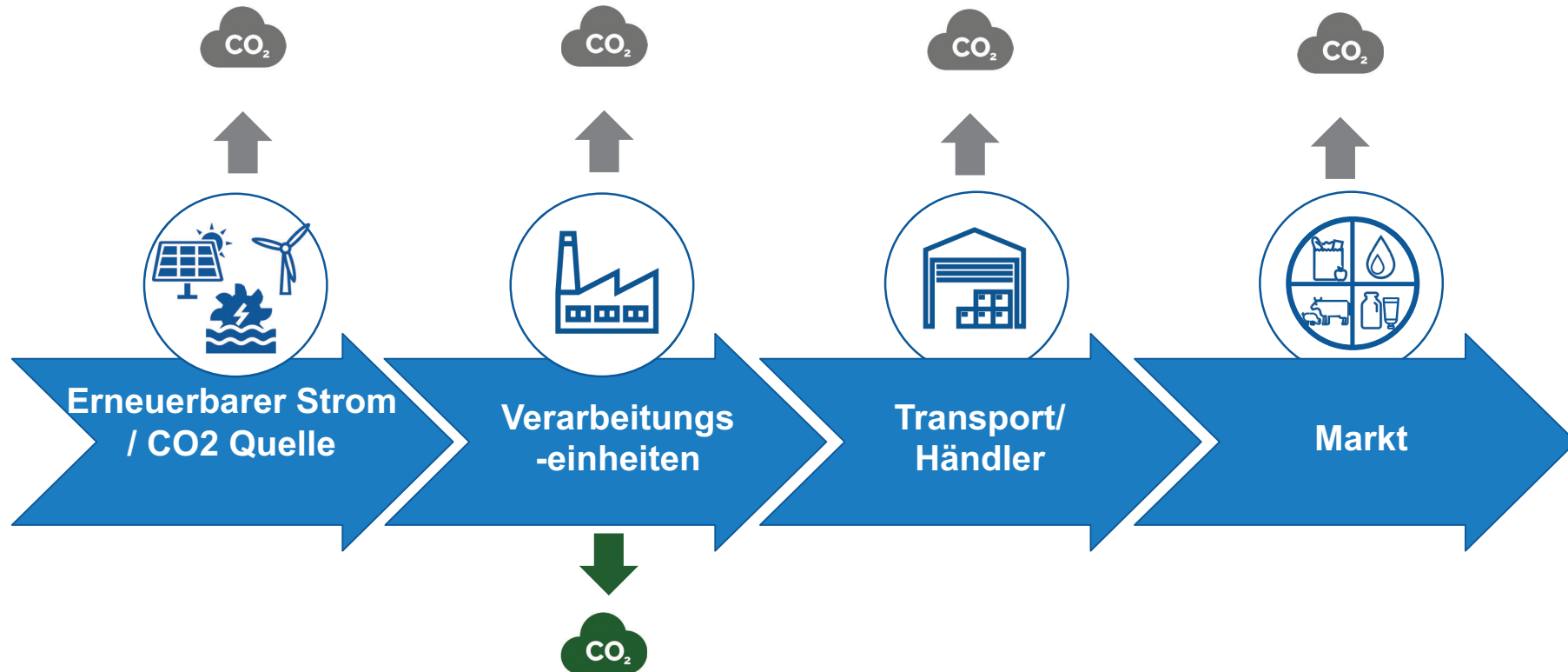
- Meo entwickelte ISCC vor knapp 15 Jahren
- ISCC war damals ein Forschungsprojekt von Meo und dem BMEL
- Bis heute Unterstützung und Entwicklung von ISCC durch Meo

Mindesteinsparungen in Bezug auf einen fossilen Referenzwert müssen erreicht werden

g CO₂e/MJ



Die Treibhausgasberechnungen umfassen den gesamten Produktlebenszyklus



Datenerfassung in verschiedenen Zeiträumen entsprechend der zeitlichen Korrelation

Bis 31. Dezember 2029

Monatliche Korrelation



Ab 1. Januar 2030

Stündliche Korrelation



$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

E = Gesamtemissionen aus der Nutzung des Brennstoffs in g CO /MJ₂

$e_i = e_{i \text{ elastisch}} + e_{i \text{ rigid}} - e_{\text{ex-use}}$: Emissionen aus Einsatzstoffen (“Inputs”)

$e_{i \text{ elastic}}$ = Emissionen aus elastischen Einsatzstoffen

$e_{i \text{ rigid}}$ = Emissionen aus unelastischen Einsatzstoffen

$e_{\text{ex-use}}$ = Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe

e_p = direkte Prozessemissionen einschließlich Leckagen und Abwasserbehandlung

e_{td} = Emissionen aus Transport und Vertrieb

e_u = Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs

e_{ccs} = Emissionseinsparungen durch CO₂-Abscheidung und geologische CO₂-Speicherung

Elastische und unelastische Einsatzstoffe

Definitionen und Beispiele

Elastische Einsatzstoffe

- **Elastische Einsatzstoffe** sind solche, deren Angebot erhöht **werden kann**, um die zusätzliche Nachfrage zu decken.
- Die Emissionen sollten **alle Emissionen** umfassen, die bei der Herstellung der Produkte über die **gesamte Lieferkette** entstehen.
- Diese Emissionen berücksichtigen die Gewinnung der **Primärenergie, die** für die Herstellung des **Inputs, die Verarbeitung und den Transport des** Inputs erforderlich ist.

→ **Elektrizität, Wasser, CO₂, Erdgas**

Unelastische Einsatzstoffe

- **Unelastische Einsatzstoffe** sind solche, deren Angebot **nicht** erweitert werden **kann**, um die zusätzliche Nachfrage zu decken.
- Die Emissionen umfassen auch die **Emissionen**, die sich aus der **Umleitung dieser Einsatzstoffe** von einer früheren oder alternativen Verwendung ergeben.
- Bei diesen Emissionen ist der **Verlust an Strom, Wärme oder Produkten zu berücksichtigen**, die zuvor unter Verwendung des Einsatzstoffes erzeugt wurden.

→ **Kohlenstoffquelle für Recycled Carbon Fuels, andere Abfälle**

$$e_{i \text{ elastic}} \left[\frac{g \text{ CO}_2e}{MJ} \right] = \frac{(e_{\text{electricity}} + e_{\text{water}} + e_{\text{elastic inputs}}) [g \text{ CO}_2e / \text{month}]}{\text{Energy output of products} [MJ / \text{month}]}$$

- ✓ = Emissionen aus der Stromeinspeisung
- ✓ = Emissionen aus der Wasserversorgung
- ✓ = Emissionen weiterer elastischer Einsätze

"Emissionen im Zusammenhang mit Einsatzstoffen wie Strom, Wärme und Verbrauchsmaterialien, die bei der CO₂-Abscheidung verwendet werden, werden bei der Berechnung der den Einsatzstoffen zugeordneten Emissionen ebenfalls berücksichtigt." DA 2023/1185

Die Verordnung bietet verschiedene Möglichkeiten für Stromemissionsfaktoren

Elektrizität ist
vollständig erneuerbar

Elektrizität ist NICHT vollständig erneuerbar

Der
Emissionsfaktor
kann als Null
angesehen
werden.

Emissionsfaktor
aus dem Anhang
der delegierten
Rechtsakte (Netz-
Emissionsfaktoren
pro Land)

Anzahl der
Volllaststunden der
RFNBO-
Produktionsanlage
 \leq Zahl der Stunden
in denen
Grenzpreis
bestimmt durch
Erneuerbare oder
Nuklear

Emissionsfaktor
der marginalen
Stromerzeugungs-
anlage zur
RFNBO-
Produktionszeit

$$e_{i \text{ rigid}} \left[\frac{g \text{ CO}_2e}{MJ} \right] = \frac{(e_{wastes} + e_{rigid \text{ inputs}}) + e_{diversion} [g \text{ CO}_2e/month]}{\text{Energy output of products [MJ/month]}}$$

- ✓ = Emissionen aus Abfällen, die in als Kohlestoffquelle im Prozess dienen
- ✓ = Emissionen weiterer unelastischer Einsatzstoffe
- ✓ = Emissionen aus der Umleitung von unelastischen Input, der zu einem Verlust von Strom, Wärme oder Materialinput an der Quelle führt, z.B. Müll zur Wärmeerzeugung

Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe $e_{ex\ use}$



$$e_{ex\ use} \left[\frac{g\ CO_2e}{MJ} \right] = \frac{e_{savings} [g\ CO_2e/month]}{Energy\ output\ of\ products\ [MJ/month]}$$

✓ = vermiedene Emissionen aus den in den Kraftstoff eingebrachten CO₂

"Emissionen im Zusammenhang mit Einsatzstoffen wie Strom, Wärme und Verbrauchsmaterialien, die bei der CO₂-Abscheidung verwendet werden, werden bei der Berechnung der den Einsatzstoffen zugeordneten Emissionen ebenfalls berücksichtigt." DA 2023/1185

Erlaubte Quellen

In Anhang I
der Richtlinie
2003/87/EG
aufgeführte
Tätigkeiten
+ wirksames
CO₂-
Bepreisungs-
system
(begrenzt
auf max.
2041)

CO₂ aus der
Luft
aufgefangen

Herstellung
oder
Verbrennung
von Biokraft-
stoffen,
flüssigen
Biobrenn-
stoffen und
Kraftstoffen
aus
Biomasse

Verbrennung
von
RFNBOs
und RCFs

Natürlich
freigesetztes
CO₂ aus
einer geo-
logischen
Quelle

Ausschlüsse

CO₂ aus
absichtlich
verbrannten
Brennstoffen

CO₂, für
dessen
Abscheidung
nach
anderen
Rechts-
vorschriften
eine
Emissionsgu-
tschrift-
gewährt
wurde

Zuordnung von Emissionen

Wenn alle Produkte und Nebenprodukte einen Heizwert haben:
Energetische Allokation

$$\text{Allocation factor (AF)} = \frac{\text{Energy content}_{\text{co-product}} [\text{MJ}]}{\text{Total energy content} (\text{Energy content}_{\text{all co-products}} + \text{Energy content}_{\text{RFNBO}}) [\text{MJ}]}$$

Wenn nicht alle Erzeugnisse und Nebenerzeugnisse einen Heizwert haben:
Wirtschaftliche Allokation

$$\text{Allocation factor (AF)} = \frac{\text{Economic value}_{\text{co-product}} [\text{\$}]}{\text{Total econ. value} (\text{Econ. value}_{\text{all co-products}} + \text{Econ. value}_{\frac{\text{RFNBO}}{\text{RCF}}}) [\text{\$}]}$$

„Die zuzuordnenden Emissionen betragen **ei zuzüglich etwaiger Anteile von ep, etd und eccs**, die bis zu dem Verfahrensschritt (einschließlich) entstehen, bei dem die Nebenerzeugnisse erzeugt werden. (...).“ DA 202371185

Verwendeter Kraftstoff e_u

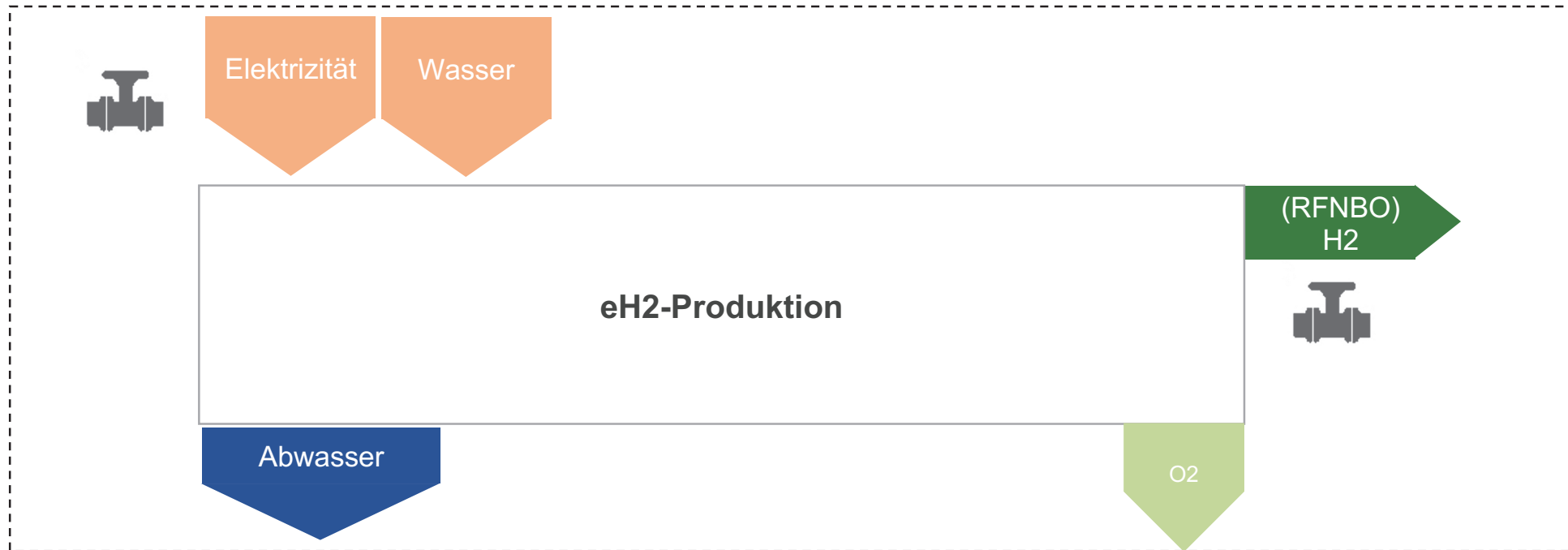
- Die Emissionen aus der **Verbrennung von H_2** werden mit **Null** angenommen.
- Werte für die Verbrennung von-Kraftstoffen sind im DA verfügbar
- Nicht- CO_2 Treibhausgase (CH_4 und N_2O) aus dem verwendeten Brennstoff sind in den Faktor e_u einzubeziehen.
- $e_{ex\ use}$ und e_u könnten sich ausgleichen.






B. "STANDARD VALUES" FOR GREENHOUSE GAS EMISSION INTENSITIES OF ELASTIC INPUTS



The GHG intensities of inputs other than electricity are shown in the table below:

	Total emissions gCO₂eq/MJ	Upstream emissions gCO₂eq/MJ	Combustion emissions gCO₂eq/MJ
Natural gas	66.0	9.7	56.2
Diesel	95.1	21.9	73.2
Gasoline	93.3	19.9	73.4
Heavy fuel oil	94.2	13.6	80.6
Methanol	97.1	28.2	68.9
Hard coal	112.3	16.2	96.1
Lignite	116.7	1.7	115.0

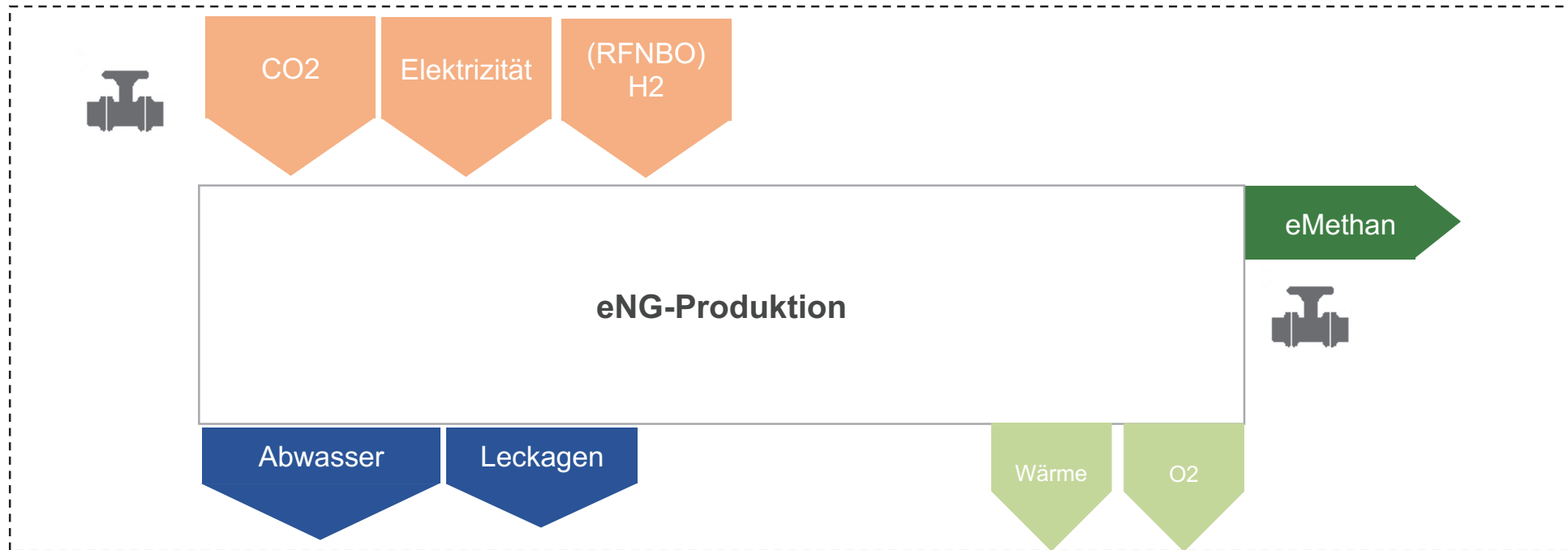
Systemgrenze - Elektrolyseur










-  = Starre Eingänge
-  = Elastische Eingänge
-  = Verarbeitung von Emissionen
-  = Ausgangsprodukt
-  = Kuppelprodukt

-  = Systemgrenzen für die Berechnung von Treibhausgasemissionen
-  = Vorgelagerter und nachgelagerter Transport

Systemgrenze - Methansynthese

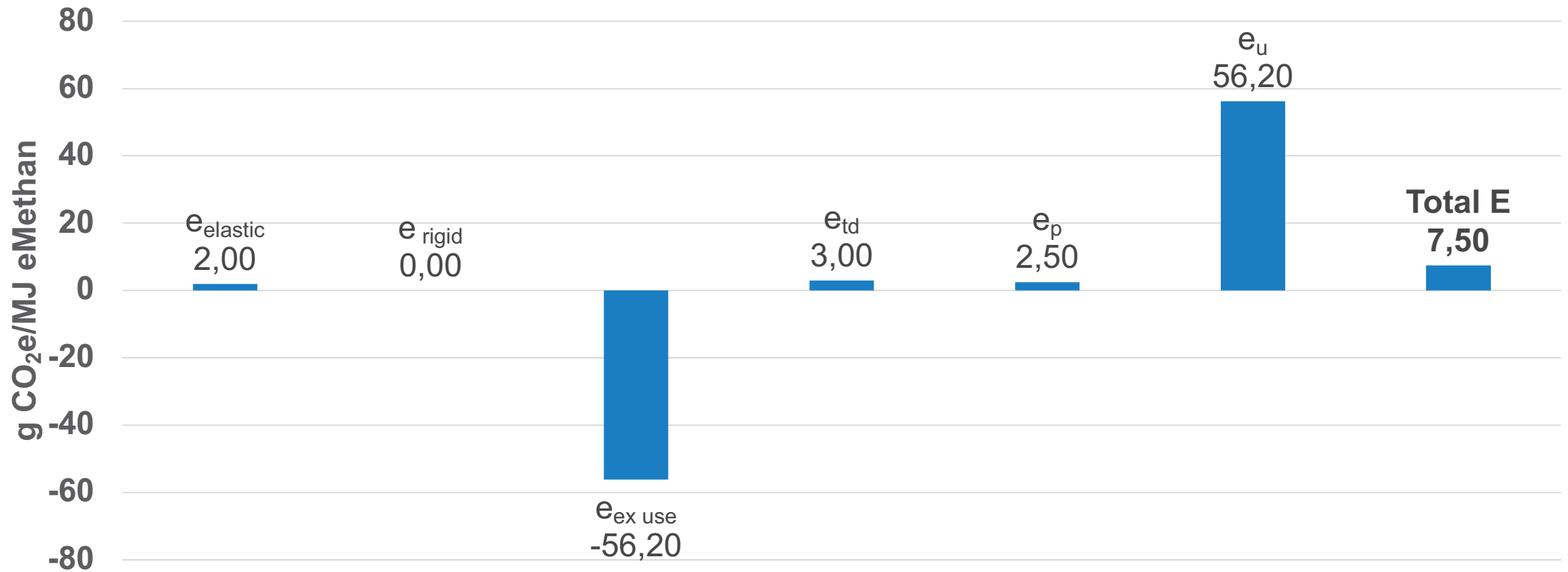


-  = Starre Eingänge
-  = Elastische Eingänge
-  = Verarbeitung von Emissionen
-  = Ausgangsprodukt
-  = Kuppelprodukt

-  = Systemgrenzen für die Berechnung von Treibhausgasemissionen
-  = Vorgelagerter und nachgelagerter Transport

Beispielrechnung eMethan

Emissionen nach Formelelement





Thank you for your attention!

schubert@meo-carbon.com; huxold@meo-carbon.com

Meo Carbon Solutions GmbH

Hohenzollernring 72, 50672 Cologne, Germany

meo
Follow us on 

InnoFuels | Innovationsschwerpunkt Nachhaltigkeit



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Koordiniert durch:



Projektträger:



Schlaglichter aus internationaler Perspektive – *auf regulatorische Rahmenbedingungen von H₂/PtX*





International PtX Hub

Centre of **EXPERTISE** and **COLLABORATION**

With strong international networks for a sustainable market development

Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

on the basis of a decision
by the German Bundestag

IKI
INTERNATIONAL
CLIMATE INITIATIVE



Implemented by

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Unsere Partnerländer



Vor allem Länder mit großem Potenzial für Solar- und Windenergie können ihre Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verringern und ihren eigenen Bedarf an Kraftstoffen und Chemikalien decken, mit dem zusätzlichen Potenzial, Power-to-X-Produkte und hochwertige Materialien wie grünen Stahl zu exportieren.

Drei Diskussionpunkte



Das Narrativ

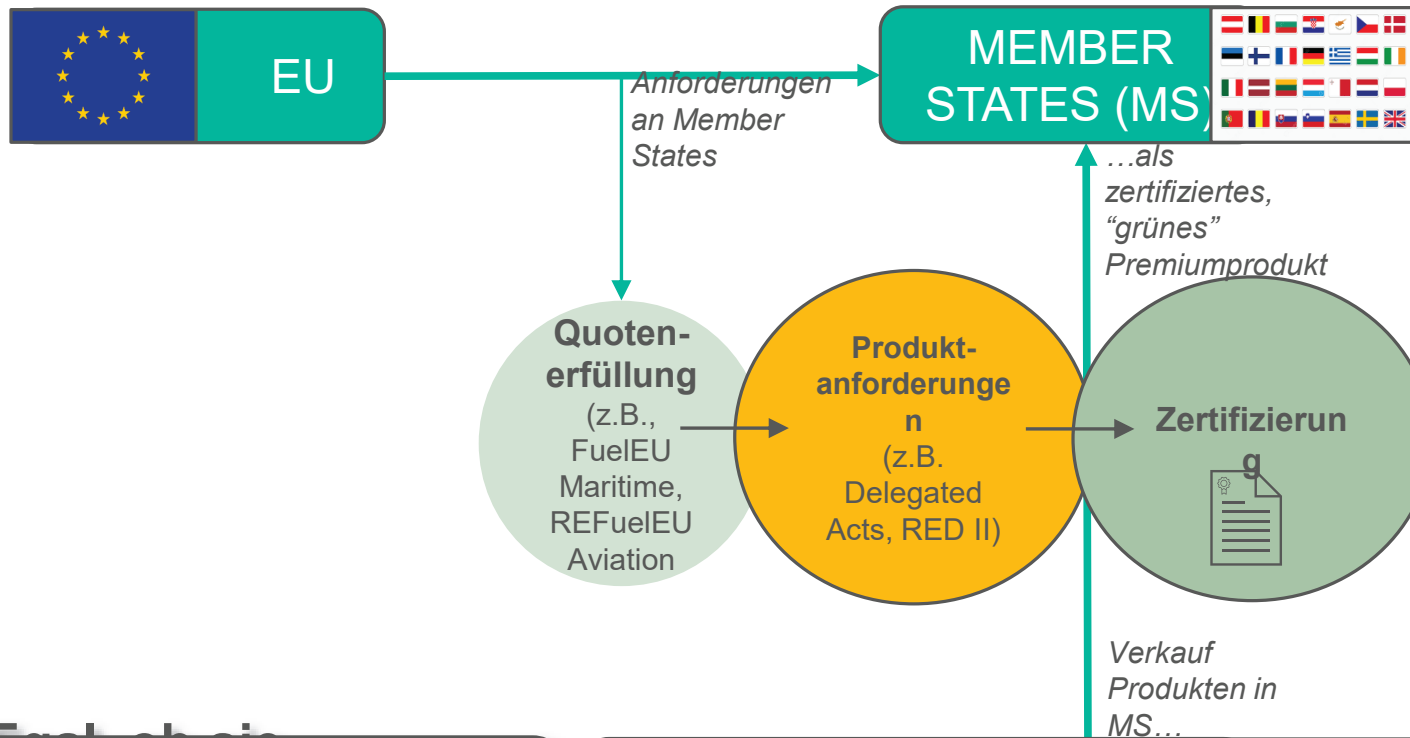


Die Komplexität



Die Lösungsansätze

Der EU-Markt legt Produktanforderungen für Exportländer fest



Egal, ob sie innerhalb oder außerhalb Europas produzieren!

Hersteller müssen Anforderungen erfüllen...



Die EU-Mitgliedstaaten müssen die von der **EU festgelegten Quoten** erfüllen.

Um auf die Quoten angerechnet zu werden, müssen bestimmte **Produktanforderungen** erfüllt werden.

Produkte, die diese Anforderungen erfüllen und durch eine **Zertifizierung verifiziert** wurden, können auf diesem speziellen Markt bessere Preise erzielen, da die EU-Mitgliedstaaten die Quoten erfüllen müssen, um mit der EU-Politik in Einklang zu stehen.

Was bedeutet dies aus Sicht der Exportländer?

- ✓ Sollten die **EU-Anforderungen** verstehen
- ✓ Sollten die **Gründe** dahinter verstehen
(Ausbau der erneuerbaren Energie Ziele der EU → Additionalität; Sicherstellung und Lieferfähigkeit des Stromnetzes; etc.)
- ✓ Sollten prüfen, ob **Rahmenbedingungen im Land** zu Anforderungen der EU passen, um attraktiv für Projektentwickler zu sein
- ✓ Sollten bei Entwicklung **eigener Anforderungen und eigener Strategien** und Roadmaps den **EU-Markt als potenziellen Absatzmarkt im Blick behalten**
- ✓ ...

Welches Narrativ ist hier zu erkennen?

Drei Diskussionsspunkte



Das Narrativ



Die Komplexität

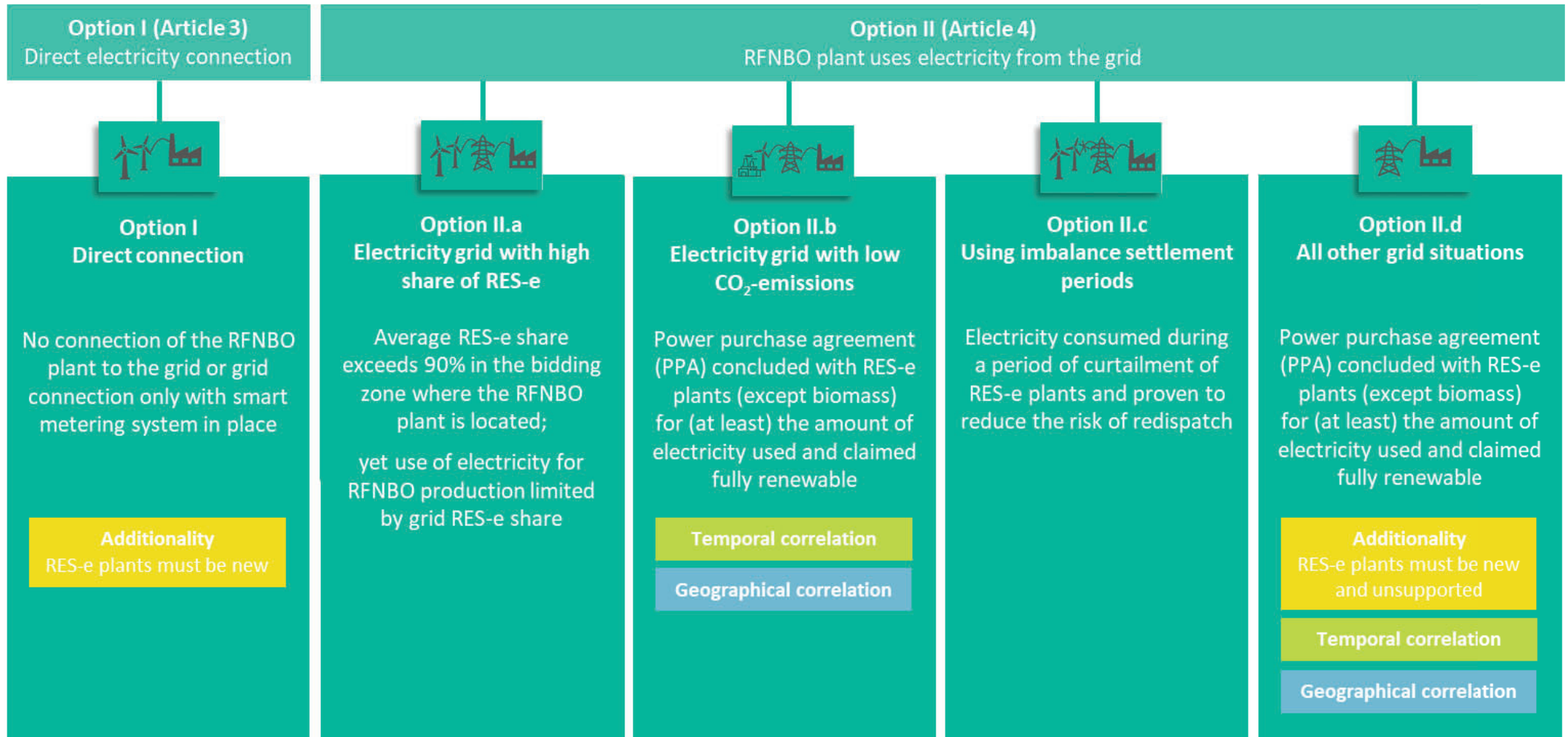


Die Lösungsansätze

Erneuerbarer Strom ist nicht gleich erneuerbarer Strom

02.01.2024

Quelle: PtX Hub



Deutung einzelner Anforderungen – PtX Hub FAQ Dokument (I)

How can the concept of ‘bidding zone’ be applied to third countries?

What exactly falls under ‘support in the form of operating aid or investment aid’ as different and multiple support mechanisms in non-EU countries exist?

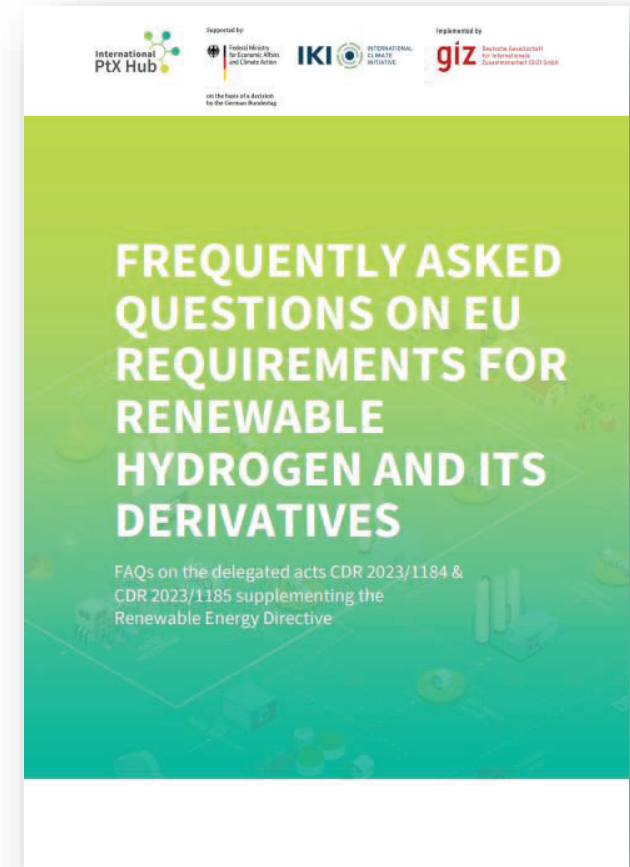
Data availability: What data sources are allowed if a country does not publish official grid carbon intensity or renewable share data?



Deutung einzelner Anforderungen – PtX Hub FAQ Dokument (II)

During the day, one could produce green hydrogen with solar power for the export market, at night grey hydrogen for the local market. Is this approach compliant with the delegated act?

In the direct connection case, is it possible to use the transmission/distribution grid as a means of transport without taking power from the grid?



Drei Diskussionsspunkte



Das Narrativ



Die Komplexität



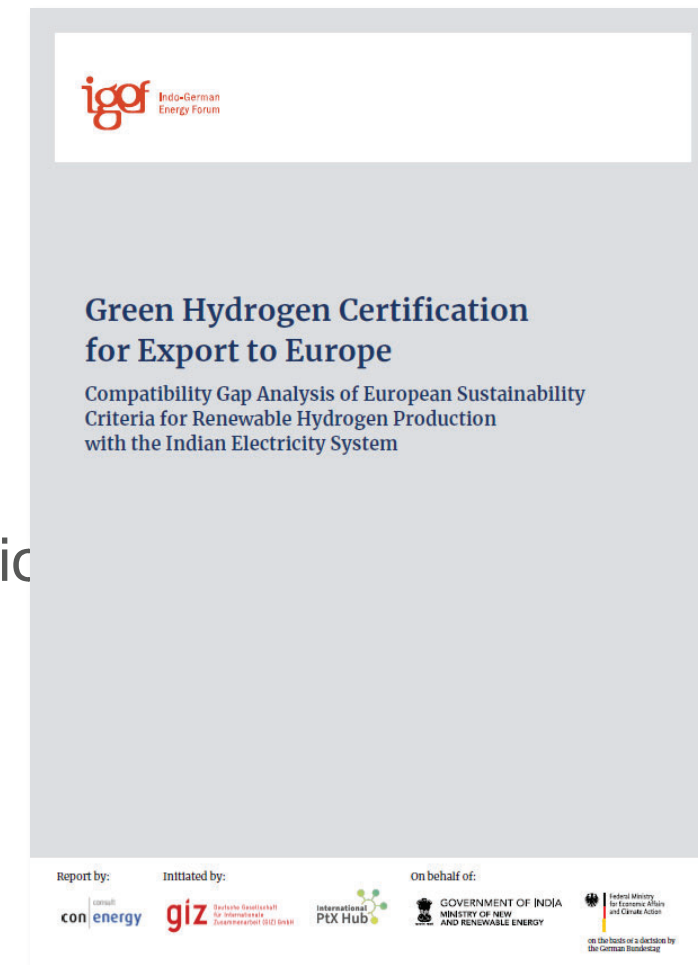
**Die
Lösungsansätze**

Analyse der lokalen Vorraussetzungen

- Beispiel der Bidding Zone Thematik – Indien:

Compatibility Gap Analysis of European Sustainability Criteria for Renewable Hydrogen Production with the Indian Electricity System

- **GIZ / PtX Hub als Partner** um lokale Akteure und Regulierer miteinzubeziehen



Miteinbeziehung lokaler Partner in H2/PtX Projekten

02.01.2024



Wissen um lokale Gegebenheiten

... reduziert Risiken für H2/PtX Projekte



Effektive Umsetzung von Länderperspektiven und nationaler Regularitäten

... stärkt Akzeptanz der lokalen Bevölkerung und hilft Partnerländern bei der Entwicklung des **eigenen H2/PtX Narrativs**



Legitimation von Co-Benefits für den lokalen Länderkontext

... integriert H2/PtX Projekte in lokale Wertschöpfungsketten



Vielen Dank!

jan-hendrik.scheyl@giz.de



Weitere InnoFuels-Veranstaltungen



Hemmnisse beim Markthochlauf synthetischer Kraftstoffe aus regenerativen Quellen

1. Februar 2024, 10:00 Uhr – 16:30 Uhr

Hochschule RheinMain, Rüsselsheim

<https://eveeno.com/186329385>



Messen und Steuern von Non-CO₂-Effekten im Luftverkehr

18. April 2024, 10:00 – 16:00 Uhr

Hessische Landesvertretung, Berlin

<https://www.cena-hessen.de/de/veranstaltungen/non-co2-effekte/>



...und weitere Veranstaltungen in Planung