

HÄUFIG GESTELLTE FRAGEN – FAQ (28.08.2025)

Transformation der Industrie (TDI) – Investitionszuschuss Ausschreibung Juli 2025

Fragen und Antworten

Fragen und Antworten werden anonymisiert veröffentlicht:

- 1 Bei ETS-Anlagen müssen die Benchmarkwerte gemäß Leitfaden 3.4.1 unterschritten werden. Welcher Wert ist zu erreichen, wenn ein Benchmarkwert gemäß Durchführungsverordnung (EU) 2021/447 mit „0“ angegeben ist?**

In diesem Fall ist eine Unterschreitung nicht erforderlich, es ist der Wert „0“ zu erreichen.

- 2 In der „Methodology for GHG Emission Avoidance Calculation“- Punkt 6.2 werden für CCS-Projekte "copies of contracts and other relevant documents" verlangt, um die angegebene THG-Einsparung sicherzustellen. Die Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 und die Richtlinie 2009/31/EG stellen die Anforderungen für CCU/CCS-Projekte weiter dar. Welche Nachweise und Bestätigungen im Sinne dieser Dokumente werden im Rahmen eines TDI-Förderungsantrages verlangt?**

Zum Zeitpunkt der Antragstellung müssen noch keine Verträge übermittelt werden. Sollten Absichtserklärungen oder ähnliche Dokumente bereits vorliegen, können diese übermittelt werden; -diese können die Reife des Projekts unterstreichen.

Voraussetzung bei einem CCS-Projekt ist, dass auch die Anforderungen laut Leitfaden, Kapitel 3.4.5 erfüllt werden. Die genannten Punkte in diesem Kapitel sind zu beschreiben; also beispielsweise wie es geplant ist, das abgeschiedene CO₂ an die Lagerstätte zu transportieren. Dies ist auch für die Beurteilung der THG-Emissionen gemäß der Methodology relevant. Ebenso ist beispielsweise beschreibend darzustellen, dass die abgeschiedenen Emissionen überwiegend prozessbedingte Emissionen sind. Dazu können Inhaberin oder Inhaber einer gemäß § 4 Emissionszertifikatgesetz 2011 genehmigte Anlage die aktuelle Emissionsmeldung gemäß § 9 Absatz 1 EZG dem Antrag beilegen.

Spätestens mit Anrechnung der THG-Reduktion müssen die relevanten Dokumente beziehungsweise Nachweise gemäß den Vorschriften vorgelegt beziehungsweise durch das Gutachten bestätigt werden, um sicherzustellen, dass die geförderte THG-Reduktion auch tatsächlich stattfindet. Für negative biogene Emissionen wie BioCCS kann die Zertifizierung nach der EU-VO 2024/3012 zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von dauerhaften CO₂-Entnahmen (CRCF) und die registrierten CRCF-Units als Nachweis dienen. Hier gibt es sowohl eine Validierung des Projekts durch Auditoren vor als auch während der Projektlaufzeit.

- 3 In den Richtlinien wird eine Anlage als eine technische Einheit definiert, die unmittelbar mit der in Anhang I UFG genannten Tätigkeit verbunden ist und Auswirkungen auf die THG-Reduktion hat. Gleichzeitig sieht die THG-Berechnung der IF-Methodologien für CCUS-Projekte eine Mitbilanzierung der Emissionen aus CO₂-Transport, Speicherverlusten, Verlusten bei der Injektion in CO₂-Senken et cetera vor, die mitunter in anderen Ländern stattfinden können. Müssen diese Emissionen außerhalb des Standortes der Anlage beim Nachweis der THG-Emissionen ebenfalls berücksichtigt werden?**

Gemäß Methodology sind für CCUS-Projekte auch die in der Frage genannten Emissionen -auch wenn diese nicht in Österreich emittiert werden- zu berücksichtigen. Im Antrag respektive dem zugehörigen Dokument der THG-Reduktion wird beispielsweise ein Transportweg festgelegt und damit die mit diesem Transportweg einhergehenden THG-Emissionen in der Berechnungsvorlage erfasst. Dieser Wert, inklusive Emissionen des Transportwegs, bildet sodann die Referenz für die zu reduzierenden THG-Emissionen.

Für den Nachweis der tatsächlichen THG-Emissionen kann der im Antrag definierte Wert für diesen Transportweg herangezogen werden. Voraussetzung dafür ist, dass der Transportweg auch dem geplanten Szenario gemäß Antrag entspricht. Wird beispielsweise anstelle von einem im Antrag definierten Transport per Zug auf einen

Transport in der Realität per Schiff umgestellt, ist der sich daraus ergebende Wert für die THG-Emission zu berücksichtigen.

4 Gemäß der Ausschreibung werden keine Maßnahmen gefördert, die im EAG gefördert werden können. Sind nun Anlagen zur Wasserstoffproduktion antragsberechtigt?

Ja, Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffproduktion können unter den Auflagen des Leitfadens beantragt und gefördert werden, da es hierzu im Rahmen des EAG noch keine gesetzliche Grundlage (Verordnung) zur Förderung gibt.

5 Gemäß Leitfaden kann eine Förderung nicht gewährt werden, wenn die Maßnahme im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) gefördert werden kann. Bedeutet das, alle Maßnahmen die laut EAG als förderfähig gelten, können durch die TDI generell nicht gefördert werden? Oder gilt dieser Punkt nur während offener entsprechender EAG Fördercalls?

Wenn eine Möglichkeit der Förderung durch das EAG besteht, kann dieser Teil des Projektes / der klimafreundlichen Investition nicht durch das Programm „Transformation der Industrie“ gefördert werden unabhängig davon, ob eine Fördercall offen ist oder nicht.

Folgend eine Aufstellung der möglichen Förderungen durch das EAG:

Im EAG verankerte Investitionszuschüsseverordnung Strom

Die Verordnung regelt die Durchführung und Abwicklung von Investitionszuschüssen für:

- die Neuerrichtung und Erweiterung von **PV-Anlagen** bis 1 MW und die damit verbundene Neuerrichtung von **Stromspeichern**
 - Bemerkungen:
 - Förderung Stromspeicher nur in Kombination mit PV möglich
 - Förderbedingung: Verfügt die Anlage über einen Stromspeicher von mindestens 0,5 kWh pro kWpeak installierter Engpassleistung, kann bis zu einer Speicherkapazität von 50 kWh pro Anlage zusätzlich ein Investitionszuschuss gewährt werden.
- die Neuerrichtung und Revitalisierung von **Wasserkraftanlagen** bis 2 MW (nach Revitalisierung)
 - Bemerkungen:
 - Wasserkraft 2 bis 25 MW zeitlich bis maximal Ende 2023 beschränkte Förderschiene => somit keine neuen Anträge mehr möglich
 - Förderung ökologische Maßnahmen (Fischaufstieg) im Zuge von Revitalisierungen beziehungsweise „Neuerrichtungen unter Verwendung eines bestehenden Querbauwerks“ über UFG berücksichtigt, bei Neuerrichtungen (ohne Verwendung bestehendes Querbauwerk) über EAG.
- die Neuerrichtung von **Windkraftanlagen** von 20 kW bis 1 MW
- die Neuerrichtung und Erweiterung von **Biomasseanlagen** bis 50 kW und die Erweiterung einer Anlage auf Basis von Biomasse für die ersten 50 kWel Engpassleistung der Erweiterung
 - Bemerkung:
 - weitere Fördervoraussetzungen u.a. nach Brennstoffnutzungsgrad / Art Brennstoff

Informationen zu diesen Förderschwerpunkten finden Sie auf der Homepage der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (<https://eag-abwicklungsstelle.at>).

Im EAG verankerte Marktprämienverordnung

Die Verordnung regelt die Höhe der anzulegenden Werte beziehungsweise Höchstpreise für Gebote (sowie die diesbezüglich relevanten Korrekturfaktoren/Abschlagswerte), Gebotstermine und Ausschreibungsvolumen für die Gewährung von Marktprämien für:

- die Neuerrichtung und Erweiterung von **PV-Anlagen** ab 10 kWpeak
- die Neuerrichtung, Erweiterung und Revitalisierung von **Wasserkraftanlagen** bis 25 MW sowie bei größeren Anlagen die „ersten 25 MW“
 - Eine Förderung wird nicht gewährt für elektrische Energie, die als Ergebnis des Pumpvorganges zum Zweck der Speicherung in Speichersystemen gewonnen wird
- die Neuerrichtung und Erweiterung von Windkraftanlagen
- die Neuerrichtung und Repowering von **Biomasseanlagen** bis 5 MW sowie bei größeren Anlagen die „ersten 5 MW“
- die Neuerrichtung von Biogasanlagen mit vor-Ort-Verstromung bis 0,25 MW (mehr als 10 km vom nächsten Gasnetz-Anschlusspunkt entfernt sowie weitere Fördervoraussetzungen unter anderem nach Brennstoffnutzungsgrad / Art Brennstoff et cetera)
- Nachfolgeprämien für **Biomasse- und Biogasanlagen** (weitere Fördervoraussetzungen unter anderem nach Brennstoffnutzungsgrad / Art Brennstoff et cetera)
- **Wechselmöglichkeit** (von Förderung mittels Einspeisetarifen zur Förderung mittels Marktprämien) für geförderte Anlagen nach dem **ÖSG 2012 (war nur bis 1.1.2024 möglich)**

Im EAG verankerte Fördermöglichkeit für Erneuerbares Gas

- Investitionszuschüsse für die Umrüstung bestehender Biogasanlagen
- Investitionszuschüsse für die Neuerrichtung von Biogasanlagen
- Investitionszuschüsse für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas

6 In Bezug zu Frage FAQ 5.) Gibt es eine nähere Definition zur Abgrenzung zum EAG bezüglich Netzeinspeisung?

Bezüglich der Netzeinspeisung und einer Fördermöglichkeit in der TDI gelten folgende Punkte:

- PV-Anlagen, die an das öffentliche Netz oder Bahnstromnetz angeschlossen sind, sind unabhängig von deren Leistung, im EAG grundsätzlich förderfähig. Daher sind diese Maßnahmen nicht antragsberechtigt.
- Batteriespeicher ab 50 kWh sind im EAG nicht erfasst. Daher sind diese Maßnahmen antragsberechtigt.
- Biomasseanlagen, die an das öffentliche Netz oder Bahnstromnetz angeschlossen sind, sind im EAG mit abgedeckt, indem die „ersten 5 MW“ gefördert werden können. Daher sind diese Maßnahmen nicht antragsberechtigt.
- Biomasseanlagen ab 50 kW, die nicht an das öffentliche Netz oder Bahnstromnetz angeschlossen sind, sind im EAG nicht erfasst. Daher sind diese Maßnahmen antragsberechtigt.

7 Wann soll eine Maßnahme in der Ausschreibung für Betriebskosten (Transformationszuschuss) und wann in einer folgenden Ausschreibung zu Investitionskosten (Investitionszuschuss) beantragt werden?

Ob eine Maßnahme in der aktuellen Ausschreibung zum Investitionszuschuss oder in einer folgenden Ausschreibung zum Transformationszuschuss beantragt wird, obliegt dem antragstellenden Unternehmen.

Der Investitionszuschuss soll bei hohen Investitionen in klimafreundliche Technologien mit einem einmaligen Zuschuss unterstützen.

Der Transformationszuschuss ist darauf ausgelegt, hohe Mehrkosten durch eine Umstellung von einem fossilen auf einen erneuerbaren Energieträger über einen Zeitraum von bis zu zehn Jahren zu unterstützen, wobei auch anteilig Investitionskosten berücksichtigt werden können.

- 8 Im Transformationspfad des Unternehmens werden neben der beantragten Maßnahme auch weitere Maßnahmen dargestellt, was nach Umsetzung der beantragten Maßnahme zu einer zusätzlichen Reduktion der Treibhausgase führt. Ein Nachweis der THG-Reduktion durch die beantragte Maßnahme ist jedenfalls möglich und getrennt darstellbar. Werden die zusätzlichen Maßnahmen, die zu einer weiteren Reduktion der THG-Emission führen, im THG-Calculation-File abgebildet? Wenn ja, führt dies zu einer verzerrten und nicht korrekten Darstellung der THG-Berechnung, sprich zu einer zu hohen Einsparung. Inwieweit und in welcher Form müssen solche weiter in der Zukunft geplante Zusatzmaßnahmen im Berechnungsfile überhaupt Niederschlag finden?**

Zukünftige Maßnahmen und deren THG-Reduktionen, die nicht im Zusammenhang mit der eingereichten Maßnahme stehen, sind in der THG-Berechnung nicht zu berücksichtigen. Die THG-Berechnung berücksichtigt ausschließlich Emissionen, die mit der geförderten Maßnahme gemäß Methodology einhergehen.

Es ist dabei zu beachten, dass zukünftige Maßnahmen am Standort, deren THG-Reduktionen nicht in der THG-Berechnung gemäß Methodology berücksichtigt sind, die absolute THG-Emission des Standorts ebenfalls verringern können. Daher ist gegebenenfalls das Monitoring beziehungsweise die Aufzeichnungen der bestehenden THG-Emissionen für die in der TDI geförderte Maßnahme anzupassen, um nicht eine THG-Reduktion zu erfassen, die in keinem Zusammenhang mit der geförderten Maßnahme steht. Das Monitoring beziehungsweise die angegebene THG-Reduktion in der Aufzeichnung der jährlichen THG-Emissionen dürfen daher nur Emissionsreduktionen erfassen, die durch die geförderte Maßnahme entstehen. Emissionsreduktionen, die durch weitere Maßnahmen am Standort entstehen, dürfen nicht in die angegebene THG-Reduktion der Maßnahme einfließen.

- 9 Kann zusätzliche Information zu den Anforderung bei Nutzung von erneuerbaren Wasserstoff gemäß Leitfaden, Kapitel 3.4.3 bereitgestellt werden?**

Generell hat der erzeugte erneuerbare Wasserstoff die Kriterien, die in der Richtlinie (EU) 2018/2001 und den darauf basierenden Delegierten Verordnungen der EU festgeschrieben sind, zu erfüllen:

- Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184, ABl. Nr. L 157 vom 20.06.2023 S. 11, in der Fassung ABl. Nr. L 1408 vom 21.05.2024, S. 1, sowie
- Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185, ABl. Nr. L 157 vom 20.06.2023 S. 2

Unter anderem legt die Richtlinie (EU) 2018/2001 fest, dass erneuerbarer Wasserstoff mindestens 70% THG-Emissionseinsparungen gegenüber einem fossilen Komparator vorweisen muss. Die Delegierte Verordnung EU 2023/1185 legt dabei die Methodik zur Berechnung dieser THG-Einsparungen fest. Absatz 6 des Anhang zur Delegierten VO 2023/1185 besagt, dass grundsätzlich drei alternative Methoden angewandt werden können (siehe Absatz 6 a – c), um dem Netzstrom, der gemäß Artikel 27 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 nicht als vollständig erneuerbar anzusehen ist und zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs verwendet wird, Treibhausgasemissionswerte zuzuordnen. Im Rahmen der TDI-Förderung ist allerdings nur eine Berechnung gemäß Methode 6 b) oder c) anwendbar.

Der Nachweis, dass die Voraussetzungen der Richtlinie (EU) 2018/2001 und den darauf basierenden Delegierten Verordnungen sind, muss mit entsprechenden Zertifikaten einer anerkannten Zertifizierungsstelle beziehungsweise über anerkannte Zertifizierungssysteme erbracht werden. Zurzeit sind die folgende Zertifizierungssysteme auf EU-Ebene von der Europäischen Kommission als mit den Vorschriften der Richtlinie (EU) 2018/2001 konform anerkannt; siehe folgenden Link: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en. Davon zertifizieren mindestens drei Systeme bereits renewable fuels of non-biological origin, RFNBO (erneuerbarer Wasserstoff gemäß Richtlinie (EU) 2018/2001): REDCert, CertifHy, ISCC. Informationen zu den spezifischen Anforderungskriterien und Berechnungswegen sind bei den entsprechenden Zertifizierungssystemen beziehungsweise Zertifizierungsstellen zu erfragen beziehungsweise in deren Systemdokumenten nachzulesen (siehe als Beispiel: Systemdokumente von REDCert unter folgendem Link <https://redcert.org/redcert-systeme/systemdokumente.html>).

- 10 Ist es möglich eine CC-Anlage für einen mit Biomasse betriebenen Kessel zu beantragen?**

Diese Ausschreibung adressiert hauptsächlich die Reduktion von THG-Emissionen aus der direkten Verbrennung von fossilen Energieträgern. Da bereits klimafreundliche Biomasse eingesetzt wird, ist die Förderung einer CC-Anlage nicht möglich und es kann kein Antrag gestellt werden.

11 CCU: Wenn der abgeschiedene Kohlenstoff in einem Produkt chemisch gespeichert wird, welches anschließend verkauft wird, wie kann dann nachgewiesen werden, dass der Kohlenstoff im Produkt chemisch gebunden bleibt (vgl. Anforderung gemäß Leitfaden, Kapitel 3.4.5 Punkt c))?

Die Anrechnung von CCU im Rahmen der ETS-Richtlinie (Richtlinie 2003/87/EG) sieht vor, dass lediglich die Kohlenstoffmengen, die tatsächlich in einem anrechenbaren Produkt gespeichert werden, als Nicht-Emission bewertet werden. Die anrechenbaren Produkte und die Regeln legt die delegierte Verordnung (EU) 2024/2620 fest: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32024R2620>

Folgender Auszug siehe Anhang (EU) 2024/2620 - *Produkte, in denen CO₂ als dauerhaft chemisch gebunden angesehen wird*

Mineralische Carbonate, die in folgenden Bauprodukten verwendet werden:

- a) carbonatisiertes Granulat, das ungebunden oder gebunden in mineralischen Bauprodukten verwendet wird;*
- b) carbonatisierte Bestandteile von Zement, Kalk oder anderen hydraulischen Bindemitteln, die in Bauprodukten verwendet werden;*
- c) carbonisierter Beton, einschließlich Formblöcke, Pflastersteine oder Porenbeton;*
- d) carbonisierte Ziegel, Fliesen oder andere Mauerwerkseinheiten.*

Daraus ergibt sich, wenn nicht eindeutig nachgewiesen werden kann, dass das abgeschiedene CO₂ gemäß der Verordnung in einem anrechenbaren Produkt gebunden bleibt, wird dieser Anteil des abgeschiedenen CO₂ nicht als THG-Reduktion anerkannt.

Also der CO₂-Anteil, der nicht gesichert als mineralisches Karbonat in ein Bauprodukt geht, wird nicht als THG-Reduktion anerkannt.

12 Wenn eine geplante Maßnahme eine Reduktion der Treibhausgase gegenüber dem bestehenden Produktionsprozess bewirkt, kann dann auch ein Antrag gestellt werden, wenn der bestehende Produktionsprozess nicht geändert wird? Es handelt sich um eine Effizienzmaßnahme an einem fossilen Produktionsprozess – es wird der Einsatz von fossilem Gas reduziert.

Eine Antragstellung ist nicht möglich. Gemäß den Anforderungen des Leitfadens beziehungsweise der Förderungsrichtlinien 2024 Transformation der Industrie, darf die Investition in eine klimafreundliche Technologie weder direkt noch indirekt fossile Brennstoffe umfassen noch darf es zu einem Lock-In Effekt in fossile Technologien in der gesamten Anlage führen. Bezugnehmend darauf ist ersichtlich, dass die geplante Investition keine Investition in eine klimafreundliche Technologie darstellt (wie beispielsweise ein elektrifizierter Produktionsprozess) und die geplante Investition (eine Effizienzsteigerung des bestehenden Produktionsprozesses) dazu führt, dass weiterhin fossile Energieträger eingesetzt werden, was als Lock-In Effekt in der fossilen Technologie zu werten ist.

13 Ist es zulässig, dass für den Start der geplanten Maßnahme (der neuen Anlage) fossile Energie eingesetzt wird; zum Beispiel ein fossiler Startbrenner? Der fossile Energieträger ist ausschließlich für den Start der Anlage notwendig und wird planmäßig einmal im Jahr eingesetzt.

Der Einsatz von fossilen Energieträgern ist gemäß Leitfaden, Tabelle 1 mit Umsetzung der klimafreundlichen Technologie nicht möglich. Dies gilt auch für den Start der Anlage beziehungsweise ist unabhängig von der Menge der eingesetzten fossilen Energieträger.

14 Die derzeitige ETS-Anlage, wird mit nächstem Jahr, also Anfang 2026 und damit auch vor Umsetzung der Maßnahme, bereits aus dem EU-Emissionshandelsregister ausscheiden, gelten dann auch die Vorgaben für die EU-ETS-Benchmarks?

Grundsätzlich sind Verbrennungsanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung über 20 MW EZG pflichtig. Dies umfasst ab 2026 auch Biomasseanlagen. Anlagen, für die § 2 Abs. 4 EZG 2011 angewendet wird (d.h. wenn historisch mehr als 95% der Emissionen aus nachhaltiger Biomasse stammen), sind für 5 Jahre (d.h. 2026 bis 2030) aus den

EZG-Verpflichtungen (fast) vollständig ausgenommen. Dies bedeutet auch, dass diese Anlage keine Emissionsberichte erstellen müssen, keine Zertifikate abgeben müssen und auch keinen Anspruch auf Gratiszuteilungen haben. Es muss lediglich mit Stichtag 31.3.2029 nachgewiesen werden, ob die Ausschlusskriterien weiterhin gültig sind.

Dieser Ausschluss gilt somit grundsätzlich nur für 5 Jahre. Sollten die Gründe weiter bestehen, wird ein Ausschluss für weitere 5 Jahre mittels Bescheid festgestellt. Wenn nicht, ist die Anlage ab 2031 voll EZG-pflichtig.

Es handelt sich somit lediglich um einen temporären (Teil)Ausschluss aus den Vorgaben des EZG 2011.

Für die Anforderungen an Anlagen im Emissionshandel im Rahmen des Programms Transformation der Industrie gem. Leitfaden Punkt 3.4.1 bedeutet dies somit, dass diese Anforderungen nur dann nicht zum Tragen kommen, wenn über die gesamte Förderlaufzeit (also mind. 10 Jahre ab Betrieb der geförderten Anlage) die Ausnahme von der EZG-Verpflichtung besteht. Sollte die EZG-Verpflichtung z.B. ab 2031 wieder aufrecht sein, so muss die geförderte Anlage auch die Anforderungen des Programms Transformation der Industrie an Anlagen im Emissionshandel gem. Leitfaden Punkt 3.4.1 erfüllen.

15 Einsatz von Biobrennstoffen: In welcher Form und wie detailliert muss der Nachweis, dass „in Österreich eine ausreichende Menge an Biobrennstoff für das Projekt verfügbar ist“ erfolgen – Studie, Gutachten, etc.? Wie werden hier betriebsinterne Reststoffe, d.h. in der Produktion nicht nutzbare biogene Abfälle oder zur thermischen Verwertung freigegebene Holzabfälle, bewertet?

Gemäß Leitfaden, Kapitel 3.4.7 sind bei Einsatz von Biobrennstoffen zusätzliche Anforderungen zu erfüllen. Unter anderem ist der Nachweis zu erbringen, dass in Österreich ausreichende Mengen an Biobrennstoff für das Projekt verfügbar sind. Dies kann beispielsweise durch Studien, Gutachten, regionale Potentialanalysen, statistischen Erhebungen oder ähnlichen glaubhaft gemacht werden. Zusätzlich müssen die Biobrennstoffe die in der Richtlinie (EU) 2018/2001 und ihren Durchführungs- oder delegierten Rechtsakten festgelegten Kriterien für die Nachhaltigkeit und die Einsparung von Treibhausgasemissionen erfüllen.

Richtigstellung 26.08.2025: im oberen Absatz wird der Nachweis für die Menge an Biobrennstoff auf das Projekt gefordert, dies ist nicht korrekt. Die Förderungsrichtlinien 2024 zur Transformation der Industrie fordert jedoch gemäß §6 Z1 Abs. 13

-im Fall der Umstellung auf die Verbrennung von Biobrennstoffen, muss mit Blick auf die begrenzten nachhaltig verfügbaren Biomassepotenziale nachgewiesen werden, dass die gegebene Anwendung skalierbar auf die gesamtösterreichische Produktionsmenge des Produktes ist-

16 Im Leitfaden wird im Kapitel 5.7 die Möglichkeit einer Ramp-up Phase dargestellt. Es wird hingewiesen, dass die im Kapitel 4.5 definierte THG-Reduktion unterschritten werden darf. Ist es auch zulässig, dass für die Ramp-up Phase der geltende Benchmark nicht unterschritten werden muss?

In der Ramp-up Phase von maximal 2 Jahren muss der geltende Benchmark nicht unterschritten werden. Die Anforderung gemäß Leitfaden, Kapitel 3.4.1 gilt demnach für den Zeitraum der Ramp-up Phase nicht.

17 Gibt es eine Behaltefrist der geförderten Anlage oder darf ein Eigentümerwechsel erfolgen?

Innerhalb der Vertragslaufzeit ist ein Eigentümerwechsel nur unter besonderen Voraussetzungen möglich. Es muss der neue Eigentümer den Anforderungen des Leitfadens entsprechen und den bestehenden Vertrag und damit die Verpflichtungen aus diesem Vertrag übernehmen.

Eine alternative Möglichkeit besteht darin, dass der neue Eigentümer in den bestehenden Vertrag als Vertragspartner einsteigt.

- 18 An einem ETS-Standort liegt ein Benchmark für das erzeugte Produkt vor. Nach Umsetzung der geplanten Maßnahme sollen zwei Benchmarks am Standort vorliegen; ein Produkt-Benchmark und ein Wärme-Benchmark. Die Maßnahme zielt darauf ab, den zukünftigen Wärme-Benchmark zu unterschreiten. Müssen beide Benchmarks am Standort der Maßnahme unterschritten werden oder ist nur der durch die Maßnahme betroffene Benchmark zu unterschreiten?**

Liegen am ETS-Standort mehrere Benchmarks vor, ist jener Benchmark zu unterschreiten, der von der Maßnahme direkt betroffen ist. In diesem Fall ist der Wärme-Benchmark zu unterschreiten. Wenn der durch die Maßnahme erreichte Wert für den Wärme-Benchmark in weiterer Folge einen Wert für einen anderen Benchmark beeinflusst, muss dieser andere Benchmark nicht unterschritten werden. Ist hingegen ein weiterer Benchmark von der gesetzten Maßnahme direkt betroffen (die Systemgrenze des Benchmarks beinhaltet die gesetzte Maßnahme), ist auch dieser Benchmark zu unterschreiten. Die Auswirkungen der Maßnahme auf die unterschiedlichen Benchmarks sind im Förderungsantrag darzustellen sowie die historischen/aktuellen und erwarteten Werte sind anzugeben. Die weiteren Rahmenbedingung gemäß Leitfaden sind zu berücksichtigen, insbesondere sei erwähnt, dass die erzeugte Wärme dem Produktionsprozess einem Sektor entsprechend UFG Anhang I zuzuführen ist; siehe Leitfaden, Kapitel 3.2.

- 19 Kann bei Einsatz von Abfall (Ersatzbrennstoff) zur Wärmeerzeugung auch ein nicht-biogener Anteil enthalten sein. Diese Frage bezieht sich auf den Einsatz von Abfall aus der eigenen Produktion, die auch einen geringen fossilen Anteil aufweisen kann.**

Ersatzbrennstoffe/Rejecte/refuse derived fuel („Abfälle“, die nicht recycelt werden können und zur Verbrennung freigegeben sind) aus der eigenen Produktion sind dabei zugelassen. Der zur Verbrennung eingesetzte biogene energetische Anteil der eingesetzten Ersatzbrennstoffe/Rejecte/refuse derived fuel muss überwiegend sein. Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Fraktionen an Ersatzbrennstoffe/Rejecte/refuse derived fuel sowie die Summe der Zusammensetzung der eingesetzten Ersatzbrennstoffe/Rejecte/refuse derived fuel und die Gesamtbrennstoffzusammensetzung ist im Antrag darzustellen. Insbesondere die Anforderungen gemäß Leitfaden, Kapitel 3.4.4 und Kapitel 3.4.6 sind zu berücksichtigen. Werden zusätzlich Bio-Brennstoffe eingesetzt, ist die Anforderung gemäß Leitfaden, Kapitel 3.4.7 ebenfalls zu berücksichtigen. Im Transformationsplan ist darauf einzugehen, wie die Dekarbonisierung des Standorts in Folge umgesetzt wird.

- 20 An einem ETS-Standort kann die Vorgabe gemäß Leitfaden, Kapitel 3.4.1 nur erfüllt werden, indem eine Carbon Capture-Anlage installiert wird. Dieser Umstand ergibt sich aus dem chemischen Prozess bei der Herstellung des Produkts (Reaktionsprozess setzt CO₂ frei). Es ist demnach nicht möglich, den Produkt-Benchmark durch technische Lösungen in der Wärmebereitstellung -wie beispielsweise Elektrifizierung- zu unterschreiten, da bereits der Reaktionsprozess mehr CO₂ freisetzt, als der Produkt-Benchmark zulässt. Kann hier beispielsweise im Transformationsplan ein stufenweiser Pfad der Dekarbonisierung dargestellt werden – wobei in einer ersten Phase noch keine vollständige Benchmark-Unterschreitung erreicht wird, diese jedoch in einer späteren Ausbaustufe realistisch nachweisbar ist? Oder kann hier eine Ausnahmeregelung eingeführt werden?**

Eine Ausnahmeregelung ist diesbezüglich nicht vorgesehen. Die im Leitfaden angeführten Anforderungen sind in diesem Fall zu erfüllen. Die Darstellung des stufenweisen Ausbaus zur Dekarbonisierung des Prozesses im Transformationsplan ist nicht ausreichend, um die Anforderung des Leitfadens hinsichtlich der Unterschreitung des Produkt-Benchmarks zu erfüllen.

- 21 Die THG-Berechnung gemäß den Vorgaben der Methodology und die Vorgabe gemäß Leitfaden, dass historische Daten der Anlage zu verwenden sind, passt im geplanten Projekt nicht zusammen. Kann die KPC bei der Berechnung unterstützen oder Vorgaben machen, wie die Berechnung durchzuführen ist?**

Die KPC kann bei der Berechnung der Treibhausgasreduktion gemäß der Methodology nicht unterstützen und wird keine Anweisungen hinsichtlich der Berechnungsdurchführung geben. Ein Vorgehen bei der Berechnung kann beispielsweise mit der Gutachten ausstellenden Person abgestimmt werden. -siehe auch FAQ Frage 22.

22 Historische Daten: Wenn eine Anlage nach einem Umbau erst seit 3 Jahren in Betrieb ist, sind dann die vollständigen 10 Jahre heranzuziehen (also auch die Daten vor dem Umbau relevant) oder nur jene, die den Zustand nach Umbau widerspiegeln bzw. auch den sich daraus ergebenden zukünftigen Betrieb beschreiben?

Gemäß Leitfaden, Kapitel 4.6.2.1 - Bei Anlagen mit Betriebsdaten für einen geringeren Zeitraum als zehn Jahre, zum Beispiel bei Anlagen, die innerhalb der letzten zehn Jahre umgebaut wurden und sich daher das Wesen der Anlage verändert hat (zum Beispiel Kapazitätsänderung, Wechsel des Primärenergieträgers), werden die Betriebsdaten aus diesem Zeitraum herangezogen.

Nachdem die Anlage umgebaut wurde, hat sich das Wesen der Anlage verändert (z.B. Kapazitätsänderung, Umstieg von Kohle auf Gas oder Biomasse etc.). Es ist in der Beschreibung darzustellen, warum die Betriebsdaten vor dem Umbau für die Beurteilung der Maßnahme nicht herangezogen werden können. Es ist jedoch auch zulässig, beispielsweise Daten von Stoffströmen, die durch den Umbau nicht betroffen wurden, weiterhin über 10 Jahre zu betrachten. Relevant ist, die aktuelle Situation darzustellen und die historischen Daten einfließen zu lassen, um eine möglichst realistische Berechnung der THG-Reduktion zu erhalten. Die einfließenden historischen Betriebsdaten sowie die Betriebsdaten nach Umsetzung der Maßnahme (erzielte THG-Reduktion) müssen als Nachweis messtechnisch erfasst sein (Monitoringkonzept) und vor Auszahlung in einem Gutachten dargestellt respektive bestätigt werden.

23 Handelt es sich bei den im Dokument1 in den Punkten 5.3 „Erneuerbare Energieträger“ (EET) sowie 5.4 „THG-Reduktion“ abgefragten Daten nur um die Angabe der Mengen an EET bzw. die THG-Reduktionen des Projektes mit Abgrenzung von eventuell nicht förderfähiger Nutzung (z.B. Fernwärme). Reicht es hier, wenn die Werte aus der Berechnung gemäß Dokument2 übernommen werden, wenn der Einsatz der gesamten EET beziehungsweise die THG-Reduktion ausschließlich einer Tätigkeit gemäß UFG Anhang I zuzuordnen sind?

Ja, korrekt interpretiert. Hier ist darauf einzugehen, wie die eingesetzten Energieträger beziehungsweise die erreichte THG-Reduktion in Zusammenhang mit der Tätigkeit gemäß UFG Anhang I steht. Werden mit der gesetzten Maßnahme beispielsweise 10.000 t CO₂ reduziert, jedoch der Energieeinsatz im Ausmaß einer THG-Reduktion von 3.000 t CO₂ einer Tätigkeit zugeführt, die nicht im UFG Anhang I genannt wird, so kann für die Ausschreibung (quantitatives Kriterium) nur eine Reduktion von 7.000 t CO₂ geltend gemacht werden (vgl. Leitfaden, Kapitel 5.3.1.1).

24 Zum Nachweis der Erfüllung der EU-Taxonomie Verordnung mit Option 1, ist die durchgeführte Analyse zur Erfüllung durch eine befugte Person zu bestätigen. Kann diese Bestätigung auch durch das antragstellende Unternehmen erfolgen oder muss hierzu eine externe Expertin oder ein externer Experte hinzugezogen werden beziehungsweise gibt es speziell Vorgaben wer als „befugt“ gilt?

Die Bestätigung durch eine externe Person ist nicht notwendig. Eine befugte Person ist jene Person, die das Unternehmen nach außen vertreten darf.

25 Sind vorzeitige Auszahlungen der Förderung möglich?

Eine vorzeitige teilweise Auszahlung der Förderung ist möglich. Nähere Informationen dazu sind im Mustervertrag, Kapitel 4.1 dargestellt. Der Mustervertrag ist im Downloadbereich verfügbar.

26 Im Zuge einer Maßnahme soll ein erneuerbarer Energieerzeuger (zum Beispiel Biogasanlage / PV -Anlage) und die Anlage zur Nutzung des erneuerbaren Energieträgers (zum Beispiel Wärmebehandlungsofen) eingereicht werden. Kann dabei sowohl der Energieerzeuger als auch die Produktionsanlage beantragt werden?

Eine Aussage diesbezüglich ist anhand der FAQ Frage 5 abzuleiten. Sollte die Situation nicht klar sein, bitte um präzisere Anfrage.

27 Kann für den Start von einem Biomassekessel (entspricht der Investition in eine klimafreundliche Technologie) anstelle von fossilem Gas, Biogas aus eigener Produktion eingesetzt werden, um der Vorgabe, dass keine fossilen Brennstoffe eingesetzt werden dürfen, zu entsprechen? Ist dies auch für den Einsatz von Biodiesel (HVO100) gültig?

Ja das ist für Biogas (100%) und Biodiesel (HVO100) möglich. Die eingesetzten Brennstoffe sind gemäß Leitfaden, Kapitel 5.3.1.1 anzugeben.

Achtung: Ein Betrieb einer fossilen Anlage mit nicht fossilen Brennstoffen ist nicht zulässig, vergleiche Leitfaden, Tabelle 1 – Punkt 5 - Die Investition in eine klimafreundliche Technologie darf weder direkt noch indirekt die Nutzung von fossilen Brennstoffen umfassen und es darf zu keinem Lock-In Effekt in fossile Technologien in der gesamten Anlage kommen.

28 Wenn bei einem Projekt die Umwandlung von Biomasse-Brennstoff in Dampf beziehungsweise Wärme (Biomassekessel statt Gasturbine) erfolgt, um diese dem Produktionsprozess zuzuführen, handelt es sich dabei um eine Umwandlung in einen Sekundärenergieträger, und es muss daher die Anforderung gemäß Leitfaden, Kapitel 3.4.4 erfüllt sein?

Im Sinne dieser Ausschreibung ist eine derartige Umwandlung nicht als Umwandlung in einen Sekundärenergieträger zu verstehen.

Kontakt

Serviceteam Transformation der Industrie

Kommunalkredit Public Consulting GmbH

Türkenstraße 9 | 1090 Wien

[tdi\(at\)publicconsulting.at](mailto:tdi(at)publicconsulting.at)

www.umweltfoerderung.at/transformationindustrie2_2025