

Roadmap treibhausgasneutrale Zuckerindustrie in Deutschland

Pfade zur Treibhausgasneutralität – Perspektiven im Jahr 2024





Abbildung 1: Quelle: Verein der Zuckerindustrie e.V.

Inhalt

1	Executive Summary	6
2	Einleitung	18
2.1	Hintergrund der Aktualisierung und wichtige Veränderungen im Vergleich zur Erstfassung (2020)	18
2.1.1	Weiterentwicklung der politischen Zielsetzung und Rahmenbedingungen.....	18
2.1.2	Russischer Angriffskrieg auf die Ukraine und gestiegene Energiepreise	19
2.1.3	Fortschreiten der Diskussion technologischer Optionen zur Dekarbonisierung.....	19
2.2	Ausgangslage der Zuckerindustrie in Deutschland	20
2.2.1	Einblick in die Branche.....	20
2.2.2	Die Herausforderung	20
2.2.3	Wissenschaftsbasierte Ziele der Zuckerproduzenten	21
3	Methodik und Vorgehensweise	23
3.1	Scopes	23
3.2	Erfassung und Aktualisierung der Basisdaten.....	23
3.3	Überarbeitung der Annahmen und Berechnungsfaktoren.....	25
3.4	Vorgehen zur Modellierung.....	27
4	In den Pfaden betrachtete Technologien	28
4.1	Energieerzeugung (KWK).....	28
4.2	Verdampfungstrockner (VDT)	30
4.3	Mechanische Brüdenverdichtung	30
4.4	Biogasanalage und -aufbereitung.....	31
4.5	Umrüstung Kalkofen.....	32
5	Ergänzende Kurzanalysen zu Potenzialen anderer Dekarbonisierungsoptionen	33
5.1	Verwendung von Wasserstoff und Derivaten.....	33
5.2	Umrüstung auf Wärmepumpen	35
5.3	Abscheidung von Kohlenstoffdioxid	35
5.3.1	Negative Emissionspotentiale anhand des Beispiels Biogas	36
5.3.2	Wirtschaftliche Betrachtung BECCS	36
5.3.3	Zugang zu Transportinfrastruktur	38
5.4	Eigenerzeugung erneuerbaren Stroms	38
6	Basisniveau	41
6.1	Energieeinsatz und -träger.....	41
6.2	Emissionen und ihre Verteilung auf die Energieträger	42
6.3	Betrachtete Kosten im Basiszeitraum	43

7	Referenzszenario	44
7.1	Maßnahmen	44
7.2	Entwicklung des Energieeinsatzes	44
7.3	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen.....	45
7.4	Entwicklung der betrachteten Kosten	46
7.5	Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung	47
7.6	Steckbrief Referenzszenario	48
8	Effizienzscenario.....	50
8.1	Maßnahmen	50
8.2	Entwicklung des Energieeinsatzes	50
8.3	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen.....	51
8.4	Entwicklung der betrachteten Kosten	52
8.5	Sensitivitäten	52
8.5.1	Sensitivität EUA-Preisentwicklung am Beispiel Brüdenkompression	52
8.6	Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung	54
8.7	Steckbrief Effizienzscenario	55
9	Pfade im Szenario Treibhausgasneutralität.....	57
10	Pfad 1 – Biogas im Szenario THG-Neutralität.....	58
10.1	Maßnahmen	58
10.2	Entwicklung des Energieeinsatzes	58
10.3	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen.....	59
10.4	Entwicklung der betrachteten Kosten	59
10.5	Sensitivitäten	60
10.5.1	Sensitivität relevanter Einflussfaktoren	60
10.5.2	Variante Fremdbezug Biomethan	61
10.6	Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung	62
11	Pfad 2 – Biomasse im Szenario THG-Neutralität.....	63
11.1	Maßnahmen	63
11.2	Entwicklung des Energieeinsatzes	63
11.3	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen.....	64
11.4	Entwicklung der betrachteten Kosten	64
11.5	Sensitivitäten	65
11.5.1	Sensitivität relevanter Einflussfaktoren	65
11.5.2	Variante Fremdbezug Biomasse	66
11.6	Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung	67
12	Pfad 3a – Elektrifizierung I – Elektrokessel im Szenario THG-Neutralität	68
12.1	Maßnahmen	68
12.2	Entwicklung des Energieeinsatzes	68

12.3	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen.....	69
12.4	Entwicklung der betrachteten Kosten	70
12.5	Sensitivitäten	70
12.6	Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung	71
13	Pfad 3b – Elektrifizierung II – Elektrokessel und Wärmepumpen im Szenario THG-Neutralität	72
13.1	Maßnahmen	72
13.2	Entwicklung des Energieeinsatzes	72
13.3	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen.....	73
13.4	Entwicklung der betrachteten Kosten	74
13.5	Sensitivitäten	74
13.5.1	Strompreis.....	74
13.5.2	Investitionskosten.....	75
13.6	Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung	76
14	Gegenüberstellung der Pfade im Szenario 3 - Treibhausgasneutralität	77
15	Übergreifende Ergebnisse	81
15.1	Treibhausgasminderung	81
15.2	Fremdstrombedarf	81
15.3	Investitionsbedarf.....	82
15.4	Energiebezogene Kosten.....	83
15.5	Sensitivität CO ₂ -Kosten	85
16	Schlussfolgerungen und Handlungsfelder	87
	Anhänge.....	91
	Emissionsfaktoren	91
	Energiepreise	91
	Annahmen zu Abschreibungszeiträumen	93
	Annahmen zu Futtermittelpreisen	93
	Verzeichnisse	94
	Quellenverzeichnis	94
	Abbildungsverzeichnis	96
	Tabellenverzeichnis.....	98
	Impressum	99

1 Executive Summary

Die vorliegende Studie „Pfade zur Treibhausgasneutralität – Perspektiven im Jahr 2024“ von FutureCamp im Auftrag des Vereins der Zuckerindustrie beschreibt einen möglichen Weg für die Transformation der deutschen Zuckerindustrie in Richtung Treibhausgasneutralität bis 2045. Betrachtet wird in der vorliegenden Studie ausschließlich die Reduktion der Emissionen des Treibhausgases Kohlenstoffdioxid (CO₂), welches nahezu alle Treibhausgasemissionen der Zuckerindustrie ausmacht. Betrachtet werden Emissionen des Scope 1, also direkte Emissionen aus Anlagen der Zuckerproduzenten und – gemäß Branchenstandard – auch Emissionen aus der Anlieferung von Zuckerrüben und Emissionen des Scope 2 (indirekte Emissionen aus bezogenem Fremdstrom).

Betrachtet wird die potenzielle Entwicklung der CO₂-Emissionen der deutschen Zuckerindustrie in sechs unterschiedlichen Szenarien. Hierbei bestehen ein Referenz- und ein EffizienzszENARIO, welche primär dazu dienen, Kosten und Minderungswirkung auf Treibhausgasneutralität ausgerichteter Maßnahmen mit einem theoretischen Ausbleiben dieser Maßnahmen zu vergleichen. Diese Szenarien liegen unterhalb des tatsächlichen Ambitionsniveaus der Ziele der Zuckerindustrie und daraus teils bereits heute resultierender Maßnahmen und Emissionsreduktionen. Kern der Studie ist ein **Szenario zur Treibhausgasneutralität (THG), das vier THG-Neutralitätspfade („Pfade“)** beschreibt, die die Vielzahl der zur Erreichung der Treibhausgasneutralität geeigneten Maßnahmen idealtypisch abbilden. Die untersuchten Pfade unterscheiden sich durch spezifische, energieträgerbezogene Annahmen.

ReferenzszENARIO:

Dieses Szenario stellt eine Fortschreibung des Energieträgereinsatzes, der Emissionen und der damit verbundenen Kosten des auch in der aktualisierten Studie unveränderten Basiszeitraums (2014-2018) dar. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung als bereits beschlossene regulatorische Vorgabe wird in diesem Pfad auch in den eigenen Anlagen der Branche umgesetzt. Der Pfad dient in erster Linie als Vergleichswert, um die weiteren Pfade hinsichtlich Kosten und Emissionsminderung ins Verhältnis setzen zu können.

EffizienzszENARIO:

Dieses Szenario legt dar, wie unter den gegebenen Annahmen durch zusätzliche Maßnahmen zur Senkung des Brennstoffeinsatzes eine ambitioniertere Reduktion der Emissionen erfolgen kann. In diesem Szenario wird das Ziel der Treibhausgasneutralität nicht erreicht, er stellt eine ambitioniertere Version des Referenzszenarios dar, welches die Wirkung von Effizienzmaßnahmen stärker in den Blick nimmt.

Szenario Treibhausgasneutralität:

In diesen Pfaden wird der jetzige Hauptbrennstoff Erdgas durch CO₂-neutrale Energieträger ersetzt. Hierbei werden vier idealtypische Szenarien getrennt betrachtet:

- Pfad 1 – Biogas (aus Vergärung eigener Biomasse)
- Pfad 2 – Biomasse (Nutzung eigener oder fremdbezogener Biomasse)
- Pfad 3a – Elektrifizierung I (Elektrokessel)
- Pfad 3b – Elektrifizierung II (Elektrokessel und Wärmepumpen)

Hintergrund der Aktualisierung der Studie

Diese Studie stellt eine Aktualisierung der im Jahr 2020 erschienenen Studie zur Treibhausgasneutralität in der Zuckerindustrie dar. Seit dem Erscheinen jener Studie haben sich wichtige zugrundeliegende Annahmen verändert, die eine Aktualisierung und Überarbeitung notwendig machten. Nachstehend sind die wichtigsten Faktoren aufgeführt.

Tabelle 1 Wichtige Anpassungen im Vergleich zur Roadmap von 2020 und deren Faktoren

Faktor	Ausprägungen	Resultierende Anpassungen in der Studie
Weiterentwicklung der politischen Zielsetzung und Rahmenbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> • Zieljahr für Klimaneutralität Deutschlands: 2045 statt 2050. • Kohleausstieg nach Möglichkeit bereits im Jahr 2030 (statt 2038). • Reform des EU-Emissionshandelssystems und politische Ambitionssteigerungen Verdopplung des Preises von CO₂-Emissionszertifikaten seit 2020 – weiterer langfristiger Preisanstieg wahrscheinlich. • Ambitioniertere Ziele zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung in Deutschland bis Mitte der 2030er-Jahre. Erheblicher Einfluss auf CO₂-Emissionsreduktionen durch Elektrifizierungsmaßnahmen, welche in der Roadmap betrachtet werden. • Erhöhte Kosten für Biomasse und Biogas durch gestiegene Anforderungen an Nachweisführung zu Nachhaltigkeit und THG-Minderung durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU. 	<ul style="list-style-type: none"> • Zieljahr für die Treibhausgasneutralität der Zuckerindustrie analog zum Ziel Deutschlands auf 2045 vorgezogen. • Alle bislang kohlebefeierten Anlagen werden bereits bis 2030 umgerüstet. • Erhöhte Preisannahmen für CO₂-Zertifikate, Biomasse und Biogas. • Emissionsfaktoren für Netzstrom entsprechend Deutschlands neuen Zielen angepasst. • Auch bei einzelnen Maßnahmen sind aktualisierte Kostenannahmen hinterlegt.
Russischer Angriffskrieg auf die Ukraine, gestiegene Energiepreise und Inflation.	<ul style="list-style-type: none"> • Wegfall von günstigem Erdgas aus Russland und Ersatz durch teureres Flüssigerdgas. Langanhaltend erhöhte Gaspreise erwartet. • Gaskraftwerke häufiger preissetzend am Strommarkt: erhöhte Strompreise. • Sanktionen auf russische Kohle erhöht Kohlepreise. • Ausweichbewegungen von Erdgas zu Öl und Biomasse erhöhen Preise dieser Energieträger. 	<ul style="list-style-type: none"> • Angepasste Kostenannahmen für alle Energieträger basierend auf verschiedenen öffentlich zugänglichen Prognosen für die zukünftigen Preise oder auf den historischen Preisverhältnissen zwischen verschiedenen Energieträgern. • Einbeziehung der Inflation 2020-2022 in Maßnahmenkosten.
Fortschreiten der Diskussion technologischer Optionen zur Dekarbonisierung	<ul style="list-style-type: none"> • Nach 2020 nahmen bestimmte Dekarbonisierungstechnologien eine größere Rolle in einschlägigen Szenarien ein. • Im Kontext dieser Studie relevant: Hochtemperaturwärmepumpen, Wasserstoff und dessen Derivate, die Abscheidung von CO₂ und Negativemissionen sowie Eigenerzeugung erneuerbarer Energien in der Industrie. 	<ul style="list-style-type: none"> • Neuer THG-Neutralitätspfad – „Pfad 3b - Elektrifizierung II“ betrachtet die Kombination aus Wärmepumpen und Elektrokesseln. • Potenziale der anderen genannten technologischen Optionen werden außerhalb der Modellierung diskutiert.

Kernergebnisse

Zur Erreichung des langfristigen Ziels einer treibhausgasneutralen Zuckerproduktion in Deutschland ist eine generelle Neuausrichtung bei den Energieerzeugungsanlagen sowie den eingesetzten Energieträgern erforderlich. Hierfür sind vier in der Praxis unterschiedlich kombinierbare Technologieszenarien (Pfade) denkbar, die hinsichtlich der Emissionsminderungen sowie der damit verbundenen Kosten getrennt voneinander betrachtet werden.

Eine Besonderheit gegenüber anderen Branchen besteht darin, dass in den Biogas- und Biomassepfaden zur Treibhausgasneutralität die Energieversorgung zum überwiegenden Teil auf Basis von Biomasse aus der eigenen Produktion umgestellt werden kann. Dies ist mit dem Effekt verbunden, dass der Anteil an Reststoff-Biomasse zur Energieversorgung nicht mehr als Futtermittel zur Verfügung steht.

Darüber hinaus bestehen weitere Minderungspotenziale über Maßnahmen zur Verringerung des Brennstoffbedarfs. Kerntechnologien sind hier die mechanische Brüdenverdichtung sowie Verdampfungstrockner, die exemplarisch als Technologie zur Brennstoffsenkung bei der Zuckerrübenschnitzeltrocknung betrachtet werden.

Die aktualisierten Annahmen zu Kosten von Energieträgern und Maßnahmen sowie der Entwicklung des Emissionsfaktors des Strommixes führen zu signifikant veränderten Ergebnissen in der Modellierung im Vergleich zur ersten Studie von 2020. Durch die stark gestiegenen CO₂- und Energieträgerpreise haben sich die 2020 noch erheblichen Kostendifferenzen zwischen Referenz- und Effizienzscenario einerseits und den Treibhausgasneutralitätspfaden andererseits stark reduziert und die Kosten der Szenarien liegen – auf höherem Niveau – enger beisammen als noch 2020. Während die Treibhausgasneutralitätspfade höhere Kapitalkosten aufweisen, wird dies durch geringere CO₂-Kosten und geringere Energiebedarfe ausgeglichen. Im Zieljahr 2045 weisen bis auf Pfad 3a – Elektrifizierung I (Elektrokessel) im Szenario THG-Neutralität alle Pfade geringere Kosten als der Referenzpfad auf. Der Pfad 2 – Biomasse (Szenario THG-Neutralität) ist mit knappem Abstand der Pfad mit den geringsten Kosten.

Durch den im Vergleich zur Studie von 2020 früher erfolgenden Kohleausstieg und die früher beginnende Umstellung von Anlagen werden zudem bereits zum Jahr 2030 signifikante Emissionsreduktionen erreicht, die sich im Biomassepfad auf nahezu 50 Prozent belaufen.

Die hohen Kapitalkosten der Treibhausgasneutralitätspfade unterstreichen die Bedeutung einer effektiven und planbaren Förderpolitik und langfristig verlässlicher Rahmenbedingungen, um die notwendigen erheblichen Investitionen in die Wege leiten zu können.

Des Weiteren spielen beherrschbare Kosten für treibhausgasneutrale Energieträger eine wichtige Rolle. Dies gilt insbesondere für Strom. Während die Zuckerindustrie bei Biomasse und Biogas auf die Reststoffe (u. a. Rübenschnitzel) der eigenen Produktion als kostengünstige Option zurückgreifen könnte, um weitgehend auf teureren Fremdbezug zu verzichten, wäre sie im Falle von Strom in den Szenarien Effizienz und Treibhausgasneutralität auf Fremdstrom angewiesen, da die sehr effiziente Brüdenkompression in diesen zum Einsatz kommt und Fremdstrom benötigt. Gerade die Kosten der Elektrifizierungspfade (3a und 3b) werden stark von den Strompreisen beeinflusst.

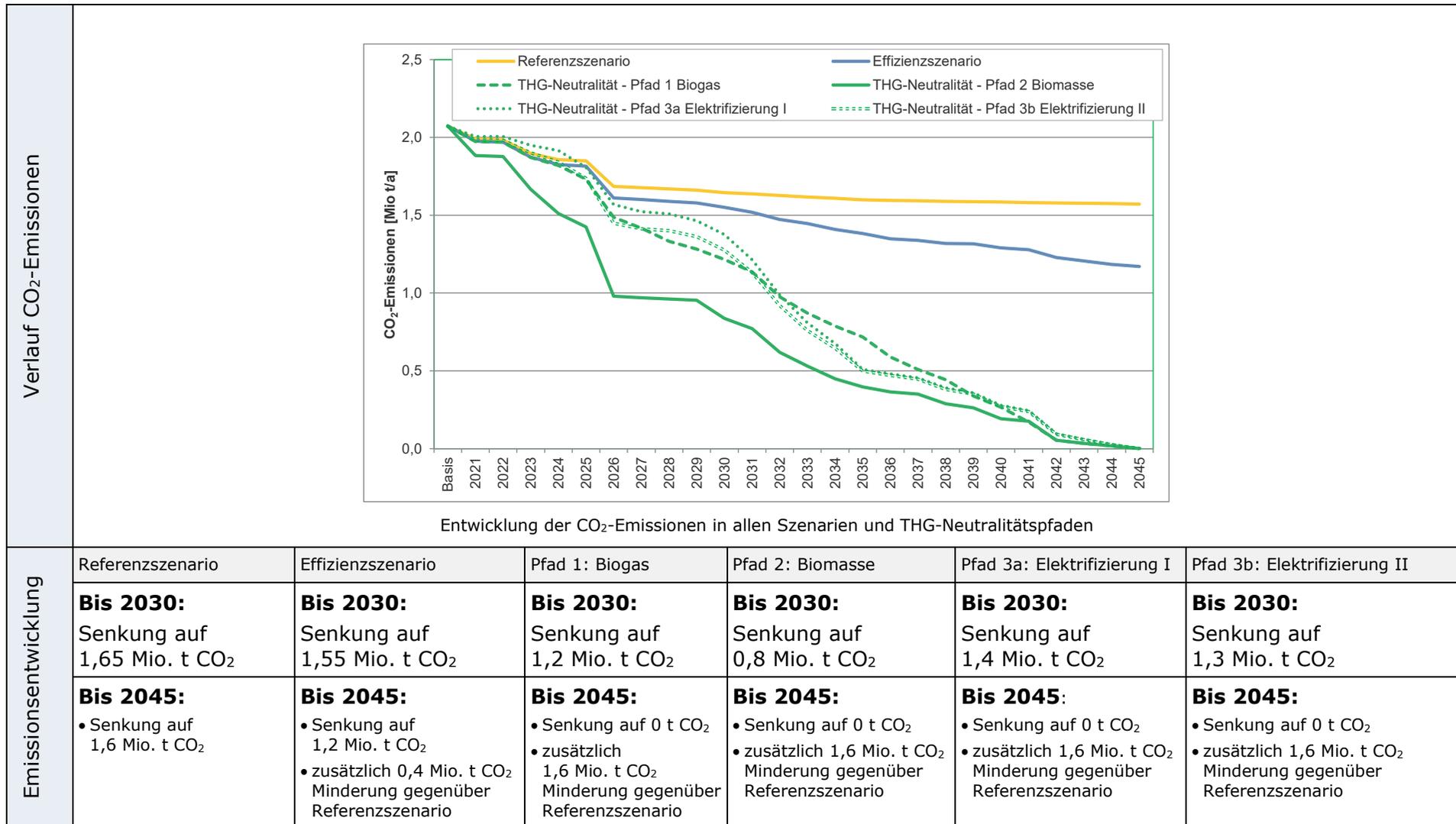
Weitere Technologieoptionen wurden betrachtet. Der Einsatz von Wasserstoff und dessen Derivaten wird aufgrund unzureichender Verfügbarkeit und noch nicht aufgebauter Infrastruktur für die Zuckerindustrie in den nächsten 10 Jahren als unwahrscheinlich angesehen – es bestehen jedoch ausreichende Alternativen. Die Abscheidung von CO₂ als Minderungsoption wird nicht obligatorisch benötigt, da die Emissionen aus der Zuckerindustrie auf anderem Wege komplett vermeidbar sind, wie die unterschiedlichen Pfade des Szenario THG-Neutralität zeigen. Zudem sind die aktuelle Regulierung und Förderpolitik in diesem Bereich zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie unklar. Zum

Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie herrscht die Ansicht vor, dass CO₂-Abscheidung nicht für Emissionen aus fossilen Brennstoffen zum Einsatz kommen soll, für die andere Minderungsoptionen bestehen. Weiterhin ist Umfang und Geschwindigkeit der Entwicklung der CO₂-Transportinfrastruktur noch nicht klar absehbar. Die Biogas- und Biomassepfade der Zuckerindustrie bieten jedenfalls nennenswertes Potenzial für Negativemissionen, falls das durch Biomasse der Atmosphäre entzogene CO₂ nach dem Verbrennungsprozess abgeschieden wird (bioenergy carbon capture and storage, BECCS). Darüber besteht ein weiteres Potential für Negativemissionen durch BECCU (bioenergy carbon capture and utilisation), d. h. die Abscheidung von biogenem CO₂ zur Herstellung von Produkten, die bisher aus fossilem Kohlenstoff hergestellt werden (Kohlenstoffkreislaufwirtschaft).

Maßnahmen und Verlauf der CO₂-Emissionen

Tabelle 2: Übersicht Maßnahmen und Verlauf der CO₂-Emissionen für die betrachteten Pfade

	Referenzszenario	Effizienzszenario	Szenario Treibhausgasneutralität			
			Pfad 1: Biogas	Pfad 2: Biomasse	Pfad 3a: Elektrifizierung I	Pfad 3b: Elektrifizierung II
Beschreibung Maßnahmen		Zusätzliche Maßnahmen:	Zusätzliche Maßnahmen:	Zusätzliche Maßnahmen:	Zusätzliche Maßnahmen:	Zusätzliche Maßnahmen:
	<ul style="list-style-type: none"> kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf Kohleausstieg (Ersatz durch Erdgaskessel) 	<ul style="list-style-type: none"> mechanische Brüdenkompression bis 20 % Dampfeinsparung Verdampfungstrockner 	<ul style="list-style-type: none"> mechanische Brüdenkompression bis 25 % Dampfeinsparung Errichtung Biogasanlagen zur Vergärung der Rübenschnitzel Umstellung Kalkofen auf Erdgas/ Biomethan 	<ul style="list-style-type: none"> mechanische Brüdenkompression bis 20 % Dampfeinsparung Ersatz Erdgaskessel durch Biomassekessel Umstellung Kalkofen auf Erdgas/ Biomethan 	<ul style="list-style-type: none"> mechanische Brüdenkompression bis 50 % Dampfeinsparung Ersatz Erdgaskessel durch Elektrokessel Verdampfungstrockner Umstellung Kalkofen auf Erdgas/ Biomethan 	<ul style="list-style-type: none"> Wärmeerzeugung 50 % durch Wärmepumpe, 50 % durch Elektrokessel Brüdenkompression und Verdampfungstrockner wie in Elektrifizierung I



Technologien

Da eine Entscheidung für eine bestimmte Technologie innerhalb des Betrachtungszeitraums nur einmal getroffen wird, stehen insbesondere die Werke mit aktuellem Handlungsdruck vor grundlegenden Investitionsentscheidungen mit Auswirkung auf die CO₂-Emissionen der nächsten Jahrzehnte. Hinsichtlich der untersuchten Technologien lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- **Mechanische Brüdenverdichtung:** Die mechanische Brüdenverdichtung ist eine Technologie zur Effizienzsteigerung, die abgesehen vom Referenzszenario in jedem Szenario berücksichtigt wurde. Allerdings unterscheidet sich der Grad der Umsetzung je nach Szenario.
- **Verdampfungstrockner:** Der Einbau von Verdampfungstrocknern führt ebenfalls zu nennenswerten Brennstoffeinsparungen. Allerdings lohnt sich eine Investition in diese Technologie nur, sofern langfristig davon auszugehen ist, dass ein Bedarf für Futtermitteltrocknung besteht. Für die Reduktion der Treibhausgasemissionen der Schnitzeltrocknung stehen zudem neben der Verdampfungstrocknung weitere Maßnahmen zur Verfügung, z. B. der Betrieb einer Hochtemperaturtrocknung (HTT) bzw. einer kombinierten Nieder-/ Hochtemperaturtrocknung (NTT/HTT) mit erneuerbaren Gasen.
- **Energieerzeugungsanlage (Wärme und Elektroenergie):**
 - **Erdgas-KWK:** Der Einsatz von Erdgaskesseln führt den aktuellen Stand der Technik fort. In Hinblick auf die Transformation zu treibhausgasneutraler Produktion bleibt diese Technologie weiterhin nutzbar im Biogaspfad. Sofern eigene Rübenschnitzel vergärt werden sollen, ist darüber hinaus die Errichtung von Biogasanlagen erforderlich. Die mittleren jährlichen Kosten im Biogaspfad sind die niedrigsten der betrachteten vier Pfade zur Treibhausgasneutralität. Damit kommt diese Technologie sowohl als Übergangstechnologie als auch für einen zukünftigen Biogaspfad in Betracht.
 - **Biomasse-KWK:** Der Einsatz von Biomassekesseln erfordert generell hohe Investitionen. Die durchschnittlichen jährlichen Kosten im Biomassepfad sind deutlich höher als im Biogaspfad. Eine Entscheidung für diese Technologie dürfte somit nur bei besonderen werksspezifischen Gegebenheiten, beispielsweise bei Umrüstbarkeit vorhandener Festbrennstoffkessel, in Betracht kommen.
 - **Elektrokessel:** Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Einsatz von Elektrokesseln ist ein Strombezugspreis, der deutlich unter dem aktuellen Preisniveau der Zuckerwerke liegt. Als Schwellenwert gegenüber dem Effizienzscenario und dem Pfad 1: Biogas im Szenario THG-Neutralität wurde ein Strombezugspreis (Preis inkl. Abgaben, Umlagen, Steuern) von weniger als 85 €/MWh hergeleitet. Gegenüber dem Pfad 2: Biomasse liegt dieser Wert zwischen 110-115 €/MWh. Im Vergleich zum Referenzszenario müsste der Strombezugspreis unter 100 €/MWh liegen.
 - **Wärmepumpen:** Wärmepumpen können Prozesswärme von Temperaturen bis zu 150 °C – perspektivisch noch höher – durch die Nutzung von Umweltenergie aus Luft, Wasser oder Erde effizienter als Elektrokessel zur Verfügung stellen. Je nach Leistungszahl einer Wärmepumpe kann diese etwa mit einem Drittel des Stromeinsatzes eines Elektrokessels die gleiche Wärmemenge erzeugen. Dadurch sparen Wärmepumpen Kosten für den Strombezug. Die Kehrseite sind die wesentlich höheren Investitionskosten und Kosten für die Umstellung von Produktionsprozessen bei der Einführung von Wärmepumpen. Somit besteht zwischen Elektrokesseln und Wärmepumpen ein Trade-off zwischen Kapital- und Energieträgerkosten.

Ein Elektrifizierungspfad ist aufgrund des Kalkofenbetriebs nur weitgehend, jedoch nicht vollständig möglich. Ein solches Szenario ist zwar durch die niedrigsten Gesamtinvestitionskosten, aber auch die höchsten Gesamtenergiekosten gekennzeichnet. Generell stellt sich neben der Wirtschaftlichkeit die Frage, ob ein reiner Elektrifizierungspfad für die

dezentralen Strukturen und die spezielle Betriebsweise in der Zuckerindustrie zielführend ist. In den Pfaden 1 und 2 – Biogas und Biomasse – könnten die Zuckerfabriken zukünftig durch die Vermeidung von Lastspitzen weiterhin dazu beitragen, das Stromnetz zu stabilisieren und die Kosten des Netzausbaus zu bremsen. In einem Elektrifizierungspfad hingegen wäre auch regional bei den ausschließlich im ländlichen Raum angesiedelten Werken ein zusätzlicher Netzausbau erforderlich. Zudem würde das Netz insbesondere während der Rübenkampagne in der kritischen Zeit von September bis Februar durch zusätzliche Lastspitzen belastet.

Hervorzuheben ist, dass allen untersuchten Technologien gemeinsam ist, dass es sich um verfügbare Technologie handelt. Die Umsetzbarkeit hängt somit von äußeren Rahmenbedingungen ab, die im Einzelfall über die Wirtschaftlichkeit entscheiden. Neben Investitionskosten, CO₂- und Strombezugspreisen sind hier auch (entgangene) Futtermittelerlöse besonders zu nennen. Da dies auch für die Pfade im Szenario THG-Neutralität gilt, und sich zudem standortbezogen die Bedingungen unterscheiden können, stehen den Unternehmen auch unterschiedliche Optionen zur Verfügung. Die Verengung auf „eine Technologie“, wie sie den theoretischen Modellen der einzelnen Szenarien zugrunde liegt, wird es in der Praxis nicht geben. Die Unternehmen werden insbesondere auch Maßnahmen ergreifen und individuell kombinieren, die in dieser Studie jeweils einzelnen Szenarien und Pfaden zugewiesen sind. An den Kernaussagen dieser Studie werden diese tatsächlichen Entwicklungen allerdings nichts ändern. Abhängig von den individuellen Entscheidungen kann die deutsche Zuckerindustrie auf verschiedenen Wegen treibhausgasneutral werden – vorausgesetzt, es werden verlässliche Rahmenbedingungen geschaffen. Diese müssen die erheblichen Mehrkosten der Treibhausgasneutralität zumindest anteilig ausgleichen und auch durch stabile langfristige gesetzliche Regelungen dafür sorgen, dass eine einmal eingeschlagene Richtung und getroffene (Investitions-)Entscheidungen auch auf betrieblicher Ebene dauerhaft umgesetzt werden können und nicht durch zuvor unabsehbare Änderungen der Rahmenbedingungen obsolet werden.

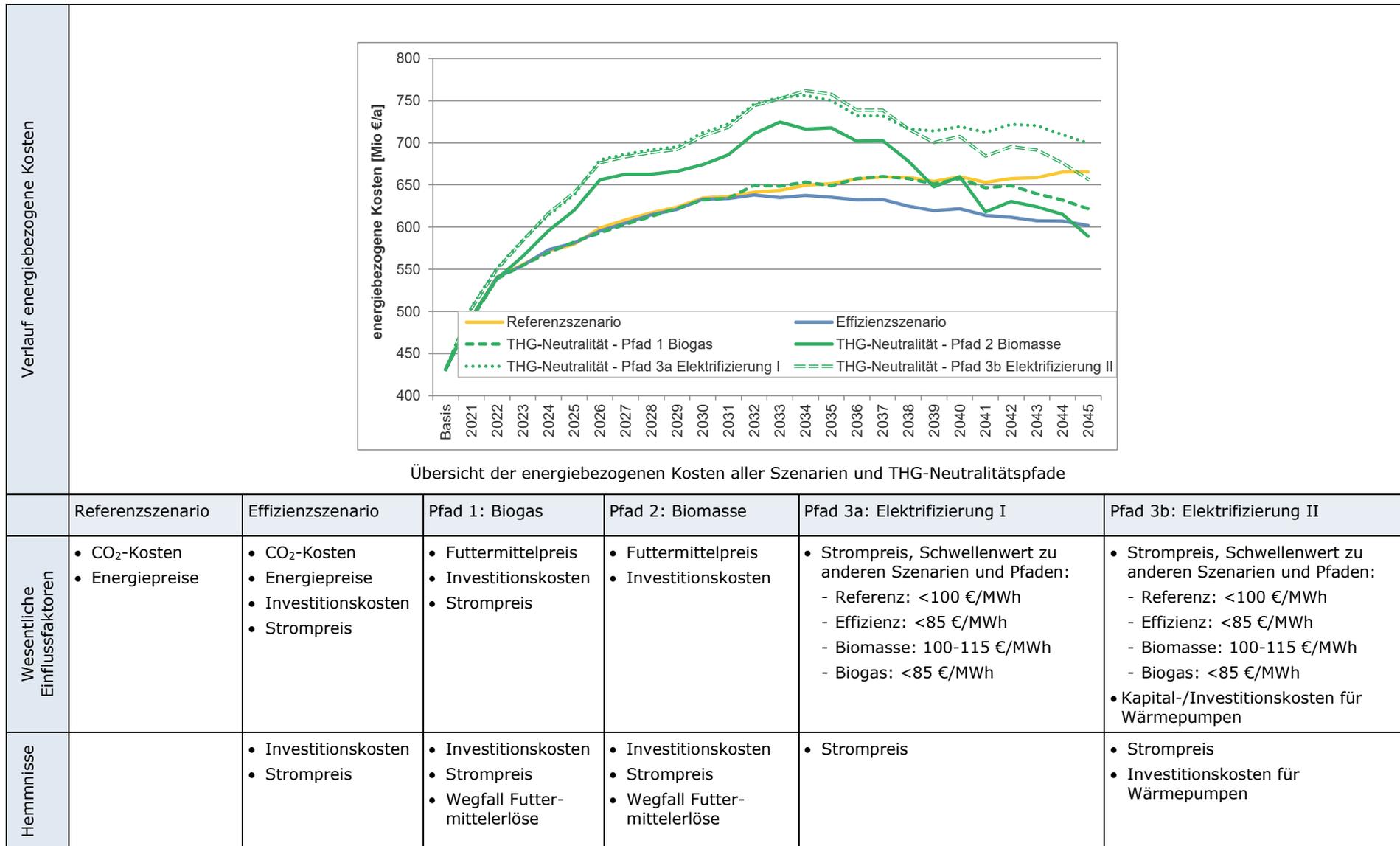
In den Pfaden 1 und 2 – Biogas und Biomasse – kann der Verzicht auf die Futtermittelvermarktung zur Verlagerung von THG-Emissionen ins Ausland führen. Dieser Effekt wird als untergeordnet eingestuft, solange ein Ersatz mit anderen heimisch erzeugten Futtermitteln (z. B. Futtergerste) stattfindet. Er könnte jedoch im Falle von steigenden Importen von Futtermitteln insbesondere aus Nicht-EU Ländern von größerer Relevanz sein.

Idealerweise sollten daher Maßnahmen zur energetischen Nutzung der Reststoffe von Zuckerfabriken primär dort erfolgen, wo die Nachfrage nach Futtermitteln nachlässt. Die generelle betriebswirtschaftliche Logik, dass das Nachlassen des Bedarfs zur Reduktion des Marktpreises führen würde, hat bereits in der Vergangenheit im Einzelfall zur Errichtung von Biogasanlagen für Zuckerrübenschnitzel geführt. Somit ist davon auszugehen, dass diese Logik so auch in der Zukunft gelten wird und THG-Verlagerungseffekte aus der energetischen Reststoffnutzung in die Landwirtschaft keine wesentliche Rolle spielen. In Anbetracht der wahrscheinlichen längerfristigen politisch-gesellschaftlichen Zielrichtung, den Konsum von Fleisch – und somit auch dessen Produktion – in Deutschland zu reduzieren, ist auch ein abnehmender Futtermittelbedarf wahrscheinlich.

Entwicklung energiebezogener Kosten

Tabelle 3: Übersicht Entwicklung energiebezogener Kosten für die betrachteten Pfade

	Referenz-szenario	Effizienz-szenario	Szenario Treibhausgasneutralität			
			Pfad 1: Biogas	Pfad 2: Biomasse	Pfad 3a: Elektrifizierung I	Pfad 3b: Elektrifizierung II
Energiebezogene Kosten setzen sich zusammen aus:						
Betriebskosten, Kapitalkosten, Entgangene Futtermittelerlöse, CO ₂ -Kosten, Kosten der Energieträger						
energiebezogene Kostenentwicklung	mittlere Kosten Ø 2021-2045:					
	625 Mio. €/a	607 Mio. €/a	620 Mio. €/a	646 Mio. €/a	691 Mio. €/a	683 Mio. €/a
	Kostendifferenz zu Referenzszenario:	-18 Mio. €/a	-5 Mio. €/a	+21 Mio. €/a	+66 Mio. €/a	+58 Mio. €/a
	Kosten 2045:					
	665 Mio €/a	602 Mio. €/a	621 Mio. €/a	589 Mio. €/a	700 Mio. €/a	657 Mio. €/a
	Differenz:	-63 Mio. €/a	-44 Mio. €/a	-76 Mio. €/a	+35 Mio. €/a	-8 Mio. €/a
	Gesamtinvestitionskosten:					
	678 Mio €	1.425 Mio. €	2.520 Mio. €	3.493 Mio. €	1.871 Mio. €	3.015 Mio. €
Differenz:	+747 Mio. €	+1.842 Mio. €	+2.815 Mio. €	+1.193 Mio. €	+2.337 Mio. €	



Die jährlichen energiebezogenen Kosten steigen unter den gegebenen Rahmenbedingungen bis 2045 bereits im Referenzszenario um ca. 54 Prozent gegenüber dem Basiszeitraum (2014-18) an. Bei den vier Pfaden, die zu einer Treibhausgasneutralität führen, liegen die diesbezüglichen Kostensteigerungen im Jahr 2045 zwischen 44 Prozent (Biogas) und 62 Prozent (Elektrifizierung I) bezogen auf den Basiszeitraum. Zudem ist das Erreichen der Treibhausgasneutralität mit einem deutlich höheren Investitionsbedarf verbunden. Der **zusätzliche** kumulierte Investitionsbedarf gegenüber dem Referenzszenario liegt im betrachteten Zeitraum zwischen 1.193 Mio. € (Elektrifizierung I) und 2.815 Mio. € (Biomasse).

Es ergibt sich ein gemischtes Bild: Langfristig (zum Jahr 2045) liegen die energiebezogenen Kosten unterhalb denen des Referenzszenarios (mit Ausnahme des Pfads Elektrifizierung I, welcher dann noch etwas oberhalb liegt). Dies ist jedoch das Ergebnis von Investitionen in hohem Umfang, welche insbesondere in den 2030er Jahren zu hohen Kapitalkosten führen. Somit liegt durch die hohen Investitionsbedarfe trotz der angenommenen relevanten CO₂-Preissteigerungen für lange Zeit eine deutliche Kostendifferenz vor, die die Unternehmen vor strategische Herausforderungen stellt.

Rahmenbedingungen

Die wirtschaftlichen Kostennachteile der Treibhausgasneutralitätspfade können durch Anpassung allgemeiner äußerer Rahmenbedingungen verringert werden. Folgende Aspekte wurden im Rahmen dieser Roadmap als besonders relevant identifiziert:

- **Strombezugspreis:** Einen wesentlichen Einfluss auf die Umsetzbarkeit der einzelnen Maßnahmen hat die Entwicklung des Strombezugspreises. Aufgrund der spezifischen Abnahmestruktur in der Zuckerindustrie liegt dieser deutlich höher als in anderen industriellen Sektoren. Voraussetzung für die wirtschaftliche Umsetzung diverser Energieeffizienzmaßnahmen ist eine Anpassung der Rahmenbedingungen, die aktuell zu den hohen Strombezugspreisen in der Zuckerindustrie führen. Dies betrifft beispielsweise die Netznutzungsentgelte.
- **Investitionskosten:** Die zusätzlichen Investitionskosten führen insbesondere in den Pfaden Biogas, Biomasse und Elektrifizierung II im Szenario THG-Neutralität zu einer hohen Kostenbelastung. Damit trotzdem Maßnahmen in diesen Bereichen umgesetzt werden (können), ist die Verfügbarkeit passender Fördermittel, insbesondere Investitionszuschüsse, entscheidend. Darüber hinaus könnten auch alternative Finanzierungsmodelle wie beispielsweise Klimaschutzverträge einen Beitrag liefern, zusätzliche Investitionen anzureizen (siehe nachfolgender Punkt).
- **CO₂-Preis:** Die CO₂-Preisentwicklung ist ein wesentlicher Treiber der Kosten im Referenzszenario und mit Abstrichen auch im Effizienzscenario. Sie führt umgekehrt zu einer Dämpfung der Kostennachteile der Treibhausgasneutralitätspfade. Trotzdem ist der angenommene (konservative) Preisanstieg auf 150 €/EUA bis 2045 nicht ausreichend, um diese Effekte komplett auszugleichen. Mit Ausnahme des Biogaspfads stellen sich erst zum Ende des Betrachtungszeitraums vergleichbare oder sogar geringere Kosten der Treibhausgasneutralitätspfade gegenüber Referenz- und Effizienzscenario ein. Jedoch sind gerade in der Hochphase der Investitionen in den 2030er Jahren mit CO₂-Preisen um 130 €/EUA die Kostendifferenzen für Biomasse und die Elektrifizierungspfade noch erheblich. Die Differenzen in diesem Zeitabschnitt würden erst bei CO₂-Preisen um 200 €/t nivelliert. Da der angenommene CO₂-Preisanstieg als konservative Schätzung am unteren Ende der denkbaren zukünftigen Preise einzuschätzen ist, könnte der tatsächliche Preis noch höher liegen. Durch weitere verschärfende Maßnahmen im EU-Emissionshandel und europäischen und nationalen Zielsetzungen könnte der Preis weiter ansteigen. Unstrittig ist es jedoch aufgrund der Wettbewerbssituation der Zuckerindustrie unerlässlich, dass weiterhin ein Carbon Leakage-Schutz besteht. Da im Rahmen des EU-Emissionshandels bereits ein schrittweiser Ausstieg aus der kostenlosen Zuteilung zugunsten des neuen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) beschlossen ist, würde ein Fortbestehen des Carbon-Leakage-Schutzes für die Zuckerindustrie die

Notwendigkeit einer zukünftigen Einbeziehung von Zucker in diesen Mechanismus bedeuten. Ein kurzfristiges Instrument zur Überbrückung der Differenz zwischen tatsächlichem CO₂-Preis und dem für bestimmte Investitionen erforderlichen CO₂-Preis besteht in dem Instrument der Klimaschutzverträge, den sogenannten Carbon Contracts for Difference (CCfD). Dieses Instrument wurde in der ersten Version dieser Studie 2020 bereits vorgeschlagen und wird mittlerweile von der Bundesregierung implementiert. Aufgrund von Unsicherheiten bezüglich des fiskalischen Handlungsspielraum der Bundesregierung ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie jedoch unklar, ob, in welchem Umfang und bis wann dieses Instrument für die Unternehmen nutzbar sein wird. Auch im EU-Innovationsfonds sind CCfD vorgesehen. Für die Zuckerindustrie ist es jedenfalls wichtig, dass ihr auch in Zukunft Mittel aus diesem oder einem anderen Förderinstrument zur Verfügung stehen. Ein Klimaschutzvertrag kann die Differenz in durch eine Zahlung ausgleichen und die notwendigen Investitionen wirtschaftlich absichern.

Eine Ausnahme stellt der Biogaspfad dar, bei dem sich bereits bei aktuellen CO₂-Preisen eine vergleichbare Kostenbelastung zum Referenzszenario einstellt, da sich Investitionskosten mit den angenommenen CO₂-Kosten des Referenzpfads die Waage halten.

- **Entgangene Futtermittelerlöse:** Bei Pfad 1: Biogas und Pfad 2: Biomasse im Szenario THG-Neutralität ist auch die Frage entscheidend, ob auf Futtermittelerlöse ganz oder teilweise verzichtet werden kann. Hier ist auch zu beachten, dass ein Verzicht auf eine eigene Futtermittelproduktion in Deutschland nur dann zum globalen Klimaschutz beiträgt, wenn nicht durch den zusätzlichen Anbau von Futtermitteln in Märkten, die nicht oder nur in geringem Maß durch ein CO₂-Bepreisungssystem reguliert werden, erhöhte THG-Emissionen verursacht werden.

2 Einleitung

2.1 Hintergrund der Aktualisierung und wichtige Veränderungen im Vergleich zur Erstfassung (2020)

Im Jahr 2020 erschien die Erstfassung dieser Roadmap. Dieser lag eine aufwendige Erhebung von Basisdaten und Annahmen zugrunde, welche den neuesten Wissensstand zu diesem Zeitpunkt reflektierten.

Seit dem Erscheinen der Erstfassung der Roadmap kam es zu relevanten Veränderungen und Entwicklungen, insbesondere grundlegende Annahmen der Studie betreffend. Obwohl die zugrundeliegende Methodik und die entwickelten Szenarien ihre Gültigkeit behalten, erfordern die veränderten Rahmenbedingungen eine Aktualisierung der Berechnungen und der darauf basierenden Schlussfolgerungen. Im Folgenden sind die wichtigsten Veränderungen und die resultierenden Anpassungen an der Studie dargestellt.

2.1.1 Weiterentwicklung der politischen Zielsetzung und Rahmenbedingungen

Seit der Erstellung der Erstfassung der Roadmap fand eine ambitionierte Weiterentwicklung der klima- und energiepolitischen Ziele der Europäischen Union und Deutschlands statt.

- Das Zieljahr für die Klimaneutralität Deutschlands wurde auf das Jahr 2045 vorgezogen.
- Der Kohleausstieg soll nach Möglichkeit bereits im Jahr 2030 (statt 2038) vollzogen sein.
- Durch die Reform des EU-Emissionshandelssystems und die politischen Ambitionssteigerungen hat sich der Preis von CO₂-Emissionszertifikaten seit 2020 verdoppelt und ein weiterer langfristiger Preisanstieg ist wahrscheinlich.
- Die Ziele zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung in Deutschland sind wesentlich ambitionierter und zielen auf eine weitestgehende Dekarbonisierung bis Mitte der 2030er Jahre ab. Dies hat erheblichen Einfluss auf die Entwicklung von CO₂-Emissionsreduktionen durch Elektrifizierungsmaßnahmen, welche in der Roadmap betrachtet werden.
- Gestiegene Anforderungen an den Nachweis der Nachhaltigkeit und der Treibhausgasminderung von Biomasse und Biogas durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU erhöhen Kosten für Biomasse und Biogas.

Resultierende Anpassungen an der Studie:

- Das Zieljahr für die Treibhausgasneutralität der Zuckerindustrie wurde analog zum Ziel Deutschlands auf das Jahr 2045 vorgezogen.
- Alle bislang kohlebefeuernten Anlagen werden bereits bis zum Jahr 2030 umgerüstet.
- Deutschlands Ambitionssteigerung im Stromsektor ist mit entsprechend den festgeschriebenen Zielen angepassten Emissionsfaktoren für Netzstrom widergespiegelt.
- Die Berechnungen legen erhöhte Preisannahmen für CO₂-Zertifikate, Biomasse und Biogas zugrunde. Die aktualisierten Annahmen basieren auf öffentlich zugänglichen Quellen oder den historischen Preisverhältnissen zwischen verschiedenen Energieträgern.
- Auch bei einzelnen Maßnahmen sind aktualisierte Kostenannahmen hinterlegt.

2.1.2 Russischer Angriffskrieg auf die Ukraine und gestiegene Energiepreise

Die russische Invasion der Ukraine am 24. Februar 2022 hat die Energieversorgung Europas und insbesondere Deutschlands erschüttert und eine weitgehende Neuausrichtung zur Folge gehabt. Vergleichsweise günstiges Erdgas aus russischen Pipelines spielte eine Schlüsselrolle für die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie und hatte auch als Brückenlösung bis zur vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems einen hohen Stellenwert in vielen Dekarbonisierungsszenarien.

Mit der Beendigung von Gasexporten vonseiten Russlands im Jahr 2022 und bereits 2021 beginnenden Preisanstiegen infolge reduzierter russischer Gaslieferungen entfiel dieser Faktor innerhalb kurzer Zeit und wird auf absehbare Zeit mit Importen von teurerem Flüssigerdgas ersetzt. Da die in Europa fälligen Preise für Flüssigerdgas auch von der Nachfrage in anderen Erdteilen, insbesondere Asien, abhängen, kann dies in Zeiten hoher Nachfrage zu signifikanten Preisanstiegen führen. Obschon die Gaspreise im Jahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr wieder sanken, ist Stand 2023 zu erwarten, dass die größere Preisvolatilität von Flüssigerdgas im langfristigen Mittel zu höheren Gaspreisen führen wird. In Folge von Sanktionen auf russische Kohle stiegen Kohlepreise an. Diese geopolitische Verwerfung beeinflusst zudem auch die Preise von Öl und Biomasse, da es Ausweichbewegungen von Kohle und Gas auf diese Energieträger gab und gibt.

Auch Strompreise stiegen stark an: In Zeiten hoher Gaspreise steigt auch der Strompreis vor allem in den Zeiträumen, in denen flexible Gaskraftwerke auf dem Strommarkt preissetzend sind. Es wird erwartet, dass diese Situation für einige Jahre anhält. Gleichzeitig haben Deutschland und die EU den Ausbau erneuerbarer Energien seit 2022 stark forciert, so dass erwartet wird, dass der Strompreis mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien längerfristig wieder sinkt, aber stark volatil bleibt.

Resultierende Anpassungen an der Studie: Angepasste Kostenannahmen für alle Energieträger. Die Anpassungen basieren auf verschiedenen öffentlich zugänglichen Studien, welche Prognosen für die zukünftigen Preise treffen oder auf den historischen Preisverhältnissen zwischen verschiedenen Energieträgern.

2.1.3 Fortschreiten der Diskussion technologischer Optionen zur Dekarbonisierung

Seit dem Jahr 2020 nehmen bestimmte technologische Optionen zur Dekarbonisierung eine größere Rolle in Szenarien zur Dekarbonisierung ein. Im Kontext dieser Studie relevant sind hier insbesondere Hochtemperaturwärmepumpen, Wasserstoff oder auf diesem basierende Derivate als Ersatz für Erdgas und Erdöl, die technische Abscheidung von CO₂ für schwer vermeidbare Emissionen oder Schaffung von CO₂-Senken, sowie die verstärkte Diskussion von Eigenerzeugung erneuerbarer Energien in der Industrie.

Resultierende Anpassungen an der Studie: In einem neuen Treibhausgasneutralitätspfad (Elektrifizierung II) wird eine Kombination aus Wärmepumpen und Elektrokesseln betrachtet. Die Potenziale der anderen genannten technologischen Optionen werden außerhalb der Modellierung diskutiert, da bereits bei Diskussionen im Vorfeld deutlich wurde, dass sie keine Änderung der bestehenden Szenarien oder Ergänzung neuer Szenarien rechtfertigen. Die in den vier Treibhausgasneutralitätspfaden betrachteten Technologien (siehe Kapitel 4) bleiben demzufolge bis auf die Ergänzung von Wärmepumpen im Vergleich zur Erstfassung der Studie unverändert.

2.2 Ausgangslage der Zuckerindustrie in Deutschland

2.2.1 Einblick in die Branche¹

Seit mehr als 200 Jahren bildet der Anbau von Zuckerrüben in Deutschland die Grundlage für die Erzeugung von Zucker. Die Zuckerindustrie ist traditionell ein Vorreiter für die rationelle Energienutzung. Die hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung im industriellen Maßstab wurde im vergangenen Jahrhundert in der Zuckerindustrie im Wesentlichen mit entwickelt. Die Rübenverarbeitung erfolgt aktuell an 18 Standorten ausschließlich im ländlichen Raum, weshalb sich die Zuckerfabriken während der Kampagne durch eigene (wärmegeführte) KWK-Anlagen mit Energie versorgen müssen, da die vorhandenen Stromnetzkapazitäten für den im Kampagnenbetrieb saisonal gegebenen notwendigen Strombedarf nicht ausreichend sind.

Gegenstand der Rübenverarbeitung in Deutschland ist (wenn auch die Erzeugung von Ethanol und Biomethan nur bedingt in die Studie einbezogen sind, vgl. Kapitel 3.1) die Erzeugung von:

- Zucker als Grundlebensmittel und Zutat für zahlreiche weitere Lebensmittel,
- Futtermittel für die Erzeugung tierischer Lebensmittel (Zuckerrübenschnitzel),
- Melasse für die Erzeugung von Nahrungsergänzungsmitteln und Hilfsstoffen durch Fermentation (Vitamin C, Hefe),
- Bereitstellung von Düngemitteln aus der Rübenverarbeitung für die Landwirtschaft (Carbonatationskalk),
- Bioethanol als Trinkalkohol, Energieträger und Ausgangsstoff für Hygieneprodukte (u. a. Desinfektionsmittel),
- Kohlendioxid aus der alkoholischen Vergärung zur Nutzung als technisches Gas und für Anwendungen in der Lebensmittelindustrie,
- Biomethan für die Versorgung des öffentlichen Gasnetzes.

Der Einsatz von Energie ist in zweifacher Hinsicht von besonderer Bedeutung für die nachhaltige Wirtschaftsweise der deutschen Zuckerindustrie. Die Energieeffizienz der Produktionsanlagen sowie die wirtschaftliche Verfügbarkeit kohlenstoffarmer Brennstoffe stehen in engem Zusammenhang mit den Klimaschutzleistungen des Zuckersektors. Gleichzeitig stellen die Energiekosten mit einem durchschnittlichen Anteil von 19 Prozent an den Produktionskosten (2018/19) einen wesentlichen Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Zuckererzeugung dar.

2.2.2 Die Herausforderung

Die Zuckerindustrie in Deutschland steht aufgrund der aktuellen agrarpolitischen Rahmenbedingungen unter hohem internationalem Wettbewerbsdruck. Seit dem Wegfall der EU-Zuckermarktordnung ist der europäische Zuckermarkt der weltweit am stärksten liberalisierte Markt. Die wesentlichen Konkurrenten, z. B. Brasilien und Indien, verfügen über weitreichende Mechanismen staatlicher Steuerung bzw. Subventionen, die zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen zulasten der europäischen Erzeugung führen. Hinzu kommt, dass auch innerhalb der EU in zahlreichen Regionen unverändert auf nationalstaatlicher Ebene verzerrende Eingriffe erfolgen, die massive Auswirkungen auf die Preise für den natürlichen Rohstoff Rübe haben wie gekoppelte Zahlungen oder Notfallzulassungen für bestimmte Pflanzenschutzmittel. Hinzu kommen die großen Herausforderungen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität bis 2045 aufgrund des für die Zuckerproduktion erforderlichen hohen Energieeinsatzes. Seit 1990 hat die deutsche Zuckerindustrie ihre CO₂-Emissionen um rund 60 Prozent reduziert und den Energiebedarf bei gleicher Erzeugungsmenge mehr als halbiert.

¹ Verein der Zuckerindustrie e.V. (2023): Jahresbericht 2022 | 2023

Dennoch müssen in den nächsten Jahren Maßnahmen umgesetzt werden, die eine Neuausrichtung der Energieversorgung in allen Werken mit sich bringen wird.

Aufgrund des branchenspezifischen Kampagnenbetriebs und der damit verbundenen saisonal stark schwankenden Energiebedarfe und aufgrund der Infrastrukturen für Energiebezüge gibt es keinen Grund, die ausgeprägte Eigenerzeugung der deutschen Zuckerindustrie grundsätzlich in Frage zu stellen. Dies hat zur Folge, dass gerade im Fall der Zuckerindustrie die notwendige Transformation hin zur klimaneutralen Produktion zugleich auch eine Transformation hin zu Brennstoffen mit niedrigeren spezifischen Treibhausgasemissionen mit sich bringt.

Dies ist einerseits eine große Herausforderung und mit hohen Investitionsbedarfen verbunden. Andererseits ist die deutsche Zuckerindustrie aufgrund ihrer am Naturprodukt Rübe und der Landwirtschaft anknüpfenden Kernprozesse auch selbst stark daran interessiert, dass die Rübenerzeugung auch vor dem Hintergrund klimatischer Veränderungen dauerhaft möglich bleibt.

Die deutsche Zuckerindustrie ist bereit, eigene Lösungsbeiträge einzubringen und ihre klimapolitischen Anstrengungen unvermindert bis zur Erreichung der 2015 in Paris vereinbarten und in der EU und Deutschland rechtlich verbindlichen Ziele fortzusetzen. Im Rahmen der vorliegenden Roadmap werden mögliche Wege und Schwerpunkte sowie die dafür notwendigen Rahmenbedingungen aufgezeigt.

2.2.3 Wissenschaftsbasierte Ziele der Zuckerproduzenten

Im Rahmen ihres Einsatzes für die Erreichung der Treibhausgasneutralität haben sich die Zuckerproduzenten in Deutschland wissenschaftsbasierte Ziele gesetzt.

Diese sind definiert als Klimaschutzziele, die im Einklang mit dem Paris Agreement und der Klimawissenschaft stehen – also im Einklang mit dem Ziel, die Erderwärmung auf unter 2 °C zu begrenzen und eine Begrenzung auf 1,5 °C anzustreben.

Die Unternehmen in der Zuckerindustrie haben sich basierend auf den Standards der Science-based Targets-Initiative (SBTi)² folgende Ziele gesetzt.:

Die **Südzucker-Gruppe** hat sich dazu verpflichtet, die absoluten THG-Emissionen aus dem eigenen Geschäftsbereich (Scope 1) sowie die absoluten THG-Emissionen aus dem Kauf von Energie (Scope 2) bis 2030 um 50,4 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2018 zu senken. Mit der Halbierung dieser Emissionen innerhalb von nur zwölf Jahren leistet die Südzucker-Gruppe einen Beitrag zur Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 °C. Darüber hinaus hat sich die Südzucker-Gruppe dazu verpflichtet, die absoluten THG-Emissionen aus eingekauften Gütern und Dienstleistungen, Brennstoffen und Energie sowie vorgelagertem Transport und Verteilung (Scope 3) bis 2030 um 30 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2018 zu senken. Insgesamt hat sich die Südzucker-Gruppe die vollständige Klimaneutralität bis 2050 – dem Zieljahr des Pariser Abkommens – als Ziel gesetzt.

Nordzucker verpflichtet sich, die absoluten THG-Emissionen aus der eigenen Produktion (Scope 1) und aus zugekaufter Energie (Scope 2) bis 2030 um 50,4 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2018 zu reduzieren. Nordzuckers Ziele bezüglich des Scope 1 und 2 stimmen mit dem 1,5 °C Erwärmungsziel überein. Das Unternehmen verpflichtet sich außerdem bis 2030 die absoluten Scope 3-Emissionen aus vor- und nachgelagerten Prozessen nämlich aus eingekauften Waren und Dienstleistungen, Treibstoff- und energiebezogenen Emissionen, Geschäftsreisen, Pendeln der Mitarbeitenden, Verarbeitung der verkauften

² Die SBTi ist eine Nichtregierungsorganisation für unternehmerischen Klimaschutz. Sie entwickelt Standards für die Aufstellung sogenannter wissenschaftsbasierter Ziele und validiert von Unternehmen gesetzte derartige Ziele. Hierfür müssen Unternehmen Ziele setzen, die mindestens fünf Jahre in die Zukunft reichen und maximal 15 Jahre Abstand zur Basis oder untereinander haben. Die SBTi ermutigt Unternehmen zur Aufstellung von Netto-Null-Zielen.

Produkte und Entsorgung der verkauften Produkte um 30 Prozent zu verringern. Die Ziele gelten für alle Standorte von Nordzucker in Europa und Australien.

Pfeifer & Langen hat sich 2022 verpflichtet, unternehmensweite Reduktionsziele bis 2030 im Einklang mit der Klimawissenschaft nach der SBTi festzulegen. Daraus resultierend ist die Begrenzung der globalen Erderwärmung auf 1,5 °C für das Unternehmen maßgeblich. Strategisch setzt das Unternehmen beim Thema Energie – neben Einsparungen – auf erneuerbare Ressourcen (Kombination aus Biomasse, Wind und Sonne), um bis spätestens 2040 klimaneutral produzieren zu können.

Die **Cosun Beet Company** hat sich im September 2022 verpflichtet, ein wissenschaftlich basiertes Ziel nach SBTi festzulegen, welches im Einklang mit einer 1,5 °C-Zukunft steht. Derzeit arbeitet das Unternehmen daran, eine solide Datenbasis zu schaffen. Die Veröffentlichung der Ziele, die Scope 1 bis 3 umfassen werden, ist für den Sommer 2024 geplant.

Bereits jetzt engagiert sich das Unternehmen aktiv für die Reduzierung von CO₂-Emissionen durch das umfassende SCO2RE-Programm, das alle Bereiche der Cosun Beet Company abdeckt. Dabei legt das Unternehmen Wert auf Reduktionen in den Bereichen des Scope 1, Scope 2 und Scope 3. Ab 2023 wird SCO2Re auch auf andere Treibhausgase wie Methan, Lachgas und Kühlmittel ausgeweitet. Im Jahr 2022 konnte das Unternehmen seine gesamten CO₂-Emissionen im Vergleich zu 2018 um 8 Prozent senken.

Diese Erfolge sind integraler Bestandteil der Strategie, die sich darauf konzentriert, eine nachhaltige Zukunft für die gesamte Produktionskette zu schaffen. Diese Emissionsreduktionsziele spiegeln das Engagement für Umweltschutz und nachhaltige zukunftssichere Geschäftsfelder wider.

3 Methodik und Vorgehensweise

3.1 Scopes

In der Studie werden grundsätzlich die Emissionen aus Scope 1 und Scope 2 der Branche betrachtet. Unter Scope 1 fällt der Brennstoffeinsatz in den Werken, der für den überwiegenden Anteil der aktuellen Emissionen verantwortlich ist. Entgegen klassischer Definitionen – etwa im Green House Gas Protocol (GHG Protocol) – werden in Scope 1 auch die Emissionen aus dem Zuckerrübentransport zu den Werken einbezogen, unabhängig davon, ob der Transport von den Zuckerunternehmen oder Dritten durchgeführt wird. Damit folgt man einschlägigen Branchenstandards, insbesondere den Definitionen in der EU-Zuckermarktverordnung. Weitere Transporte wurden im Rahmen der Studie nicht betrachtet. In Scope 2 finden ausschließlich die Emissionen aus dem Fremdstrombezug der Anlagen Berücksichtigung.

Um Konsistenz und Vergleichbarkeit über den betrachteten Zeitraum herzustellen, werden nur die Emissionen der Werke betrachtet, die aus aktueller Sicht perspektivisch weiter in Betrieb sind. Damit umfasst die Studie 18 Zuckerfabriken in Deutschland, auch wenn im Basiszeitraum noch 20 Werke in Betrieb waren.

Darüber hinaus liegt der Fokus auf der Zuckerproduktion. Die Produktion von erneuerbaren Energien zum Verkauf, in erster Linie Bioethanol, durch die Unternehmen der Zuckerbranche wird grundsätzlich nicht mit einbezogen. Gleichwohl werden Emissionen, die in einer Zuckerfabrik zur Bereitstellung von Wärme oder Strom für externe Prozesse entstehen, dieser auch vollkommen zugerechnet. Es wird davon ausgegangen, dass diese Energiemengen auch in Zukunft benötigt werden und insbesondere die Wärme durch die Zuckerfabrik bereitgestellt werden muss.

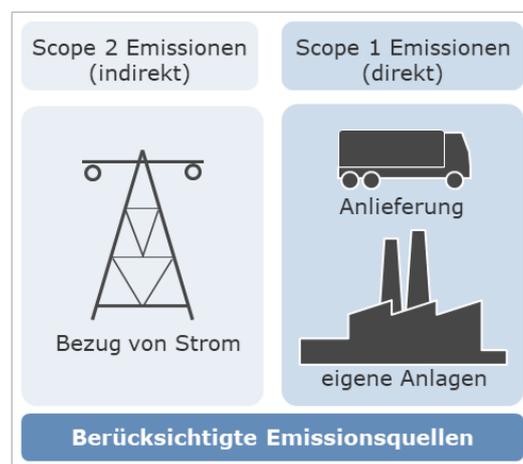


Abbildung 2: Für die Roadmap berücksichtigte Emissionsquellen aus Scope 1 und Scope 2; Quelle: FutureCamp

3.2 Erfassung und Aktualisierung der Basisdaten

Die Zuckerbranche in Deutschland unterliegt hinsichtlich Produktion und notwendigem Energieeinsatz starken Schwankungen, die durch das Naturprodukt Zuckerrübe bedingt sind. Um derartige Effekte bei der Bestimmung des Basisniveaus zu minimieren, wurde ein Basiszeitraum von fünf Jahren gewählt. In der Erstfassung der Roadmap 2020 wurde der Zeitraum 2014–2018 als Basiszeitraum festgelegt. Dieser Zeitraum wird auch in dieser Version der Roadmap beibehalten. Dafür spricht auch die Übereinstimmung mit der Basisperiode für das Zuteilungsverfahren in der 4. Handelsperiode des EU-ETS, in dem die

(emittierenden) Anlagen der deutschen Zuckerindustrie weit überwiegend erfasst sind. In Einzelfällen wurde werksspezifisch von diesem Zeitraum abgewichen, wenn relevante Änderungen eine Vergleichbarkeit in dieser Spanne verhindern.

Der Verein der Zuckerindustrie erhebt jährlich Daten von den Unternehmen über den Energieeinsatz der deutschen Zuckerindustrie zur Erstellung eines Wirtschaftsberichts. Diese Datenabfrage bildet auch die Datenbasis zur Bestimmung des Ausgangsniveaus für diese Studie.

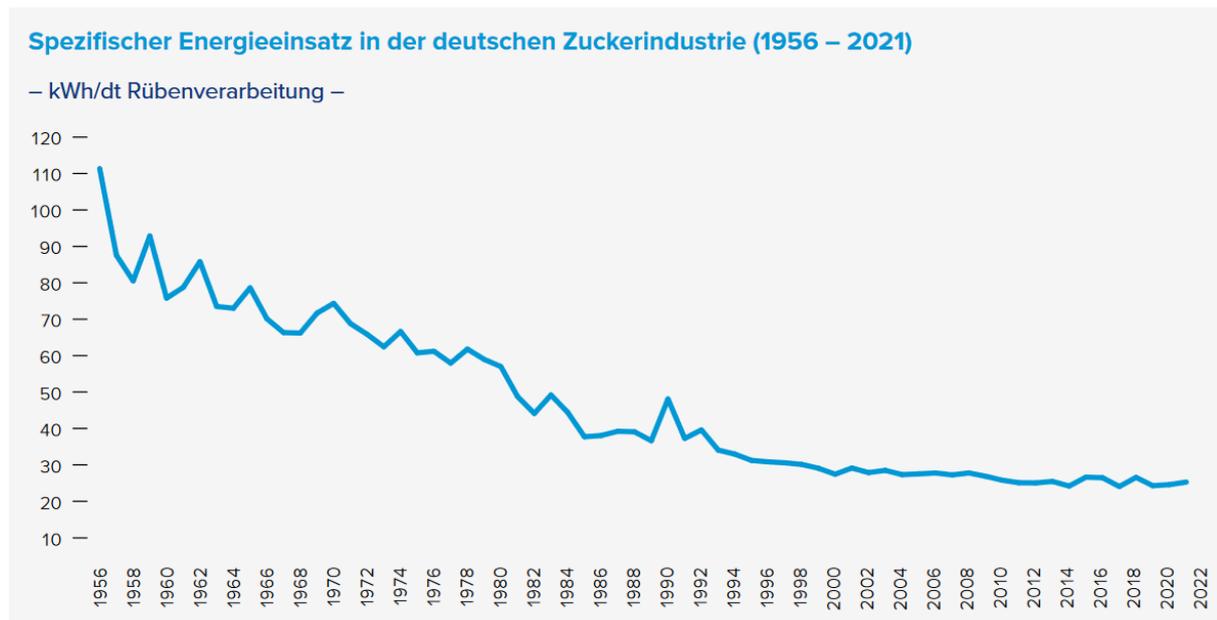


Abbildung 3: Entwicklung des spezifischen Energieeinsatzes in der deutschen Zuckerindustrie.
Quelle: Jahresbericht 2022/2023 des Vereins der Zuckerindustrie e.V.

Mit der Datenabfrage des Verbandes steht eine umfassende Datengrundlage zur Verfügung. Für die Roadmap wurden hieraus verwendet:

- Angaben zur verarbeiteten Rübenmenge
- Produktionsdaten
- Angaben zu erzeugten Futtermitteln
- Einsatzmengen unterschiedlicher Brennstoffe
- Erzeugung, Abgabe und Bezug von Strom
- Wärmeabgabe an Dritte

Zusätzlich wurden von FutureCamp bilateral bei den Unternehmen Daten zur Wärmeerzeugung und Effizienz der Energieerzeuger in den Werken abgefragt, sodass auch der interne Wärmeverbrauch der einzelnen Werke bestimmt werden kann. Für jedes Werk wurde anschließend ein Mittelwert über den Basiszeitraum bestimmt. Für die Aktualisierung der Roadmap wurden diese Daten als Basis beibehalten.

Aufgrund der betriebswirtschaftlichen Perspektive und der spezifischen Rahmenbedingungen der Branche waren unter Koordination des Verbandes über einen Begleitkreis Vertreter der vier in Deutschland produzierenden Unternehmen der Zuckerindustrie eingebunden.³ Im Begleitkreis wurden methodische, technische und prozessuale Fragen,

³ Mitglieder des Begleitkreises waren: J. Stukenbrock, M. Sauer (beide Cosun Beet Company), F. Kipping (Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG), Dr. I. Klenk (Südzucker AG), Dr. A. Schaper (Nordzucker AG), M. Ricke-Herbig (VdZ), Dr. Michael Bergmann (RAUE PartmbB)

die für die Berechnung der Szenarien notwendig und bilateral nicht zu klären waren, unter Begleitung eines auf Kartellrecht spezialisierten Anwalts erörtert.

3.3 Überarbeitung der Annahmen und Berechnungsfaktoren

Wie in Kapitel 2.1 dargelegt, wichtige Gründe für die Aktualisierung der Roadmap in erheblichen Veränderungen in zugrundeliegenden Annahmen und Parametern sowie – mit Wärmepumpen – in der die Hinzunahme einer neuen Technologie. Deswegen erfolgte als erster Schritt zur Aktualisierung eine Phase, in der mögliche neue Werte recherchiert und anschließend im Begleitkreis diskutiert wurden, um zu plausiblen Aktualisierungen der Annahmen zu kommen. Dieser Abschnitt erläutert, wie sich wichtige Parameter verändert haben bzw., ob Annahmen aus der ersten Fassung der Roadmap beibehalten wurden.

Eine grundlegende Annahme der Studie aus der ersten Roadmap, die beibehalten wird, ist, dass die Produktion in den einzelnen Werken über den Betrachtungszeitraum hinweg konstant bleibt. Dies ist Grundvoraussetzung, um sowohl die einzelnen Szenarien als auch verschiedene Zeitpunkte innerhalb eines Pfades sinnvoll in energetischer Hinsicht und bezüglich der Emissionsentwicklung miteinander vergleichen zu können.

Im Wärmebereich wird wie auch bereits in der ersten Fassung der Roadmap weiterhin eine konservative Effizienzsteigerung angenommen, die im ersten Jahr bei 0,5 Prozent liegt. Derartige Effizienzgewinne lassen sich etwa durch die Optimierung bestehender Verfahren und den Einsatz moderner Querschnittstechnologien erreichen. Auch züchterische Erfolge zur Erhöhung des Zuckergehalts in der Rübe können hier einen Beitrag leisten. Da für die Zuckerindustrie bereits heute Energiekosten sehr relevant sind, kann davon ausgegangen werden, dass das Effizienzpotenzial bestehender Technologien in absehbarer Zeit ausgeschöpft ist und es damit immer herausfordernder und teurer wird, Einsparungen zu erzielen. Daher nehmen die angenommenen Effizienzgewinne bis 2045 asymptotisch ab. Insgesamt wird hierüber bis 2045 eine relative Einsparung gegenüber dem Basisniveau von etwa 6,85 Prozent erreicht. Diese Effizienzsteigerung wird analog auch für den belieferten Wärmebedarf von Dritten angenommen. Für die Bereiche Strom und Kraftstoffverbrauch für den Rübentransport werden im Rahmen dieser Studie keine allgemeinen Effizienzsteigerungen unterstellt.

Die Emissionsfaktoren der eingesetzten Brennstoffe wurden aus der einschlägigen Liste⁴ der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) übernommen. Hier ergeben sich im Vergleich zur ersten Fassung der Studie nur marginale Anpassungen. Eine Auflistung findet sich im Anhang.

Für den Emissionsfaktor des deutschen Strommixes wurde ein auf Berechnungen beruhender Pfad hinterlegt, der sich im Anhang findet. Dieser Pfad hat sich im Vergleich zur Erstfassung der Studie erheblich verändert, da Deutschland sich in der Zwischenzeit ambitioniertere Ziele gesetzt hat: Bis 2030 sollen 80 Prozent des Stroms erneuerbar sein, bis 2035 soll weitestgehende Klimaneutralität erreicht werden. Für das Ziel zum Jahr 2030 wird erwartet, dass dieses erst etwas später erreicht wird. Die Umsetzung des Kohleausstiegs zum Jahr 2030 wird angenommen. Für das Ziel für 2035 wird die planmäßige Erreichung vorausgesetzt. Somit sinkt der Emissionsfaktor in den 2030er Jahren stark ab und ist 2035 nahe Null.

Die historisch stark schwankenden Energiepreise werden über den Betrachtungszeitraum konstant gehalten. Sie können sich zudem standortspezifisch unterscheiden. Auch hier ergeben sich im Vergleich zur ersten Roadmap erhebliche Veränderungen, die die Kosten aller fossilen Energieträger, insbesondere Gas, betreffen. Auch die Preise für Biomasse und Biogas steigen entsprechend an. Eine Reihe von Studien mit Prognosen und Modellierungen diente als Grundlage für die Aktualisierung der wichtigsten Parameter wie Erdgas, Biomasse und Biogas. Für andere Energieträger wurden die historischen Kostenrelationen zu

⁴ Anhang 4: Standardfaktoren (DEHSt-Liste), Standardfaktoren nach Art. 31 Abs. 1 c) MVO für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Kohlenstoffgehalte

Erdgas oder Gasöl zu Grunde gelegt. Eine Aufschlüsselung der Annahmen hierzu findet sich im Anhang.

Der CO₂-Preis ist ein weiterer wichtiger Faktor in den Modellierungen der Pfade im Szenario Treibhausgasneutralität. Hier haben sich aufgrund der Reform des EU-Emissionshandels und der gesteigerten Ambition der europäischen Klimapolitik seit der ersten Roadmap aus dem Jahr 2020 erhebliche Preissteigerungen ergeben. Für die zweite Hälfte der 2020er und die ersten Jahre der 2030er Jahre wird eine schnellere, lineare Preissteigerung auf rund 120 €/EUA angenommen. Danach erfolgt der Anstieg langsamer auf 150 €/EUA, was eine verhältnismäßig konservative Annahme darstellt. Sie basiert auf einer Reihe von modellgestützten Prognosen verschiedener Institute.⁵ Sämtliche Emissionen aus Brennstoffen in den Werken werden mit diesem Preis versehen, unabhängig vom (ohnein stark sinkenden) Anteil kostenloser Zuteilung. Die Kraftstoffe für den Rübentransport werden dagegen ab 2021 im nationalen Emissionshandel erfasst. Hier liegen für den Anfangszeitraum Festpreise vor, die entsprechend in die Berechnungen übernommen werden. Später erfolgt der Übergang in das neue EU-Emissionshandelssystem 2 (EU ETS 2). Da die Kraftstoffe für den Transport nur einen kleineren Teil der Emissionen ausmachen, wird für das EU ETS 2 der gleiche Preis wie im bestehenden Emissionshandelssystem angenommen (in Wirklichkeit werden für das EU ETS 2 andere, möglicherweise auch höhere Preise als im ETS 1 erwartet).

Es wird davon ausgegangen, dass sämtliche Energieerzeugungsanlagen der Werke im betrachteten Zeitraum bis 2045 einmal ausgetauscht werden müssen, da sie das Ende ihrer Lebensdauer erreichen. Die KWK-Anlagen werden also unabhängig von einem möglichen Brennstoffwechsel ausgetauscht. Die daraus entstehenden Investitions- bzw. Kapitalkosten werden berücksichtigt, um einen Brennstoffwechsel in der Energieerzeugung nicht systematisch schlechter zu stellen. Weitere Ersatzinvestitionen finden keine Berücksichtigung.

Im Rahmen der Roadmap werden nicht sämtliche Kosten der Zuckerbranche betrachtet. Der Fokus liegt ausschließlich auf den Kosten, die unmittelbar mit den Bereichen Energieerzeugung und Emissionen zusammenhängen. Betrachtet werden letztlich nur Kosten, die durch die Modellierung bzw. durch die Nutzung technologischer Alternativen Änderungen erfahren können. Diese Veränderungen können sich in den betrachteten Szenarien und Pfaden und den unterstellten Zeitpunkten unterscheiden. Als Kosten werden hier betrachtet:

- Kosten für Energieträger
- CO₂-Kosten
- Investitions- und Kapitalkosten für im Rahmen der Roadmap betrachtete Investitionen
- Betriebskosten für Energieerzeugungsanlagen
- Betriebskosten für neu errichtete Biogasanlagen
- entgangene Futtermittelerlöse

Zur Berechnung der Kapitalkosten wird ein Zinssatz von 8 Prozent angesetzt. Die Abschreibungszeiträume für betrachtete Anlagenteile sind aus AfA Tabellen entnommen und finden sich im Anhang.

⁵ M. Pahle et al. (2022): The EU-ETS price through 2030 and beyond: A closer look at drivers, models and assumptions

3.4 Vorgehen zur Modellierung

Die unterschiedlichen Pfade werden grundsätzlich über den Energieeinsatz für bestimmte Prozesse modelliert. Dabei wird berücksichtigt, wenn sich die Art des Energieträgers ändert.

In einem ersten Schritt wird die benötigte Wärmemenge eines Werks bestimmt. Falls in einem Werk mehrere Energieträger zur Wärme- und Stromerzeugung eingesetzt werden, wird errechnet, welcher Anteil der Wärmeerzeugung auf welchen Brennstoff entfällt. Diese Anteile bleiben konstant, allerdings können die Energieträger im weiteren Verlauf der Modellierung geändert werden. Die benötigte Wärmemenge wird jedes Jahr entsprechend den angesetzten Effizienzgewinnen reduziert. Gegebenenfalls wird der Wärmebedarf darüber hinaus noch durch konkrete Maßnahmen gemindert.

Über die bereits erwähnte Aufteilung auf die Brennstoffe und die durchschnittliche Effizienz der Wärmeerzeugung wird im nächsten Schritt ausgehend von der bestimmten Wärmemenge der Energieträgereinsatz bestimmt. Über die durchschnittliche Effizienz der Stromerzeugung kann dann die Eigenstromerzeugung bei diesem Brennstoffeinsatz bestimmt werden. Der durchschnittliche Strombedarf eines Werks wird in die Zukunft fortgeschrieben und gegebenenfalls durch konkrete Maßnahmen angepasst.

Über Stromerzeugung und Strombedarf lässt sich dann im dritten Schritt auch die Menge an zugekauftem Fremdstrom bestimmen. Dabei ist erneut der Kampagnenbetrieb zu berücksichtigen. Da die eigenen Energieerzeugungsanlagen nur während der Kampagnen laufen, benötigt die Anlage außerhalb der Kampagnen immer Fremdstrom. In der Modellierung wurde das umgesetzt, indem der durchschnittliche Fremdstrombezug aus dem Basiszeitraum immer das Minimum für Fremdstrombezug bildet. Es liegt also im Bereich des Möglichen, dass in einer Anlage zwar Fremdstrom bezogen wird, aber dennoch auch Strom an Dritte abgegeben wird.

Der Brennstoffeinsatz für Kalkofen und Schnitzeltrocknung wird konstant fortgeschrieben, bis konkrete Maßnahmen in einem Werk ergriffen werden.

Aus dem Energieträgereinsatz werden schließlich die dafür anfallenden Kosten und die resultierenden Emissionen berechnet. Über den im jeweiligen Jahr geltenden CO₂-Preis werden auch diese Kosten miteinbezogen. Die Kapitalkosten werden auf Basis der Abschreibungszeiträume und ausgehend von den konkreten Investitionen in einem Werk bestimmt.

4 In den Pfaden betrachtete Technologien

Im Begleitkreis und v. a. in Einzelgesprächen mit den Unternehmensvertretern wurde diskutiert, welche Technologien zu einer relevanten Minderung der Treibhausgasintensität der Zuckerherstellung führen können. Dabei kristallisierte sich heraus, dass die in Frage kommenden Technologien vor allem in die Bereiche Querschnittstechnologien und Energieerzeugung fallen und weniger spezifisch mit dem Prozess der Zuckerherstellung verbunden sind. Darüber hinaus sind alle relevanten Technologien bereits heute verfügbar, was einen bedeutenden Unterschied zu anderen Branchen darstellt. Technisch gesehen ist eine relevante und schnelle Emissionsminderung in der Zuckerindustrie also durchaus möglich, die strukturellen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen jedoch sind nicht durchgehend gegeben.

Die betrachteten Technologien können in die Modellierung als werksspezifische Maßnahme einfließen. Die folgenden Maßnahmen werden in der Studie in Betracht gezogen.

- Im Bereich Energieerzeugung wurden drei realistische Optionen identifiziert: Diese sind Erdgas- und Biomassekessel sowie elektrische Wärmeerzeuger (einschließlich Wärmepumpen). Bei den elektrischen Stromerzeugern wird berücksichtigt, dass der derzeitige Netzanschluss bei der überwiegenden Zahl der Werke bei Weitem nicht ausreichend ist, um den dann resultierenden Strombedarf zu decken.
- Weitere Maßnahmen sind der Einbau von Verdampfungstrocknern, mechanische Brüdenverdichtung in unterschiedlich starker Ausprägung und die Umrüstung des Kalkofens auf gasförmigen Brennstoff.
- In Anbetracht der verfügbaren Biomasse aus den Rübenschnitzeln können auch eigene Biogasanlagen einen relevanten Beitrag zur Emissionsminderung leisten.

Die Emissionen aus dem Rübentransport spielen insgesamt eine untergeordnete Rolle. Auf die Entwicklungen hin zu einem emissionsfreien Transportwesen hat die Zuckerindustrie wenig bis keinen Einfluss. Dementsprechend wird die Zuckerindustrie hier den allgemeinen Entwicklungen folgen und es wird auf die Betrachtung expliziter Änderungen im Transportwesen verzichtet. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass sich auch in diesem Sektor mehr bewegen wird. Schon jetzt werden von der Zuckerindustrie die Entwicklungen unterstützt und es werden erste emissionsfreie LKW durch die Verwendung von Biogas betrieben. Ein emissionsärmerer Transport wird im Modell über die Beimischung von regenerativ erzeugten Kraftstoffen simuliert, ohne im Detail zu betrachten, wie diese erzeugt werden oder ob ein Teil der Flotte elektrisch betrieben wird.

4.1 Energieerzeugung (KWK)

Die KWK-Anlage zur Bereitstellung von Dampf und Strom stellt bei weitem den relevantesten Brennstoffverbraucher und CO₂-Emittenten bei der Zuckerherstellung dar. Somit sind die Auswahl des Energieträgers sowie der entsprechenden KWK-Technologie die Schlüsselfragen auf dem Weg zu sinkenden Treibhausgasemissionen in der Zuckerindustrie. Aktuell werden in den Werken überwiegend Erdgaskessel betrieben. Der Dampf wird über Dampfturbinen verstromt sowie als Prozessdampf in verschiedenen Produktionsschritten genutzt. Einige Werke nutzen derzeit Braunkohle- oder Steinkohlekessel zur Dampferzeugung. Eine Nutzung von kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozessen (GuD) findet momentan nur an einzelnen Werken statt. Eine stärkere Anwendung dieser Technologie würde bei den aktuellen Verbrauchsstrukturen nicht wirtschaftlich sein, da sich dadurch nur die Stromkennzahl erhöht. Die Abdeckung des Stromeigenbedarfs der Werke kann momentan jedoch auch bei den verwendeten Dampfturbinenprozessen ausreichend gewährleistet werden. Verschiebt sich das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmebedarf jedoch zukünftig, z. B. im Fall eines verstärkten Einsatzes mechanischer Brüdenkompression, Wärmepumpen oder Verdampfungs-

trocknung, kann der Einsatz von KWK-Technologien mit höherer Stromkennzahl wie GuD-Technologie oder ggf. zukünftig auch Hochtemperaturbrennstoffzellen wirtschaftlich sinnvoll werden.

Eine nennenswerte Treibhausgaseinsparung bis hin zur Treibhausgasneutralität kann jedoch nur erzielt werden, wenn sich in der KWK-Anlage einer der folgenden Energieträger nutzen lässt:

- Biomasse (z. B. Holz oder Nutzung eigener Biomasse)
- Biogas, Biomethan oder synthetisches Gas (fremdbezogen oder aus Vergärung eigener Biomasse)

Alternativ könnte in einem Elektrifizierungspfad der benötigte Prozessdampf über Elektrokessel und in einer weiteren Variante auch Wärmepumpen bereitgestellt werden. Die Eigenerzeugung von Strom entfällt in diesem Fall, da KWK-Anlagen nicht mehr im Einsatz sind.

Aus diesem Grund steht im Fokus der Betrachtung je nach Pfad und Szenario die Entscheidung zugunsten einer Energieerzeugung, die die Nutzung eines der drei aufgeführten Energieträger vorsieht.

Folgende relevante Annahmen werden hinsichtlich der Betrachtung der Energieerzeugung getroffen:

- Die Kessel aller Werke müssen einmal im Betrachtungszeitraum bis 2045 komplett erneuert werden.
- Abhängig vom betrachteten Szenario werden entweder Erdgas-, Biomasse- oder Elektrokessel installiert.
- Bei Erdgas- und Biomassekesseln findet keine relevante Änderung auf Seiten der Stromerzeugung (Dampfturbinen) statt. Die bisherigen Prozesse werden somit beibehalten.
- Bei Elektrokesseln findet keine Stromerzeugung statt. Gleichzeitig wird die Maßnahme Elektrokessel immer in Kombination mit der Maßnahme mechanische Brüdenverdichtung durchgeführt, bei der dann auch die Kosten für einen erforderlichen Ausbau des Netzanschlusses berücksichtigt werden.
- Wärmepumpen werden in dem neuen Pfad 3b: Elektrifizierung II im Szenario THG-Neutralität neben Elektrokesseln installiert. Die Aufteilung der Wärmeerzeugung zwischen beiden Technologien beträgt je 50 Prozent.
- Die Wirtschaftlichkeitsdaten sind nicht unternehmensspezifisch, sondern abgeleitet für einen typischen Kessel mit 60 MW-Leistung. Die anzusetzenden Investitions- und Betriebskosten werden linear auf die tatsächliche Kesselleistung skaliert.

Tabelle 4: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Kesselanlagen⁶

	Erdgas	Biomasse	Elektrokessel	Elektrokessel und Wärmepumpe
Bezugsgröße Kesselleistung	60 MW Kessel			
Investitionskosten	ca. 13,75 Mio. €	ca. 66 Mio. €	ca. 10,8 Mio. €	ca. 36,9 Mio. €
Betriebskosten	ca. 104.000 €/a	ca. 1.200.000 €/a	ca. 62.000 €/a	ca. 62.000 €/a
Abschreibungszeitraum	15 Jahre			

⁶ Kosten auf Basis der Roadmap 2020 - FNR (2014), Prognos (2014), EEB Enerko (2014); angepasst um Inflation und Abschätzungen der Unternehmen.

4.2 Verdampfungstrockner (VDT)

Die Trocknung der nassen Rübenschnitzel zur Vermarktung als Futtermittel wird aktuell bei den Werken überwiegend mit Hochtemperaturtrocknung (HTT), teilweise in Kombination mit Niedertemperaturtrocknung (NTT) durchgeführt oder mit einer Verdampfungstrocknung (VDT). Hochtemperaturtrockner werden direkt mit Brennstoff befeuert. Ein alternatives Verfahren ohne direkte Brennstoffeuerung stellt die Verdampfungstrocknung dar. Bei der Verdampfungstrocknung wird Wasserdampf als Trocknungsgas eingesetzt. Mit Verdampfungstrocknern lässt sich somit der Brennstoffeinsatz verringern, allerdings ist die Nutzung dieser Technologie mit einem erhöhten Strombedarf zumindest gegenüber einer HTT verbunden. Noch wesentlicher ist die Verringerung der Eigenstromerzeugung aus der KWK-Anlage, da für die VDT Dampf auf einer hohen Druckstufe benötigt wird, der somit nicht mehr für die Stromerzeugung in der Turbine zur Verfügung steht. Im Weiteren wird einfachheitshalber die VDT als eine Repräsentantin der verfügbaren Technik weiterverfolgt.

Folgende relevante Annahmen werden hinsichtlich der Betrachtung der VDT getroffen:

- Eine VDT wird als Option nur berücksichtigt, wenn auch zukünftig die Nutzung der Rübenschnitzel auf dem Futtermittelmarkt vorgesehen ist. In den Szenarien mit energetischer Verwertung der Rübenschnitzel wird keine VDT installiert bzw. maximal im Umfang einer noch vorhandenen Futtermittelnutzung.
- Die Wirtschaftlichkeitsdaten werden linear auf die Bezugsgröße „Brennstoffbedarf HTT“ skaliert.

Tabelle 5: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Verdampfungstrockner⁷

	Verdampfungs- trocknung (VDT)
Bezugsgröße Brennstoffbedarf HTT	50.000 MWh/a
Investitionskosten	ca. 15 Mio. €
Strommehrbedarf gegenüber HTT	ca. 900 MWh/a
Stromeinsparung gegenüber der kombinierten HTT und NTT	ca. 1.450 MWh/a
Wegfall Stromerzeugung	ca. 4.750 MWh/a
Abschreibungszeitraum	12 Jahre

Die Investitionskosten hängen wesentlich von den erforderlichen Einbindungskosten eines VDT in die vorhandene Werksinfrastruktur ab, so dass teilweise auch deutlich höhere Investitionskosten resultieren können.

4.3 Mechanische Brüdenverdichtung

Relevante Senkungen des Prozessdampfbedarfs lassen sich mithilfe mechanischer Brüdenverdichtung erzielen. Hierbei werden die anfallenden Dampfbrüden mithilfe elektrischer Kompressoren mechanisch verdichtet und somit auf ein höheres Druckniveau gehoben. Der verdichtete Dampf kann wieder zur Verdampfung genutzt werden, so dass eine Einsparung an frischem Prozessdampf erzielt wird. Die erzielte Dampfeinsparung wird jedoch mit einem gesteigerten Strombedarf erkauft, im Regelfall liegt dieser jedoch deutlich unter der eingesparten Wärmeenergie. Da der gesteigerte Strombedarf im Regelfall nicht von der Eigenerzeugung der KWK-Anlage gedeckt werden kann, ist davon

⁷ Kosten auf Basis der Roadmap 2020 – VDI-Richtlinie 2594 (2015), angepasst um Inflation und Abschätzungen der Unternehmen.

auszugehen, dass mit einer verstärkten Nutzung mechanischer Brüdenverdichtung gleichzeitig ein Ausbau des Netzanschlusses bei den meisten Werken erforderlich ist.

Folgende relevante Annahmen werden hinsichtlich der Betrachtung der mechanischen-Brüdenkompression getroffen:

- Das Verhältnis zwischen Strommehrbedarf und Dampfeinsparung liegt bei 3,5. Das bedeutet ein Strommehrbedarf von 1 MWh führt zu einer Dampfeinsparung von 3,5 MWh.
- Die erzielbare Dampfeinsparung pro Werk liegt bei bis zu 50 Prozent des Gesamtbedarfs. Je nach Szenario erfolgt eine Umsetzung der Brüdenkompression aber nur bis zu einem bestimmten Anteil.
- Die Wirtschaftlichkeitsdaten werden linear auf die erzielbare Dampfeinsparung skaliert.
- Die Umsetzung der mechanischen Brüdenverdichtung ist gleichzeitig mit einem Ausbau des elektrischen Netzanschlusses für jedes Werk verbunden.

Tabelle 6: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung mechanische Brüdenverdichtung⁸

	20 %-Reduktion	50 %-Reduktion
Bezugsgröße Dampfverbrauch Werk	150.000 MWh/a	
Einsparung	30.000 MWh/a	75.000 MWh/a
Mehrbedarf Strom	8.571 MWh/a	21.429 MWh/a
Investitionskosten Brüdenkompression	ca. 8,7 Mio €	ca. 21,75 Mio €
Investitionskosten Netzanschluss	ca. 16 Mio €	
Abschreibungszeitraum	12 Jahre	

4.4 Biogasanlage und -aufbereitung

Die ausgelaugten (entzuckerten) Zuckerrübenschnitzel können alternativ zum Verkauf am Futtermittelmarkt energetisch genutzt werden. Das theoretisch verfügbare energetische Potenzial der Rübenschnitzel ist bei den meisten Werken mehr als ausreichend zur Abdeckung des gesamten eigenen Energiebedarfs. Dies gilt insbesondere dann, wenn ergänzend noch Einsparmaßnahmen zur Senkung des Energiebedarfs umgesetzt werden.

Eine Möglichkeit zur energetischen Nutzung der Rübenschnitzel besteht darin, diese in einer Biogasanlage zu vergären und das anfallende Biogas direkt in den Kesseln zu verbrennen. Aufgrund der typischen Betriebsweise der Zuckerfabrik mit den entsprechenden Kampagnen, müsste die Biogasanlage relativ groß dimensioniert werden, um die während der Kampagne anfallenden Rübenschnitzel direkt vergären zu können. Gleichzeitig müsste sichergestellt sein, dass die bereitgestellte Biogasmenge ausreicht, um die Lastspitzen während der Rübenkampagne abzudecken. Eine solche Dimensionierung ist hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit ungünstig, da die Biogasanlagen auf das Jahr betrachtet nur mit relativ geringen Vollbenutzungsstunden betrieben werden. Eine sinnvolle und eine Form der Sektorkopplung darstellende Alternative besteht deshalb darin, das Biogas aufzubereiten und als Biomethan in das Erdgasnetz einzuspeisen. In diesem Fall kann die Anlage so dimensioniert werden, dass die anfallenden Rübenschnitzel als Silage gleichmäßig über das Jahr verteilt vergoren werden und die Anlage somit zu hohen Benutzungsstunden kommt. Dies würde dazu führen, dass zwar für die Leistungsspitzen in

⁸ Kosten auf Basis der Roadmap 2020 – DBFZ (2016), angepasst um Inflation und Abschätzungen der Unternehmen.

der Rübenkampagne nicht genügend selbsterzeugtes Biogas bzw. Biomethan zur Verfügung steht. Bilanziell über das Jahr betrachtet könnte jedoch sichergestellt werden, dass mindestens die Menge an Biomethan eingespeist wird, die im Werk verbraucht wird.

Folgende relevante Annahmen werden hinsichtlich der Betrachtung der Biogasanlage getroffen:

- Die Biogasanlage wird so dimensioniert, dass der Gasbedarf über das Jahr betrachtet bilanziell gedeckt werden kann.
- Die Biogasanlage wird mit einer Aufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz verbunden.
- Der Biogasertrag wird abgeschätzt auf Basis der verfügbaren Menge an Rübenschnitzel umgerechnet auf Trockensubstanz. Der Biogasertrag wird mit 840 l/kg oTS abgeschätzt, der Anteil organischer Trockensubstanz wird mit 90 Prozent angesetzt.⁹
- Die Wirtschaftlichkeitsdaten sind abgeleitet für eine typische Anlage mit einer Rohgasleistung von 2.564 m³/h. Die anzusetzenden Investitions- und Betriebskosten werden linear auf die tatsächliche Kesselleistung skaliert.

Tabelle 7: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Biogasanlagen¹⁰

	Biogasanlage mit Aufbereitung
Bezugsgröße Rohgasleistung	2.564 m ³ /h (entspricht ca. 130.000 MWh/a Rohgasertrag)
Investitionskosten	ca. 33 Mio. €
Betriebskosten ohne Strom	ca. 1,8 Mio. €/a
Strombedarf	ca. 12.500 MWh/a
Abschreibungszeitraum	16 Jahre

4.5 Umrüstung Kalkofen

Die Kalköfen der Zuckerfabriken werden üblicherweise mit Steinkohlenkoks oder Anthrazit betrieben. Einzelne Werke haben in der Vergangenheit die Öfen so umgerüstet, dass diese mit Erdgas betrieben werden können. Allerdings ist der Einsatz von Erdgas mit einem um ca. 20 Prozent höheren Brennstoffbedarf verbunden. Trotz dieser Steigerung im Brennstoffbedarf wird in den Pfaden zum Erreichen der Treibhausgasneutralität davon ausgegangen, dass die Kalköfen auf Erdgas umgestellt werden und mit Biogas oder Biomethan betrieben werden.

Tabelle 8: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Kalkofen¹¹

	Kalkofen
Investitionskosten	ca. 5,5 Mio €
Brennstoffbedarf bezogen auf Einsatz von Steinkohlenkoks	ca. 120 %
Abschreibungszeitraum	12 Jahre

⁹ B Linke et al. 2006: Biogas in der Landwirtschaft, Leitfaden für Landwirte und Investoren

¹⁰ Kosten auf Basis der Roadmap 2020 – KTBL (2020), angepasst um Inflation und Abschätzungen der Unternehmen

¹¹ Abschätzungen der beteiligten Unternehmen

5 Ergänzende Kurzanalysen zu Potenzialen anderer Dekarbonisierungsoptionen

Die Diskussion zur Transformation der Industrie hat sich seit der Veröffentlichung der ersten Roadmap 2020 weiterentwickelt. Bestimmte Technologien und Dekarbonisierungsoptionen stehen nun mehr im Fokus – die politische und fachliche Diskussion hat sich weiterentwickelt und teils sind auch politische Ziele und Gesetzgebung fortgeschrieben. Diese Roadmap nimmt nicht alle Optionen in die Modellierung auf, denn wie sich im Folgenden zeigt, sind nicht alle von ihnen gangbare Wege für die Zuckerindustrie. Dennoch wird dieser Abschnitt weitere Optionen betrachten und ihre Potentiale, Vor- und Nachteile diskutieren.

Diese Optionen sind: grüner Wasserstoff und darauf basierende Derivate, Hochtemperaturwärmepumpen (auch in Pfad 3b: Elektrifizierung II betrachtet), Abscheidung von Kohlenstoffdioxid sowie die Eigenerzeugung erneuerbaren Stroms.

5.1 Verwendung von Wasserstoff und Derivaten

Grüner Wasserstoff hat sich in den vergangenen Jahren als fester Bestandteil der Energiewende und industriellen Transformation etabliert. Er dient als molekularer Langzeitspeicher für erneuerbaren Strom, Schlüsselressource für grünen Stahl und ist Ausgangsstoff für eine Reihe von Derivaten wie Ammoniak, die in der chemischen Industrie zum Einsatz kommen können. Auch stellt er die Grundlage für synthetische Kraftstoffe dar, welche für die Dekarbonisierung von Schwertransporten und des Flugverkehrs eine wichtige Rolle spielen. Auch synthetisches (grünes) Methan kann aus grünem Wasserstoff hergestellt werden.

Aktuell und auch in den kommenden Jahren wird grüner Wasserstoff allerdings nur in geringen Mengen verfügbar sein. Zudem werden die zur Wasserstoffproduktion verfügbaren Überschüsse an erneuerbarem Strom in Deutschland nicht ausreichend sein, um den inländischen Bedarf zu decken, was Importe erforderlich machen wird. Deswegen erwartet eine Vielzahl von Studien, dass grüner Wasserstoff auf absehbare Zeit teuer sein wird, solange die Produktion und globale Lieferketten noch im Aufbau sind. Die genauen Kosten für Wasserstoff sind noch nicht mit Sicherheit abschätzbar und variieren zudem je nach Herkunftsland und Transportmodus. Die Verfügbarkeit grünen Stroms am Erzeugungsort ist ein wichtiger Kostenfaktor. Ein weiterer wichtiger Faktor sind die Transportkosten. Bei den Transportmodi sind vor allem die Schiffe (höhere Transportkosten aber flexible Bezugsquellen) und Pipelines (geringe Transportkosten, aufwändiger Aufbau) von Relevanz. Die folgende Tabelle fasst die Schätzungen aus einigen aktuellen Studien zusammen.

Tabelle 9: Übersicht zu Schätzungen verschiedener Studien zu zukünftigen Kosten für Wasserstoff

Studie:	Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland (Bähr et al., 2023)	Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO ₂ -neutrale Transformation (Wuppertal Institut, 2023)	Site-specific, Comparative Analysis for Suitable Power-to-X Pathways and Products in Developing and Emerging Countries (Fraunhofer Institut, 2023)
Kostenschätzung (€/MWh)	Importkosten aus sieben Ländern, Kosten H ₂ aus Deutschland:	H ₂ -Produktion in DEU mittelfristig 70-130 €/MWh, längerfristig 70-90 €/MWh	Produktionskostenspannen für 12 Länder weltweit

	2030: 60-150 €/MWh 2045: 60-110 €/MWh	Import Schiff: 2030: 90-210 €/MWh 2050: 70-110 €/MWh	Flüssig-H2 via Schiff: 2030: 171-313 €/MWh
		Import Pipeline: 2030: 50-150 €/MWh 2050: 40-120 €/MWh	Gasförmiges H2 via Pipeline (Maghreb, Spanien, Ukraine): 2030: 137-166 €/MWh

Aus diesen Quellen lassen sich folgende Kostenspannen ableiten:

Tabelle 10: Aus Studien abgeleitete Kosten für Wasserstoff in den Jahren 2030 und 2045

Wasserstoff aus Deutschland/EU:	Wasserstoffimporte via Pipeline:	Wasserstoffimporte via Schiff:
2030: 130 €/MWh	2030: 150 €/MWh	2030: 210 €/MWh
2045: 90 €/MWh	2045: 110 €/MWh	2045: 110 €/MWh

Diese Kosten sind voraussichtlich mindestens bis Mitte der 2030er Jahre erheblich und stellen noch nicht den finalen Preis dar, den Verwender in Deutschland dann bezahlen würden. Daraus folgt, dass grüner Wasserstoff aufgrund seiner Knappheit und hohen Kosten zunächst nur an den Stellen zur Anwendung kommen sollte, wo es keine oder wenige Alternativen gibt. Dies trifft für die Zuckerindustrie nicht zu, der mehrere Treibhausgasneutralitätspfade zur Verfügung stehen. Angesichts langfristiger möglicher niedrigerer Preise und besserer Verfügbarkeit könnte grüner Wasserstoff jedoch Teil der Lösung sein.

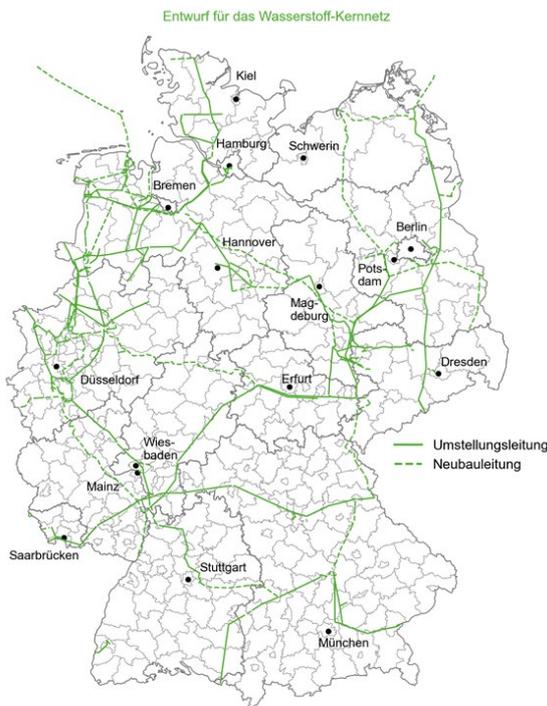


Abbildung 4: Das deutsche Wasserstoffkernnetz (Entwurf), Quelle: FNB Gas

Auch der Aufbau der wichtigen Transportinfrastruktur für Wasserstoff wird noch Jahre in Anspruch nehmen. Bei der Errichtung des Wasserstoffkernnetzes ist fraglich, ob es eine realistische und wirtschaftliche Anschlussperspektive für die Zuckerindustrie gibt. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Lageorten der Produktionsstätten lässt sich keine allgemeine Aussage treffen, jedoch ist klar erkennbar, dass ein zeitnaher Anschluss an ein Wasserstoffnetz für viele Standorte ohnehin nicht realistisch wäre.

Deswegen wird der Einsatz von Wasserstoff oder darauf basierender Derivate in dieser Roadmap nicht gesondert modelliert. Jedoch kam bereits in der Roadmap im Jahr 2020

synthetischer Kraftstoff zur Dekarbonisierung des Transportverkehrs in der Zuckerindustrie zum Einsatz. Dies ist auch in dieser aktualisierten Fassung der Roadmap der Fall.

5.2 Umrüstung auf Wärmepumpen

Wärmepumpen sind eine hocheffiziente Technologie zur Elektrifizierung der Wärmeversorgung, die in den vergangenen Jahren zunehmend breite Beachtung finden. Sie sind geeignet, Wärme im Niedertemperaturbereich zur Verfügung zu stellen. Aktuelle Hochtemperaturwärmepumpen können Prozesswärme im Bereich 120-160 °C zur Verfügung stellen. Prototypen für den Temperaturbereich 180-200 °C existieren, so dass hier weitere Fortschritte zu erwarten sind.

Während ihre hohe Effizienz ein Vorteil von Wärmepumpen ist und längerfristig starke Energie- und damit Kosteneinsparungen gegenüber anderen Technologien ermöglicht, sind die vergleichsweise höheren Investitionskosten, die mit der Umrüstung verbunden sind, ein Nachteil. Zudem erfordert eine Umrüstung in bestehenden Anlagen auch umfassendere Umstellungen im gesamten Produktionsprozess, was die Kosten zusätzlich erhöht.

Um diese wichtige Technologie in den Vergleich der Dekarbonisierungsoptionen aufzunehmen, ist in dieser aktualisierten Fassung der Roadmap im Szenario THG-Neutralität ein zusätzlicher Elektrifizierungspfad (Elektrifizierung II), welcher eine hälftige Aufteilung der Wärmeherzeugung zwischen Elektrokesseln und Wärmepumpen annimmt, explizit aufgenommen. Dieser lässt Rückschlüsse über die Wirkung von Wärmepumpen auf Stromverbrauch, Investitionskosten und jährliche energiebezogene Kosten zu. In der Praxis sind auch hybride Ansätze denkbar, die Biomasse oder Biogas und Wärmepumpen kombinieren. Diese werden jedoch nicht gesondert modelliert. Die Rückschlüsse aus dem Pfad 3b: Elektrifizierung II können jedoch auch auf solche Ansätze angewendet werden.

5.3 Abscheidung von Kohlenstoffdioxid

Seit der ersten Fassung der Roadmap im Jahr 2020 hat sich die Diskussion zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid in Deutschland stark weiterentwickelt und zum Zeitpunkt der Finalisierung dieser aktualisierten Fassung (Anfang 2024) ist die Diskussion weiter im Gange. Zunehmend Konsens ist, dass zur Erreichung des Klimaziels von Deutschland und des 1,5 °C-Ziels weltweit ein erhebliches Maß an Kohlenstoffdioxidabscheidung und auch negativen Emissionen notwendig sein wird.

Kohlenstoffdioxidabscheidung und Einspeicherung, auch Carbon Capture and Storage (CCS) genannt, wird hier verstanden als Abscheidung und langfristige Einspeicherung von CO₂ aus fossilen Verbrennungsprozessen oder Prozessemissionen (also an der Emissionsquelle) und wird als Emissionsminderung betrachtet. Die langfristige Einspeicherung von CO₂ erfolgt in geeigneten unterirdischen geologischen Formationen, wo das CO₂ mineralisiert und nicht mehr austreten kann, oder möglicherweise in Werkstoffen.

Negative Emissionen werden hier verstanden als die Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre, welcher eine langfristige Einspeicherung des abgeschiedenen CO₂ folgt. Da hiermit nicht nur, wie bei CCS, vermieden wird, dass neues CO₂ in die Atmosphäre gelangt, sondern auch die CO₂-Menge in der Atmosphäre reduziert wird, spricht man von negativen Emissionen.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Roadmap ist die öffentliche Debatte zu diesem Thema noch nicht abgeschlossen, namentlich liegt die „Carbon Management Strategie“ der Bundesregierung noch nicht vor. Auch die Setzung des erforderlichen regulatorischen Rahmens und wichtige politische Entscheidungen, etwa zu zulässigen Prozessen und Quellen, Transport, Einspeicherung, Infrastrukturaufbau und Förderung, stehen noch aus. Dennoch lassen sich aus Sicht der Zuckerindustrie bereits einige Aussagen zu diesem Thema treffen.

Bereits jetzt scheint klar, dass die Abscheidung und Einspeicherung von Kohlenstoffdioxid als reine Minderungsoption wahrscheinlich auf jene Emissionen beschränkt sein wird, die

aus technischer, wirtschaftlicher – und möglicherweise gesellschaftlicher – Sicht schwer oder nicht vermeidbar sind. Wie bereits in der ersten Fassung dieser Roadmap 2020 klar wurde, bestehen für die Zuckerproduktion mehrere alternative Dekarbonisierungsoptionen, die technisch machbar und wirtschaftlich umsetzbar sind. Dementsprechend wird diese Option nicht als Minderungsoption für die Zuckerproduktion gesehen.

Jedoch könnte die Zuckerindustrie über Potentiale für die Schaffung negativer Emissionen über **Bioenergy and Carbon Capture and Storage (BECCS)** bzw. **Bioenergy and Carbon Capture and Utilisation (BECCU)** verfügen. Bei diesem Verfahren wird das bei der Verbrennung von Biogas oder Biomasse freiwerdende biogene CO₂, welches zuvor durch Biomasse der Atmosphäre entzogen wurde, eingespeichert bzw. zur Herstellung von Produkten verwendet, für die bislang fossiler Kohlenstoff verwendet wurde (Kohlenstoffkreislaufwirtschaft). Somit wird aus diesen CO₂-neutralen Verbrennungsprozessen eine negative Emissionsquelle, nachhaltige Produktion des Biogases oder der Biomasse vorausgesetzt. Diese Option bestünde theoretisch für die in der Roadmap betrachteten Treibhausgasneutralitätspfade auf Basis von Biogas und Biomasse. Diese Potentiale werden im Folgenden näherungsweise und grob anhand des Biogaspfades abgeschätzt, sowohl was den Umfang der negativen Emissionen anbelangt als auch die damit verbundenen Kosten.

5.3.1 Negative Emissionspotentiale anhand des Beispiels Biogas

Für ein fiktives Werk mit einem angenommenen Biogasverbrauch von 100.000 MWh/a, dessen Kesselabgase gänzlich in einer Anlage zur CO₂-Abscheidung verwertet würden, läge bei einem Emissionsfaktor für Biomethan von (biogenen) 0,2016 t CO₂/MWh und einer Abscheidungsrate von 90 Prozent das theoretische Abscheidungspotenzial bei 18.144 t CO₂ pro Jahr. Die Größenordnung dieses Werks entspricht in etwa der in den Annahmen hinterlegten Referenzleistung eines Kessels von 60 MW.

Zusätzlich fällt bereits bei der Aufbereitung von Biogas in Biomethan CO₂ an. Der Bundesverband Bioenergie beziffert diese Menge auf 150 kg CO₂/MWh.¹² Unter der Annahme, dass ein Werk mit einer Biogasaufbereitungsanlage 90 Prozent des Eigenbedarfs bilanziell über das Jahr gerechnet deckt (entspricht dem Ergebnis der Gesamtindustrie für das Jahr 2045), fallen bei 90 Prozent Abscheidungsrate in dem Beispiel nochmals 12.150 t CO₂ pro Jahr als theoretisch abscheidbares Potenzial an. Das Gesamtabcheidungs potenzial dieser Beispielanlage läge also bei knapp 30.000 t CO₂/a.

Im Biogaspfad ergibt sich für die gesamte Zuckerindustrie im Jahr 2045 ein Biogasverbrauch von rund 5.000.000 MWh. Mit der zuvor genannten Abscheidungsrate und Emissionsfaktor ergibt sich ein theoretisches Potential von 900.000 t CO₂. Rechnet man auch hier mit 90 Prozent bilanzieller Selbstversorgung über eigenes Biogas, ergibt sich bei 90 Prozent Abscheidung des CO₂ aus der Gasaufbereitung ein zusätzliches Potential von 621.000 t CO₂ pro Jahr. Das theoretische Gesamtpotenzial für die Industrie läge somit bei circa 1,5 Mio. t CO₂ an negativen Emissionen pro Jahr. Dass dieses ausgeschöpft wird, ist unwahrscheinlich, da Kosten oder Standortfaktoren die Installation von CO₂-Abscheidungssystemen wahrscheinlich an vielen Orten unattraktiv machen werden. Für BECCU könnte sich dies anders darstellen, da hier mit CO₂ eine Wertschöpfung erfolgt.

5.3.2 Wirtschaftliche Betrachtung BECCS

Aufgrund der noch geringen Anwendungshäufigkeit und Marktreife von BECCS variieren die Kostenschätzungen stark. Zu unterscheiden sind grundsätzlich Kosten für die Abscheidung vor Ort, den Transport des abgeschiedenen CO₂ und die Einspeicherung.

¹² Seeger Engineering GmbH (2023): CO₂-Abscheidung: Potenzial aus Biomasseanlagen. Kurzstudie zur Potenzialabschätzung für die CO₂-Abscheidung in Biomasseanlagen (Holzenergie-, Biogas- und Biokraftstoffanlagen) in Deutschland. Erstellt für: Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE).

Diese Kosten können stark variieren. So hängen die Transportkosten von der Transportentfernung und dem Transportmodus (z. B. Frachtzug oder Pipeline) ab.

Die Internationale Energieagentur (IEA; 2020) schätzt die Kosten für BECCS in der Industrie auf 72-77 €/t CO₂.¹³ Der Bundesverband Erdöl, Erdgas und Geoenergie schätzt die Gesamtkosten für Abscheidung, Transport, Speicherung in verschiedenen Szenarien (minimale, mittlere, maximale Kosten; nicht BECCS-spezifisch) im Bereich 130-230 €/t CO₂ ein. Für die Abscheidung fallen hierbei 105-120 €/t CO₂ an, für den Transport 10-50 €/t CO₂ und für die Speicherung 10-60 €/t CO₂.¹⁴ Smith et al. (2023) geben für die Kosten für BECCS die breite Spanne von 14-365€/ tCO₂ an.¹⁵

Hieraus lässt sich ableiten, dass die Kosten für BECCS sich nicht allgemein auf einen Wert festlegen lassen, sondern vielmehr standortabhängig sind. Dennoch scheinen Kosten von mindestens 130 €/t CO₂ allgemein realistisch und noch höhere Kosten sind wahrscheinlich.

Legt man diese Werte an die oben für den Biogaspfad errechneten Werte an, so wäre die Abscheidung von 30.000 t CO₂/a bei dem Beispielwerk mit Kosten von 2,16-2,31 Mio. €/a verbunden, wenn man die Kostenschätzung der IEA anlegt. Bei der höheren Kostenschätzung von 130 €/t lägen diese Kosten bei 3,9 Mio. €/a.

Die Kosten für die Gesamtindustrie lägen bei der vollständigen Ausschöpfung des Abscheidungspotenzials im Biogaspfad bei 108-115 Mio. €/a bzw. 195 Mio. €/a.

Diese Berechnungen stellen lediglich eine grobe Näherung an die möglichen Kostendimensionen dar. Für eine vertiefte Betrachtung der Kosten wären wesentlich genauere Betrachtungen je nach Standort und eine genauere Aufschlüsselung in Investitions- und Betriebskosten notwendig.

Aktuell stehen die marktlichen Rahmenbedingungen für Negativemissionen noch nicht fest. Falls die Verwendung von BECCS gewünscht ist, müssten hierfür Anreize geschaffen werden. In jedem Fall wäre eine Entscheidung für BECCS in einem Werk sehr folgenreich, da es die Verwendung von Biogas oder Biomasse festschreiben würde und umfangreiche weitere Investitionen erfordern würde, die in dem Vertrauen getätigt werden müssten, dass die marktlichen Rahmenbedingungen eine angemessene Vergütung für negative Emissionen dauerhaft ermöglichen werden. Des Weiteren müsste Infrastruktur für einen CO₂-Transport zu wirtschaftlichen Kosten geschaffen werden.

¹³ Current cost of CO₂ capture for carbon removal technologies by sector. IEA, 24 September 2020.

¹⁴ Vortrag des BVEG beim Forum für Zukunftsenergien in Berlin am 13.12.2023.

¹⁵ Smith et al. (2023): The State of Carbon Dioxide Removal. 1st Edition.

<https://static1.squarespace.com/static/633458017a1ae214f3772c76/t/64d2223cab34856349188e07/1691492940765/SoCDR-1st-edition-2023-V9.pdf> (online abgerufen am 29.01.2024)

5.3.3 Zugang zu Transportinfrastruktur



Abbildung 5 CO₂-Startnetz (Quelle: OGE)

Die Transportinfrastruktur für CO₂ würde eine entscheidende Rolle bei der Frage spielen, ob BECCS in der Zuckerindustrie zum Einsatz kommt. Mit dem CO₂-Startnetz zeichnet sich bereits die Gestalt einer ersten Transportinfrastruktur ab, jedoch zielt diese nicht auf die Zuckerproduktion, so dass die Zugangsperspektive und Anschlusskosten noch unklar sind. Für einige Zuckerwerke könnte durch die Nähe zum Startnetz die Möglichkeit zum Anschluss bestehen, während für weiter entfernte Werke diese Perspektive zunächst weniger wahrscheinlich wirkt. Zudem stellt sich aktuell noch die Frage, ob der mögliche Anschluss von Zuckerwerken an die Infrastruktur auch zum Zwecke negativer Emissionen politisch gewünscht ist.

In dem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass für einzelne Standorte der Branche auch andere Transportmodi nutzbar sein könnten, insbesondere der Transport von

CO₂ per Bahn.

5.4 Eigenerzeugung erneuerbaren Stroms

Die Eigenerzeugung erneuerbaren Stroms oder die Abnahme von erneuerbarem Strom über Power Purchasing Agreements hat in den vergangenen Jahren eine prominentere Rolle eingenommen. Im Folgenden werden die Implikationen für die Zuckerindustrie diskutiert. Hierbei wird insbesondere auf die beiden Elektrifizierungspfade (3a und 3b) Bezug genommen.

In diesem Kontext ist die Saisonalität der Zuckerproduktion zu beachten: Der Schwerpunkt der Kampagnen liegt im Spätsommer und Winter. Dies ist auch im Zusammenhang mit saisonalen Schwankungen bei der Erzeugung erneuerbaren Stroms zu beachten. Photovoltaikanlagen produzieren in Deutschland den meisten Strom im Sommer, während die Windenergie im Herbst und Winter die höchsten Kapazitätsfaktoren (Verhältnis produzierter Strommenge zu installierter Leistung) erreicht. Dieses Muster ist bei Windenergie auf See etwas schwächer ausgeprägt als an Land.

Der Strombedarf ist während des Kampagnenbetriebs konstant hoch und weist nur geringe Flexibilität auf. Dies spiegelt sich auch in der aktuell hohen Eigenversorgung mit Strom und Wärme aus KWK-Anlagen wider. Somit ist eine zeitlich deckungsgleiche Versorgung mit erneuerbaren Energien nicht realistisch. In der Folge soll jedoch näherungsweise betrachtet werden, welche Flächen und welche installierte Leistung an erneuerbaren Erzeugungstechnologien notwendig wäre, um den Strombedarf der beiden Elektrifizierungspfade bilanziell über das Jahr zu decken. Denkbar ist hier beispielsweise der Bezug von Grünstrom über Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements, PPA). Dies könnte perspektivisch möglicherweise teils auf bestehenden Geschäftsbeziehungen zu Rübenlieferanten aufbauen, falls diese Agri-Photovoltaikanlagen oder Windenergieanlagen auf ihrem Land errichten. Je nach Standort wäre auch die Errichtung von Anlagen in der unmittelbaren Nähe und direkter Verbindung zur Zuckerfabrik theoretisch denkbar, falls Kosten und Aufwand der Projektentwicklung vertretbar sind und die direkte Eigenversorgung Kostenvorteile gegenüber dem Bezug durch PPA aufweist.

Als Grundlage zur Ermittlung der installierten Leistung dienen die für Deutschland durch die AG Energiebilanzen ermittelten Kapazitätsfaktoren für Windenergie an Land und

Photovoltaik im Jahr 2022. Als Grundlage für die Schätzung der Flächenbedarfe der Photovoltaik dient Fraunhofer (2023)¹⁶. Für den Flächenbedarf der Windenergie dient Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (2022)¹⁷ als Grundlage. Als Maß für den Flächenbedarf der Windenergie wird die mittlere Leistungsdichte in Deutschland herangezogen. Die tatsächlich durch Windenergieanlagen versiegelte Fläche ist weitaus geringer (ca. 3 Prozent), die Fläche ergibt sich aus den Abständen zwischen den Anlagen und jeweils verschiedenen lokalen Gegebenheiten, welche die Anordnung von Anlagen beeinflussen.

Tabelle 11: Kapazitätsfaktoren und Flächenbedarfe von Photovoltaik und Windkraft an Land in Deutschland

Durchschnittlicher Kapazitätsfaktor Photovoltaik in Deutschland 2022	11 %
Angenommener Ertrag (MWh) pro Hektar Anlagenfläche (ha) und Jahr (a)	Freiflächenanlage: 980 MWh/ha/a Agrivoltaik: 600 MWh/ha/a
Durchschnittlicher Kapazitätsfaktor Windenergie an Land in Deutschland 2022	20,25 %
Mittlere Leistungsdichte Windenergie (MW/km ²)	29,3 MW/km ²

Folgende Tabelle listet die Strombedarfe der beiden Elektrifizierungspfade auf und setzt sie in Bezug zu der jeweils erforderlichen Leistung und Fläche an Photovoltaik und Windenergie, um diesen Bedarf zu decken (jeweils berechnet für die hundertprozentige Deckung des Bedarfs aus einer Erzeugungstechnologie).

Tabelle 12: Angenäherte Flächen- und Kapazitätsbedarfe für Photovoltaik und Windkraft, um Strombedarfe in Elektrifizierungspfaden zu decken

Bedarf an Fläche und installierter Leistung zur Deckung des erneuerbaren Strombedarfs nach Pfad	
Strombedarf Elektrifizierungspfad I	3.800.000 MWh
Notwendige installierte Leistung (Photovoltaik ODER Wind)	Photovoltaik: 4 GW ODER Wind: 2,17 GW
Notwendige Fläche (Photovoltaik ODER Wind)	3878 ha (versiegelt, Freiflächen-PV) ODER 6333 ha (Agri-PV) ODER 74,1 km ² bzw. 7400 ha, davon ca. 220 ha versiegelt (Wind)
Strombedarf Elektrifizierungspfad II	3.100.000 MWh
Notwendige installierte Leistung (Photovoltaik ODER Wind)	Photovoltaik: 3,3 GW ODER Wind: 1,77 GW
Notwendige (versiegelte) Fläche (Photovoltaik ODER Wind)	3656 ha (PV) ODER 60,4 km ² bzw. 6040 ha, wovon ca. 190 ha versiegelt (Wind)

Dieses Rechenbeispiel zeigt, dass der Flächenbedarf direkter, standortnaher Eigen-erzeugung erneuerbarer Energien zu groß wäre, um realisierbar zu sein, von Investitionsbedarfen ganz abgesehen. Sie bietet jedoch einen Anhaltspunkt für mögliche landesweite Zubaubedarfe, die aus einer Elektrifizierung der Zuckerproduktion resultieren würden. Standortabhängig sind individuelle Lösungen mit Gebäude- und Flächen-

¹⁶ Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Harry Wirth, Fraunhofer ISE, Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 20.12.2023

¹⁷ 2 % der Landesfläche für Windenergie: ein geeignetes Maß? Stephan Kigle, Fabian Jetter, Michael Ebner, Tobias Schmid. FfE Discussion-Paper 2022-01 vom 24.02.2022

photovoltaik und möglicherweise Windturbinen jedoch denkbar, um zumindest einen Teil des Strombedarfs zu decken.

6 Basisniveau

6.1 Energieeinsatz und -träger

Die Gesamtmenge der eingesetzten Energieträger der deutschen Zuckerindustrie beträgt im Basisfall etwa 7,9 TWh pro Jahr.

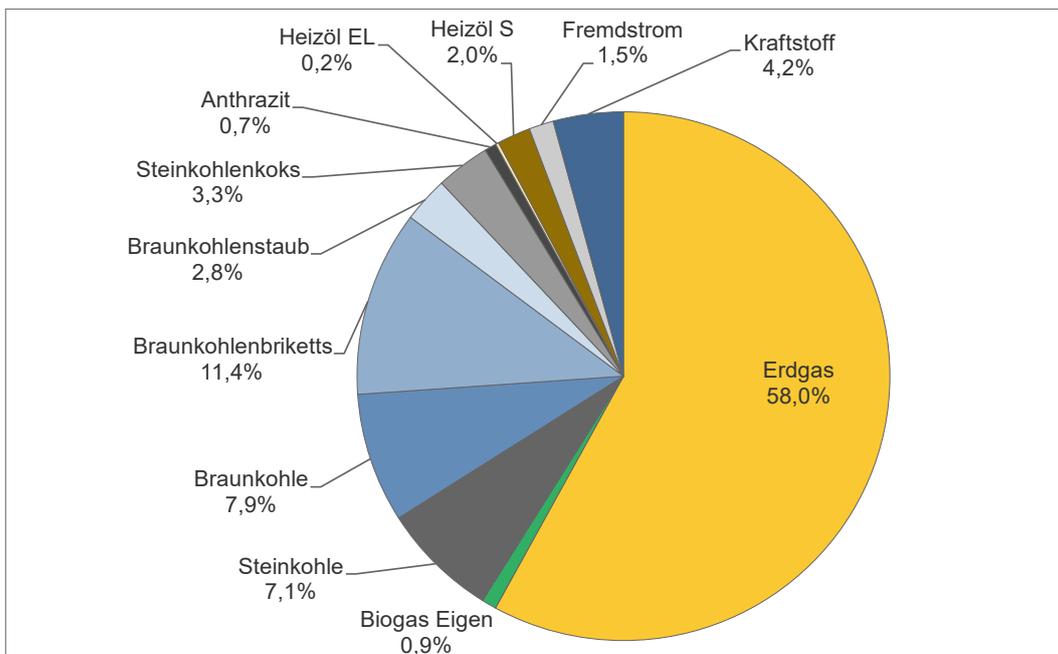


Abbildung 6: Anteil eingesetzter Energieträger im Basiszeitraum

Der überwiegende Anteil von 58 Prozent oder knapp 4,6 TWh entfällt dabei auf den Energieträger Erdgas. Erdgas wird dabei sowohl in den KWK-Anlagen als auch zur Schnitzeltrocknung eingesetzt. In geringen Mengen wird Erdgas auch bereits zur Befuerung von Kalköfen verwendet. Mit insgesamt gut 1,7 TWh oder 22 Prozent sind die unterschiedlichen Braunkohleformen der aktuell zweitwichtigste Energieträger. Neben der Energieerzeugung wird insbesondere Braunkohlenstaub auch zur Schnitzeltrocknung eingesetzt. Es folgen ca. 660 GWh Steinkohleneinsatz zur Energieerzeugung. Der Kraftstoff für den Rübentransport schlägt mit etwa 330 GWh zu Buche und liegt damit knapp vor dem kombinierten Brennstoffeinsatz aus Steinkohlenkoks und Anthrazit von 310 GWh für die Kalköfen. Von Heizöl S werden 160 GWh eingesetzt, während nur ca. 15 GWh auf Heizöl EL entfallen. Der Fremdstrombezug von knapp 120 GWh spielt im Basisfall eine eher untergeordnete Rolle. Etwa 70 GWh Biogas werden bereits mitverfeuert, dieses Gas wird im Zuge der Abwasserbehandlung gewonnen.

6.2 Emissionen und ihre Verteilung auf die Energieträger

Insgesamt verursachen die eingesetzten Energieträger jährliche Emissionen in Höhe von knapp 2,1 Mio. t CO₂. Aufgrund der unterschiedlichen Emissionsfaktoren verschiebt sich natürlich die Verteilung auf die Energieträger im Vergleich zum Einsatz.

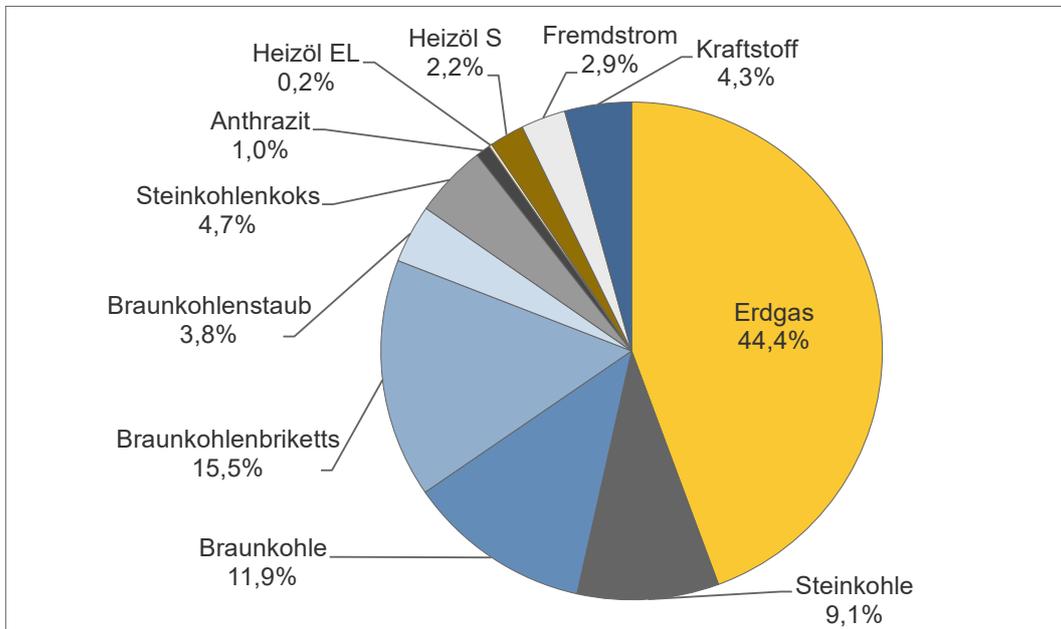


Abbildung 7: Aufteilung der CO₂-Emissionen auf die eingesetzten Energieträger im Basiszeitraum

Erdgas hat unter den fossilen Energieträgern den geringsten THG-Emissionsfaktor. Wenig überraschend ist daher der Anteil der Emissionen aus dem Erdgaseinsatz an den Gesamtemissionen deutlich geringer als beim Energieeinsatz. Der Anteil liegt 13 Prozent niedriger und Erdgas ist damit für weniger als die Hälfte der verursachten Emissionen verantwortlich. Dagegen dreht sich das Bild bei der Kohle. Stein- und Braunkohle verursachen gemeinsam ca. 40 Prozent der Emissionen der Zuckerindustrie, wohingegen sie nur für gut 29 Prozent des Energieeinsatzes stehen. Die Reduktion des Kohleeinsatzes in der Energieerzeugung und Schnitzeltrocknung hat damit einen großen Effekt auf die Minderung der Emissionen. Auch die Bedeutung von Steinkohlenkoks und Anthrazit steigt bei der Betrachtung der Emissionen. Insgesamt sind sie zwar nur für 0,12 Mio. t CO₂ verantwortlich, allerdings ist die Umstellung des Kalkofens auf andere Brennstoffe schwierig, weshalb die Reduzierung dieser Emissionen mit einem relativ hohen Aufwand verbunden ist. Der Anteil von Kraftstoff und des Heizöls an den Emissionen bleibt etwa gleich zum Energieeinsatz. Beim Fremdstrom ist der Anteil an den Emissionen aufgrund des hohen Emissionsfaktors im Basiszeitraum größer als der Anteil bei den Energieträgern.

6.3 Betrachtete Kosten im Basiszeitraum

Der überwiegende Anteil von rund 88 Prozent der betrachteten Kosten entfällt in der Ausgangssituation auf die Energieträger. Hierfür fallen 415 Mio. € an. Über die Hälfte davon macht das Erdgas aus. Mit etwa 50 Mio. € liegen die Kraftstoffe unter den Energieträgern an zweiter Stelle, bedingt durch den hohen spezifischen Preis. Dies ist zwar zum Teil auf konservative Annahmen zur Anlieferstrecke zurückzuführen, aber dennoch nicht vernachlässigbar. Emissionsseitig spielen die Kraftstoffe zwar kaum eine Rolle, aber wenn die Dekarbonisierung des Transportwesens mit hohen Kosten verbunden ist, wird das auch für die Zuckerindustrie spürbar sein. Ähnlich wie bei den Kraftstoffen sorgt der hohe Strompreis dafür, dass der Fremdstrom bei den Kosten eine deutlich prominentere Rolle spielt. Die hohen Bezugskosten sind auch derzeit das maßgebliche Hemmnis für eine ausgeprägtere Elektrifizierung der Prozesse.

Zusätzlich entstehen durch den Brennstoffeinsatz noch CO₂-Kosten in Höhe von 48 Mio. €. Die Emissionen der Kraftstoffe unterliegen über das BEHG seit 2021 einem CO₂-Preis, der im Basiszeitraum noch nicht bestand.

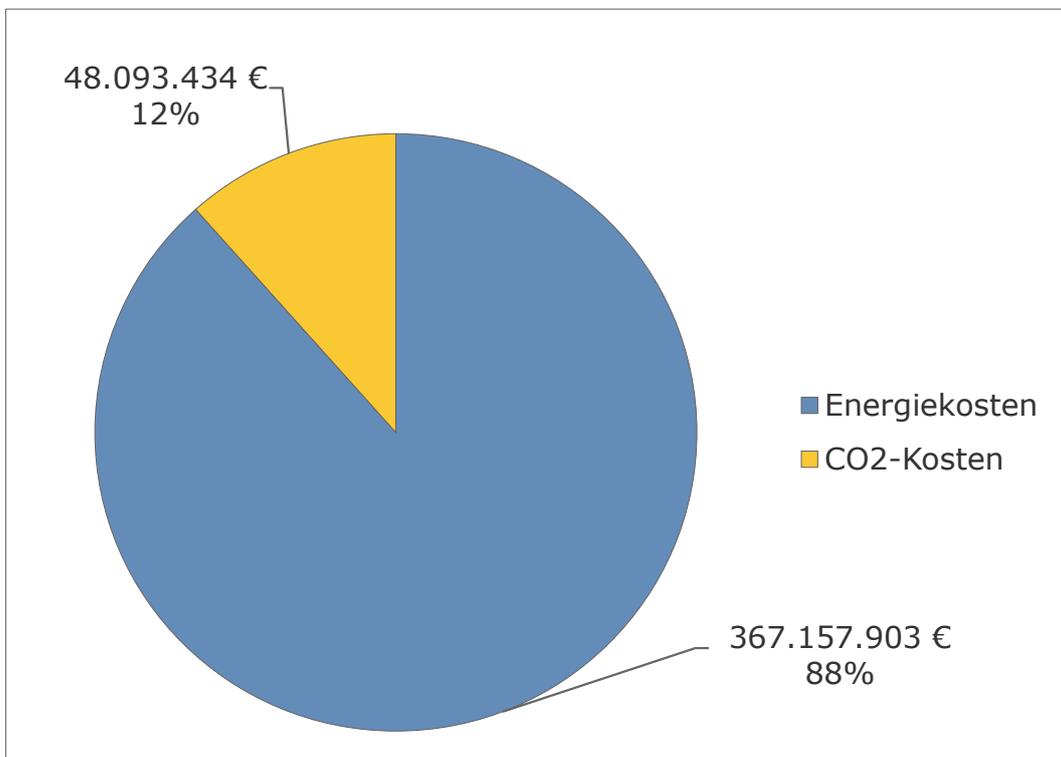


Abbildung 8: Verhältnis zwischen Energiekosten und CO₂-Kosten im Basiszeitraum

Im Basisniveau überwiegt damit die Bedeutung der direkten Energiekosten gegenüber den CO₂-Kosten deutlich. Komplettiert werden die Basiskosten noch von Betriebskosten in Höhe von knapp 12 Mio. €. Damit betragen die gesamten Kosten gut 281 Mio. €.

7 Referenzszenario

Dieses Szenario bildet die Entwicklung des Energieträgereinsatzes, der Emissionen und der damit verbundenen Kosten für den „business as usual“ Fall ab. Das bedeutet, die aktuellen Gegebenheiten werden weitestgehend fortgeschrieben. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung als bereits beschlossene regulatorische Vorgabe wird in diesem Szenario auch in den eigenen Anlagen der Branche bereits umgesetzt. Das Referenzszenario dient in erster Linie als Vergleichswert, um die weiteren Pfade hinsichtlich Kosten und Emissionsminderung ins Verhältnis setzen zu können. **Er spiegelt in keiner Weise die aktuellen Planungen oder Ambitionen der beteiligten Unternehmen wider.**

7.1 Maßnahmen

Als Folge des Kohleausstiegs werden alle Festbrennstoffkessel durch Gaskessel ersetzt. Im Falle von Braunkohle orientiert sich das Ausstiegsdatum der Werke an der Schließung des jeweiligen Tagebaus. Die Braun- und Steinkohlekessel werden in den 2020er-Jahren, spätestens 2030, ersetzt. Ebenfalls beginnend in den 2020er Jahren werden etwa alle zwei Jahre in einem Werk die bestehenden Erdgaskessel ausgetauscht, bis alle Energieerzeugungsanlagen einmal modernisiert wurden. Weitere Maßnahmen werden (bis auf die angenommenen moderaten allgemeinen Effizienzsteigerungen) in diesem Pfad nicht umgesetzt. Die gesamten Investitionen im betrachteten Zeitraum belaufen sich hier auf 678 Mio. €.

7.2 Entwicklung des Energieeinsatzes

Bis 2045 sinkt der Gesamtenergieeinsatz im Referenzpfad um knapp 0,5 TWh auf etwa 7,4 TWh. Der Rückgang des Energieverbrauchs ist einzig auf die angenommenen Effizienzgewinne im Wärmebereich zurückzuführen.

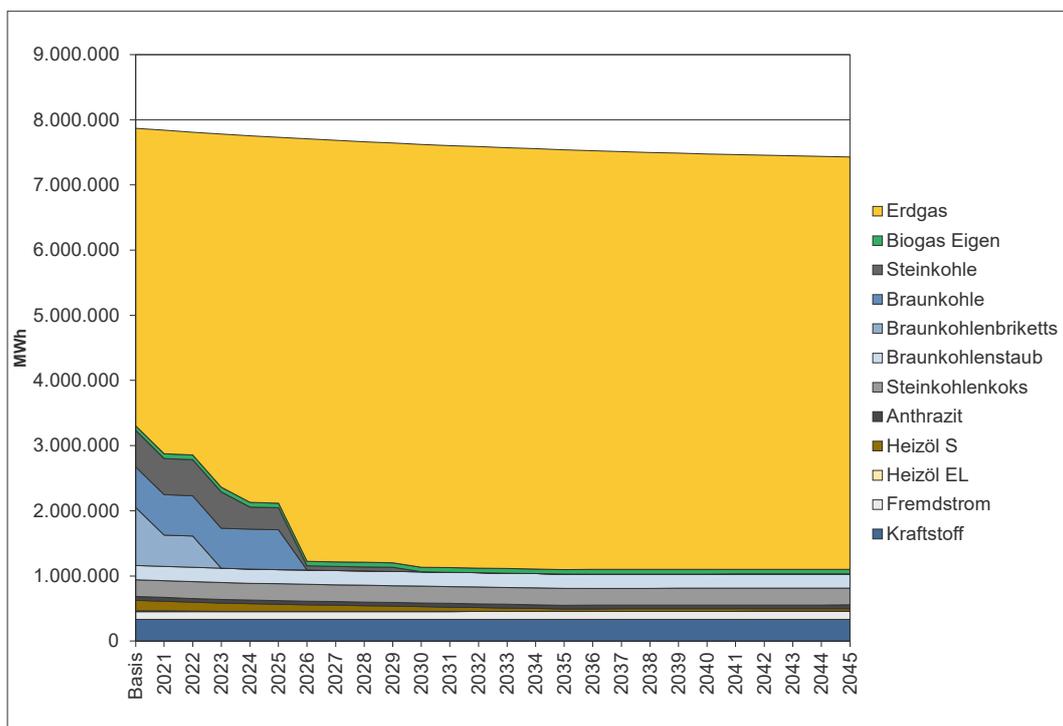


Abbildung 9: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2045 im Referenzszenario

In Abbildung 8 zeigen sich deutlich die Auswirkungen des Kohleausstiegs. Bereits bis 2023 fiel ein relevanter Teil des Einsatzes von Braunkohlenbriketts weg, der Einsatz von Braunkohle endet 2026. Auch der Steinkohleeinsatz endet in diesem Jahr weitestgehend und bis 2030 vollständig. Braunkohle und Steinkohle werden durch Erdgas substituiert. Der Kohleeinsatz zur Schnitzeltrocknung und in den Kalköfen bleibt hiervon unberührt, weshalb im Referenzpfad auch 2045 noch verbleibende Mengen an Kohle eingesetzt werden. Auch beim Heizöl wird die Einsatzmenge in der Energieerzeugung immer weiter zurückgefahren, allerdings bleiben auch hier Restmengen zur Schnitzeltrocknung.

Der Anteil von Erdgas am Energieträgereinsatz steigt durch den Kohleausstieg von 58 Prozent im Basisfall bis 2045 auf insgesamt 85 Prozent an. Der Anteil der betroffenen Kohlesorten sinkt entsprechend ab. Die weiteren Energieträger bleiben anteilmäßig etwa konstant, ausgenommen Heizöl, dessen Bedeutung kontinuierlich absinkt.

7.3 Entwicklung der CO₂-Emissionen

Während beim Energieeinsatz im Referenzszenario nur eine Minderung von knapp 6 Prozent erzielt wird, zeigt sich bei Betrachtung der Emissionen ein anderes Bild. Bedingt durch den Brennstoffwechsel von Kohle auf das emissionsärmere Erdgas sinken die jährlichen Emissionen hier bis 2045 um fast 25 Prozent auf knapp 1,6 Mio. t CO₂. Bis 2030 werden die jährlichen Emissionen immerhin schon um rund 400.000 t CO₂ auf etwa 1,7 Mio. t CO₂ reduziert. Die mittleren Emissionen liegen im Betrachtungszeitraum bei 1,8 Mio. t CO₂ und damit wird eine kumulierte Einsparung von etwa 10 Mio. t CO₂ im Vergleich zu einer reinen Fortschreibung des Basiswerts erreicht.

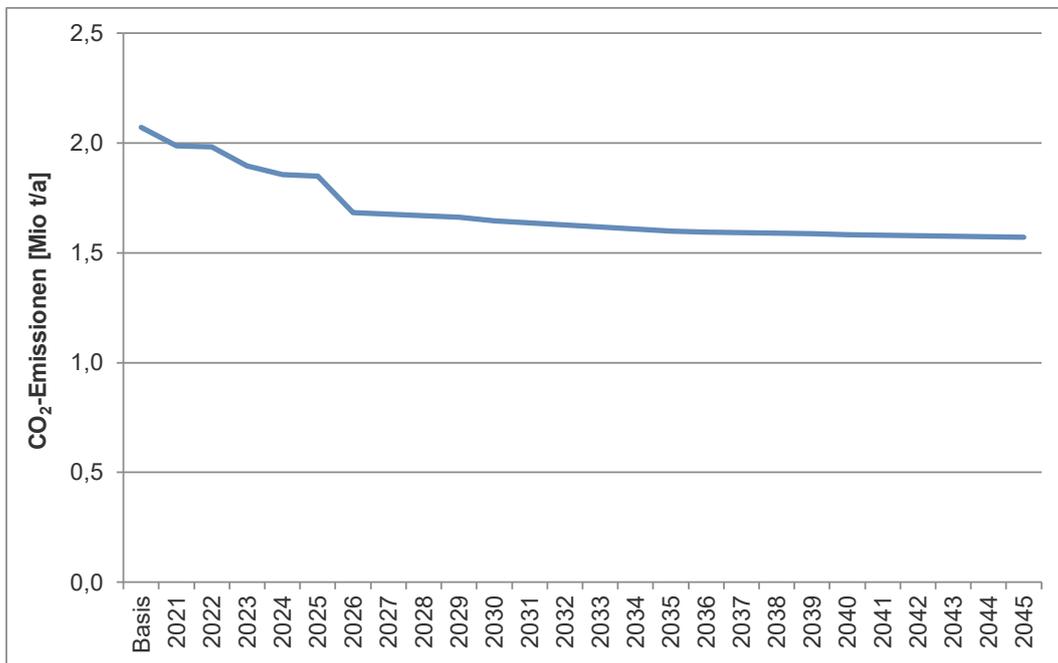


Abbildung 10: Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 im Referenzszenario

Auch bei der Betrachtung des zeitlichen Verlaufs der Emissionen fallen im Referenzszenario natürlich wieder die Zeitpunkte des Kohleausstiegs in der Eigenerzeugung besonders auf. In den Jahren 2023 und 2026 werden die größten Minderungen erzielt.

7.4 Entwicklung der betrachteten Kosten

Die folgende Abbildung 10 zeigt einen kontinuierlichen Anstieg im Betrachtungszeitraum. Vom Ausgangswert von 431 Mio. € erfolgt ein Anstieg auf etwa 665 Mio. €, was einem Plus von gut 50 Prozent entspricht.

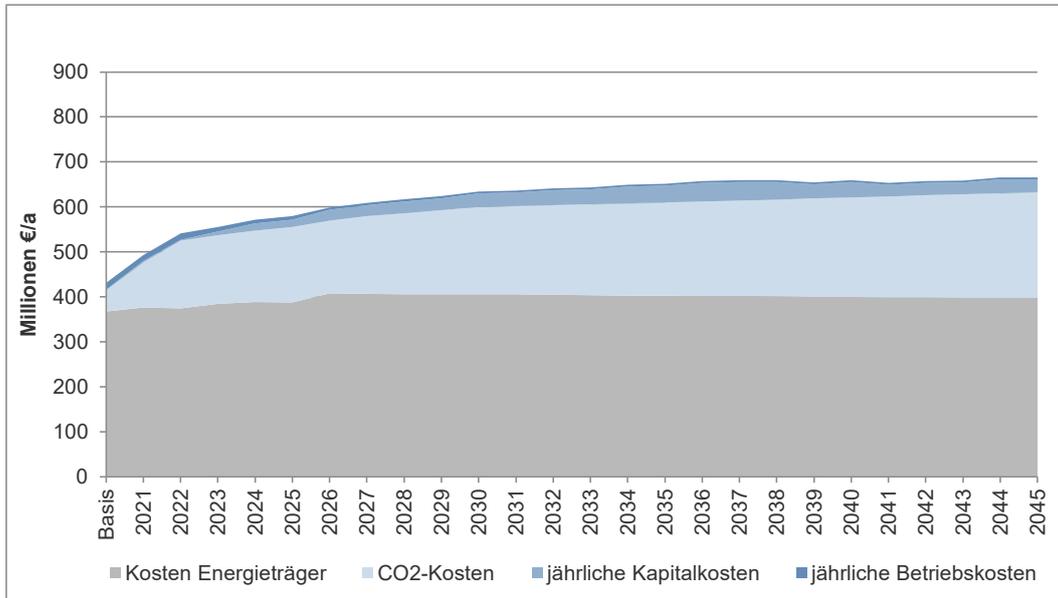


Abbildung 11: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Referenzszenario

Bedingt wird diese Steigerung in erster Linie durch die steigenden CO₂-Preise und die Kapitalkosten in Folge des Kesslersatzes. Die Energieträgerkosten nehmen trotz des sinkenden Energiebedarfs etwas zu. Ursächlich dafür ist der Brennstoffwechsel von Kohle auf das teurere Erdgas. Im zeitlichen Verlauf sind die Sprünge nach oben in den Jahren 2023 und 2026 gut zu erkennen, wohingegen im übrigen Verlauf ein leichtes Absinken in Folge der Effizienzgewinne zu beobachten ist. Interessant ist die gemeinsame Betrachtung von Energieträger- und CO₂-Kosten. Während die Energieträgerkosten bis 2045 leicht zurückgehen, wird dies durch steigende CO₂-Kosten mehr als kompensiert, so dass steigende CO₂-Preise zum dominanten Treiber für steigende Kosten im Referenzszenario werden. Markant ist auch der im Modell berücksichtigte starke Anstieg der CO₂-Preise in den Jahren 2020-2023. In den Folgejahren verlangsamt sich die Steigerung unter der konservativen Annahme einer graduelleren Preisentwicklung.

Die in den 2020er Jahren ersetzten Kessel erreichen vor 2045 das Ende ihres angesetzten Abschreibungszeitraums. Dadurch gehen die Kapitalkosten zum Ende des Betrachtungszeitraums leicht zurück. Durch den Ersatz der in der Betriebsführung aufwendigeren Festbrennstoffkessel sinken die Betriebskosten zwar deutlich, aber da diese nur für einen sehr geringen Anteil der Gesamtkosten repräsentieren, wird dieser Effekt, ebenso wie die abnehmenden Kapitalkosten, letztlich durch die beschriebenen Kostensteigerungen überlagert.

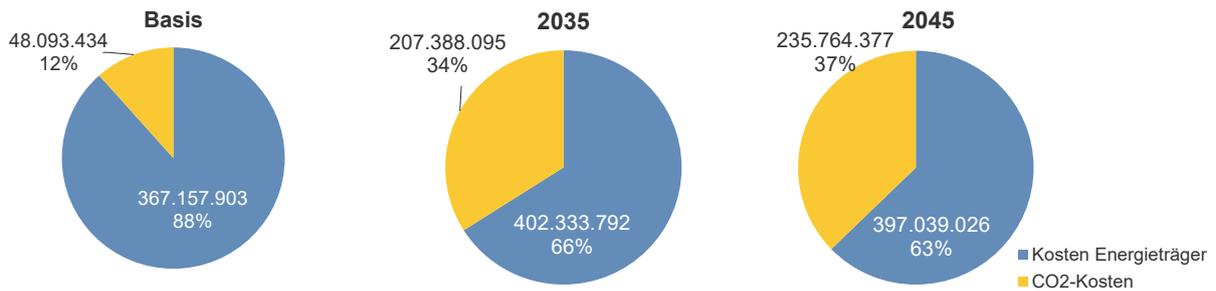


Abbildung 12: Entwicklung des Verhältnisses zwischen Energiekosten und CO₂-Kosten im Referenzszenario

Die mittleren Kosten im Betrachtungszeitraum liegen bei 625 Mio. €/a. Damit entstehen der Zuckerbranche ohne weitere Maßnahmen jährliche Mehrkosten von durchschnittlich 194,3 Mio. €/a. Kumuliert bis 2045 liegen die Mehrkosten in diesem Pfad bei knapp 4,85 Mrd. €.

7.5 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung

Im Referenzszenario reduzieren sich die Emissionen unter Einbeziehung der gültigen Regularien bereits um etwa ein Viertel auf 1,6 Mio. t CO₂ im Jahr 2045. Der größte Anteil entfällt auf den Verzicht von Kohleeinsatz in der Eigenenergieerzeugung. Die übrige Minderung verteilt sich auf die Effizienzgewinne im Wärmebereich und den absinkenden Emissionsfaktor im deutschen Strommix. Die Zuckerbranche ist damit auch im Referenzszenario für den weit überwiegenden Teil der Minderungen selbst verantwortlich.

Die betrachteten Kosten erhöhen sich bis 2045 auf 665 Mio. €/a. Die wesentlichen Treiber sind hier steigende CO₂-Preise, Kapitalkosten für den Kesslersatz und höhere Kosten für den Energieträger Erdgas. Die Mehrkosten von insgesamt etwa 4,85 Mrd. € im betrachteten Zeitraum sind natürlich eine relevante Belastung für die deutsche Zuckerindustrie. Diese Zusatzbelastung erschwert das Aufbringen der notwendigen Investitionsmittel in Höhe von 680 Mio. € für diesen Pfad.

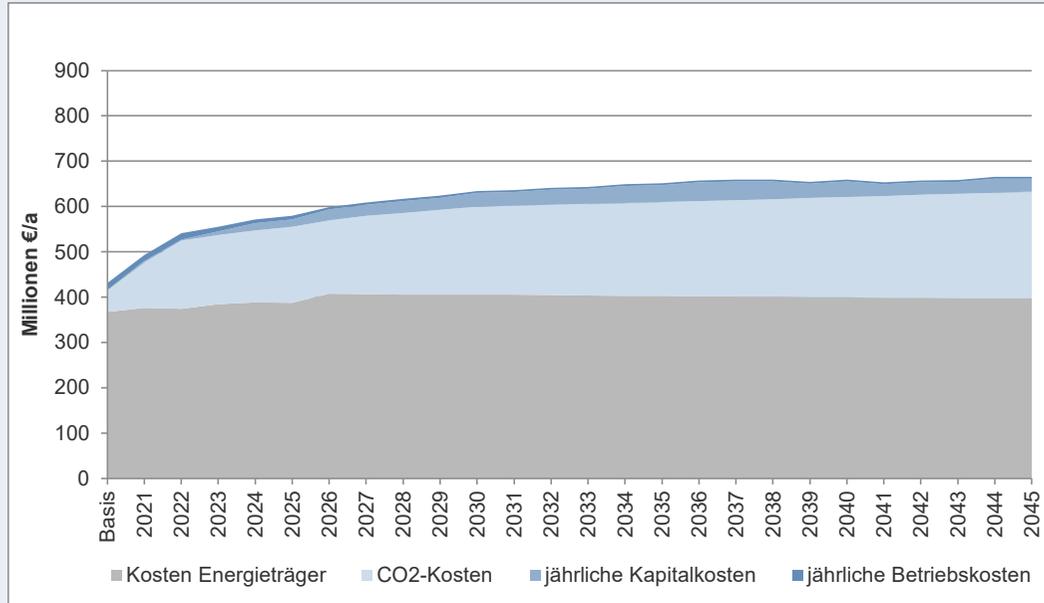
7.6 Steckbrief Referenzszenario

Tabelle 13: Steckbrief Referenzszenario (Pfad 1)

Referenzszenario																																																							
Beschreibung Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> • kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf • Kohleausstieg (Ersatz durch Erdgaskessel) 																																																						
<p>Emissionsentwicklung bis 2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Senkung auf 1,65 Mio. t CO₂ <p>Emissionsentwicklung bis 2050:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Senkung auf 1,6 Mio. t CO₂ 	<table border="1"> <caption>Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 im Referenzszenario</caption> <thead> <tr> <th>Jahr</th> <th>CO₂-Emissionen [Mio t/a]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Basis</td><td>2,1</td></tr> <tr><td>2021</td><td>2,0</td></tr> <tr><td>2022</td><td>2,0</td></tr> <tr><td>2023</td><td>1,9</td></tr> <tr><td>2024</td><td>1,85</td></tr> <tr><td>2025</td><td>1,85</td></tr> <tr><td>2026</td><td>1,7</td></tr> <tr><td>2027</td><td>1,68</td></tr> <tr><td>2028</td><td>1,67</td></tr> <tr><td>2029</td><td>1,66</td></tr> <tr><td>2030</td><td>1,65</td></tr> <tr><td>2031</td><td>1,64</td></tr> <tr><td>2032</td><td>1,63</td></tr> <tr><td>2033</td><td>1,62</td></tr> <tr><td>2034</td><td>1,61</td></tr> <tr><td>2035</td><td>1,6</td></tr> <tr><td>2036</td><td>1,59</td></tr> <tr><td>2037</td><td>1,58</td></tr> <tr><td>2038</td><td>1,57</td></tr> <tr><td>2039</td><td>1,56</td></tr> <tr><td>2040</td><td>1,55</td></tr> <tr><td>2041</td><td>1,54</td></tr> <tr><td>2042</td><td>1,53</td></tr> <tr><td>2043</td><td>1,52</td></tr> <tr><td>2044</td><td>1,51</td></tr> <tr><td>2045</td><td>1,5</td></tr> </tbody> </table>	Jahr	CO ₂ -Emissionen [Mio t/a]	Basis	2,1	2021	2,0	2022	2,0	2023	1,9	2024	1,85	2025	1,85	2026	1,7	2027	1,68	2028	1,67	2029	1,66	2030	1,65	2031	1,64	2032	1,63	2033	1,62	2034	1,61	2035	1,6	2036	1,59	2037	1,58	2038	1,57	2039	1,56	2040	1,55	2041	1,54	2042	1,53	2043	1,52	2044	1,51	2045	1,5
Jahr	CO ₂ -Emissionen [Mio t/a]																																																						
Basis	2,1																																																						
2021	2,0																																																						
2022	2,0																																																						
2023	1,9																																																						
2024	1,85																																																						
2025	1,85																																																						
2026	1,7																																																						
2027	1,68																																																						
2028	1,67																																																						
2029	1,66																																																						
2030	1,65																																																						
2031	1,64																																																						
2032	1,63																																																						
2033	1,62																																																						
2034	1,61																																																						
2035	1,6																																																						
2036	1,59																																																						
2037	1,58																																																						
2038	1,57																																																						
2039	1,56																																																						
2040	1,55																																																						
2041	1,54																																																						
2042	1,53																																																						
2043	1,52																																																						
2044	1,51																																																						
2045	1,5																																																						

Kostenentwicklung:

- mittlere Kosten
 ∅ 2021-2045:
 625 Mio. €/a
- Kosten Zieljahr 2045:
 665 Mio. €/a
- Gesamtinvestitionskosten:
 678 Mio. €



Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Referenzszenario

Wesentliche Einflussfaktoren auf Kosten:

- CO₂-Kosten
- Energiepreise

8 Effizienzzenario

Dieses Szenario legt dar, wie unter den gegebenen Annahmen durch zusätzliche effizienzsteigernde Maßnahmen eine ambitioniertere Reduktion der Emissionen erfolgen kann. **Das bedeutet auch hier nicht, dass dieses Szenario die Ambitionen oder Pläne der beteiligten Unternehmen widerspiegelt oder den Unternehmen Maßnahmen in irgendeiner Weise vorgibt.** Klar ist auch, dass in diesem Szenario das Ziel der Treibhausgasneutralität nicht erreicht werden kann. Aber das Effizienzzenario liefert Anhaltspunkte, was bereits unter den gegebenen Rahmenbedingungen erreicht werden könnte. Sollten sich die Rahmenbedingungen allerdings zugunsten der in den Kapiteln 9-14 betrachteten Pfade zur THG-Neutralität ändern, können bereits getätigte Investitionen im hier betrachteten Effizienzzenario zum Teil überflüssig werden und in Hinblick auf das verfügbare Investitionsbudget der Unternehmen damit sogar kontraproduktiv für das Erreichen der Treibhausgasneutralität sein.

8.1 Maßnahmen

Die bestehenden Kessel werden analog zum Referenzszenario durch neue Erdgaskessel ersetzt. Darüber hinaus werden bereits in den 2020er Jahren Werke mit Brüdenkompressoren aufgerüstet, wodurch eine Einsparung des Brennstoffbedarfs von 20 Prozent erreicht wird. Außerdem werden im Zeitraum 2030 bis 2045 alle noch bestehenden direktbefeueten Trocknungen in den Werken durch Verdampfungstrockner ersetzt. Weitere Maßnahmen werden in diesem Pfad nicht betrachtet. Die allgemeinen Effizienzgewinne im Wärmebereich wirken sich selbstverständlich auch hier aus.

8.2 Entwicklung des Energieeinsatzes

Über den gesamten Zeitverlauf zeigt sich eine deutlich stärkere Reduktion des Energieträgereinsatzes auch gegenüber dem Referenzszenario.

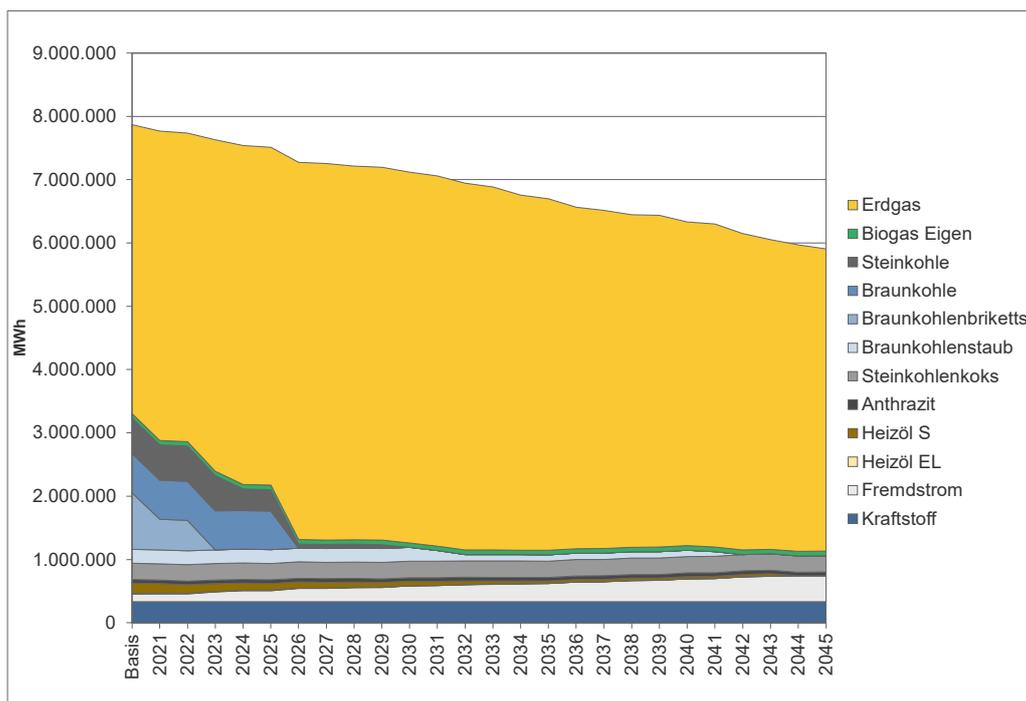


Abbildung 13: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2045 im Effizienzzenario

Insgesamt werden im Jahr 2045 im Vergleich zum Basisverbrauch ca. 2 TWh/a bzw. gegenüber dem Referenzszenario 1,5 TWh/a eingespart, so dass sich im Zieljahr ein Verbrauch von etwa 5,9 TWh ergibt. Die erhöhten Einsparungen ergeben sich vor allem aus den Effekten durch die Brüdenverdichtung und die Verdampfungstrockner. Auf diese beiden Maßnahmen geht auch der erhöhte Fremdstromverbrauch zurück, der sich im Vergleich zur Ausgangssituation deutlich abzeichnet. Die Einsparungen im Brennstoffbereich durch diese Maßnahmen überkompensieren den erhöhten Fremdstrombezug jedoch deutlich. Durch den Ersatz der direktbefeuerten Trockner und der Kohlekessel wird der Kohleeinsatz, abgesehen von Steinkohlenkoks und Anthrazit im Kalkofen, bis 2030 vollständig reduziert. Der gesamte Erdgaseinsatz nimmt allerdings nur leicht zu.

8.3 Entwicklung der CO₂-Emissionen

Mit den angesprochenen Maßnahmen gelingt in diesem Pfad eine Reduktion der Emissionen von 2,1 Mio. t CO₂ auf 1,2 Mio. t CO₂ im Zieljahr 2045.

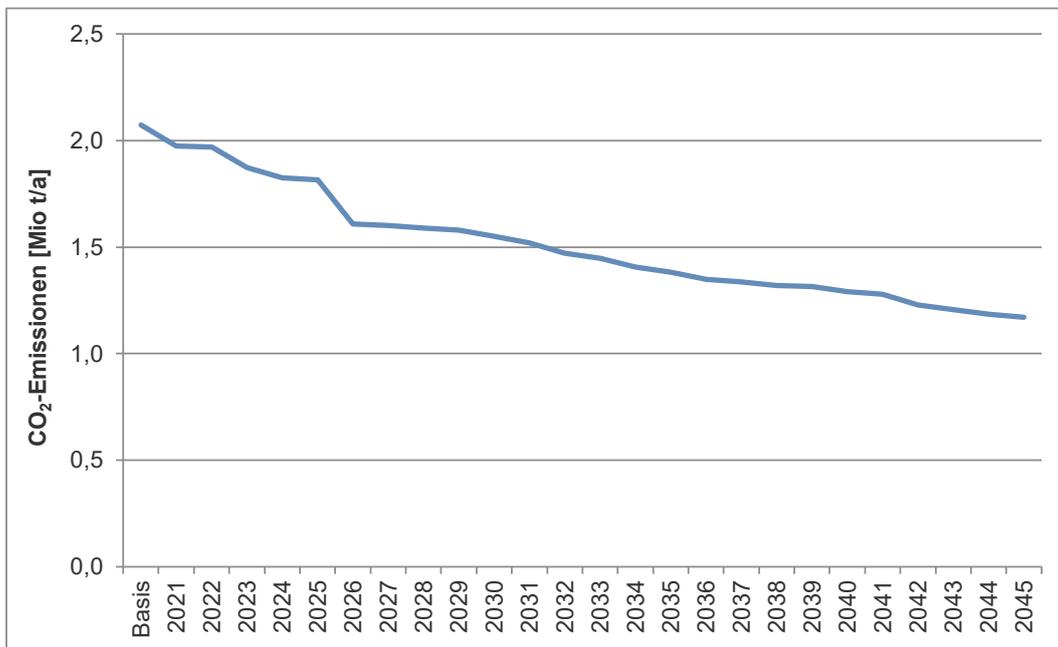


Abbildung 14: Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 im Effizienzscenario

Natürlich wirkt sich auch hier wieder der Ausstieg aus dem Kohleeinsatz in der Eigenenergieerzeugung deutlich aus. Darüber hinaus führt vor allem der allgemein reduzierte Brennstoffeinsatz zu einem spürbaren Rückgang der Emissionen. Durch den sinkenden Emissionsfaktor im Stromnetz wirken sich die steigenden Fremdstrombezüge ab Mitte der 2030er Jahre nicht mehr aus. Der sinkende Emissionsfaktor wird insbesondere von 2030-2035 auch im Verlauf der Kurve sichtbar. Der Endwert von 1,6 Mio. t CO₂ aus dem Referenzszenario wird im Effizienzscenario bereits 2028 unterschritten. Im Jahr 2045 werden dann weitere 0,4 Mio. t CO₂ jährlich eingespart, es verbleiben ca. 56 Prozent der jährlichen Emissionen. Bei Beschreiten dieses Pfades werden zudem kumuliert bis 2045 14,5 Mio. t CO₂ eingespart.

8.4 Entwicklung der betrachteten Kosten

Die betrachteten Kosten sinken im Mittel im Vergleich zum Referenzpfad leicht um etwa 18 Mio. €/a auf 607 Mio. €/a ab. Während die Kosten im Referenzpfad kontinuierlich ansteigen, vor allem bedingt durch die steigenden CO₂-Preise, erreichen die Kosten im Pfad 2 einen Peak in der ersten Hälfte der 2030er Jahre und fallen dann zum Zieljahr auf 602 Mio. €/a ab. Dies ist in den zurückgehenden Kapitalkosten und abnehmenden Energieträgerkosten begründet.

Bereits in der ersten Hälfte der 2030er liegt die jährliche Kostenbelastung unter den Kosten im Referenzszenario, da im Vergleich zu diesem sowohl die CO₂-Kosten als auch die Energieträgerkosten geringer sind. Allerdings sind die im Effizienzscenario umgesetzten Maßnahmen mit zusätzlichen Investitionskosten in Höhe von knapp 750 Mio. € gegenüber dem Referenzpfad verbunden.

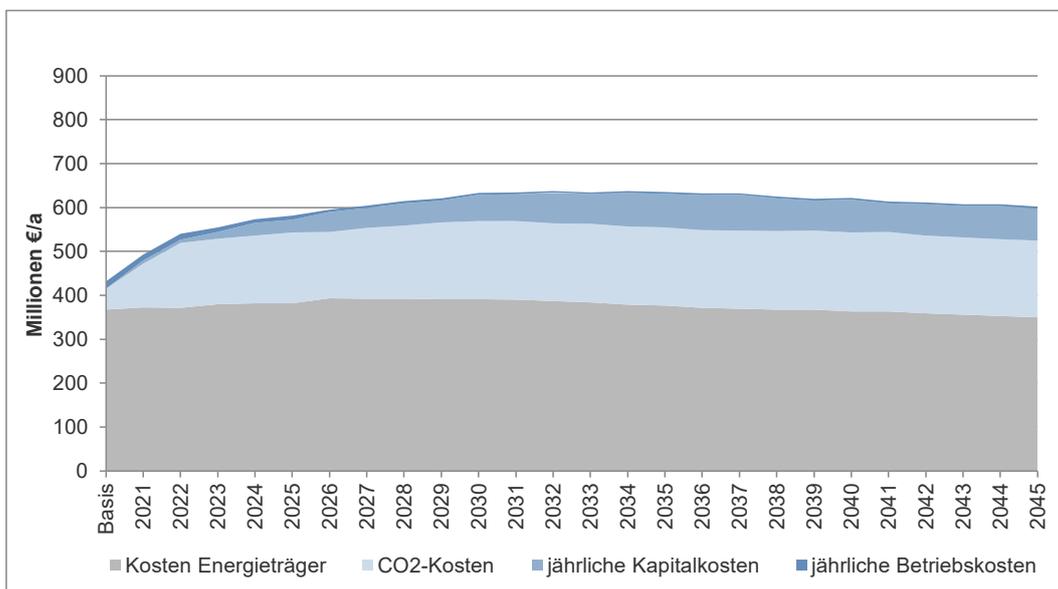


Abbildung 15: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Effizienzscenario

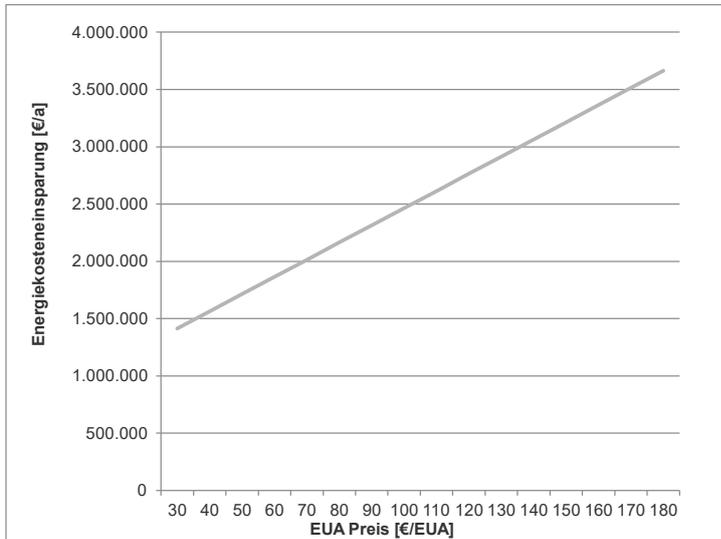
8.5 Sensitivitäten

An dieser Stelle erscheint es sinnvoll, auch eine erste Sensitivitätsbetrachtung anzustellen.

8.5.1 Sensitivität EUA-Preisentwicklung am Beispiel Brüdenkompression

Die im Effizienzscenario umzusetzenden Maßnahmen Brüdenkompression und Verdampfungstrockner führen zu Energieeinsparungen auf der Brennstoffseite, die jedoch gleichzeitig zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs führen. Aufgrund des netzbedingt im ländlichen Raum technisch nur eingeschränkt möglichen Fremdstrombezugs in den Zuckerfabriken und hoher Strombezugskosten lassen sich mit diesen Technologien Kosteneinsparungen nur erzielen, wenn Brennstoffkosten in Relation zu Strombezugskosten höher sind. Dies kann einerseits durch Verteuerung der Brennstoffkosten erfolgen, beispielsweise über einen steigenden EUA-Preis, andererseits durch eine Absenkung des Strompreises oder eine Kombination aus beidem.

Am Beispiel der Energiekostenänderung einer exemplarischen Brüdenverdichtung ist nachfolgend die Abhängigkeit von der Entwicklung des EUA-Preises dargestellt.



Ein höherer CO₂-Preis erhöht die Kosten des Einsatzes fossiler Brennstoffe – dies macht eine Einsparung beim Verbrauch durch Brüdenverdichtung attraktiver.

Unter den geltenden Preisannahmen für Fremdstrombezug und Erdgas werden bei allen betrachteten EUA-Preisen Energiekosteneinsparungen erzielt. In der Roadmap von 2020 war noch ein EUA-Preis von rund 60 € notwendig, um Einsparungen zu erzielen. Seitdem haben sich jedoch der Gas- und Strompreis stark erhöht.

Abbildung 16: Energiekosteneinsparung einer exemplarischen Brüdenverdichtung in Abhängigkeit vom EUA-Preis

Weitere Sensitivitäten (Investitionskosten, Strompreis)

Die Abschätzung der erforderlichen Investitionskosten für die Technologien Brüdenkompression sowie Verdampfungstrockner ist mit relevanten Unsicherheiten verbunden. Die Auswirkung einer prozentualen Abweichung von den getroffenen Annahmen auf die mittleren jährlichen Kosten im Zeitraum 2021-2045 ist nachfolgend dargestellt. In gleicher Form ist auch die Auswirkung einer Variation des Strompreises für den Strombezug dargestellt.

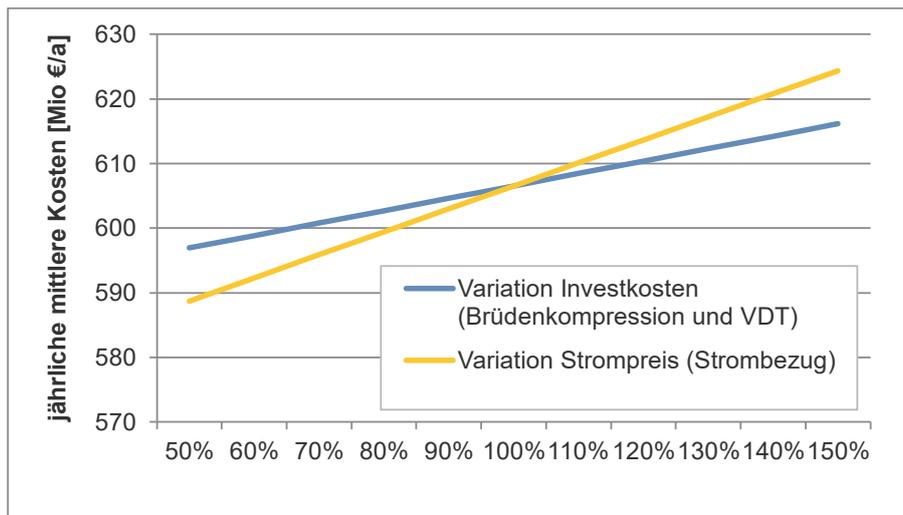


Abbildung 17: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von einer prozentualen Änderung der Investitionskosten bzw. des Strompreises

Generell wirken sich Abweichungen bei den Annahmen zum Strombezugspreis stärker auf die jährlichen Gesamtkosten aus als Abweichungen bei den Investitionskosten. Geringere oder höhere Strompreise haben also eine besonders starke Wirkung auf die wirtschaftliche Attraktivität der Maßnahme.

8.6 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung

Durch die Umsetzung umfassender Effizienzmaßnahmen können im Effizienzscenario die CO₂-Emissionen weitergehend auf ca. 1,2 Mio. t CO₂/a bis zum Jahr 2045 verringert werden. Dies entspricht nahezu einer Halbierung im Vergleich zum Ausgangsniveau sowie einer zusätzlichen Einsparung in Höhe von ca. 0,4 Mio. t CO₂/a gegenüber dem Referenzscenario. Die mittleren jährlichen Kosten liegen leicht über dem mittleren Kostenniveau des Referenzscenario, allerdings ist die Umsetzung der Maßnahmen mit zusätzlichen Investitionskosten in Höhe von knapp 750 Mio. € gegenüber dem Referenzscenario verbunden.

Wesentliche Hemmnisse zur Umsetzung der aufgeführten Energieeffizienzmaßnahmen sind die Relation der Brennstoffpreise zu den Strombezugspreisen sowie die zusätzlichen Investitionskosten. Eine Reduktion der Strombezugspreise oder zumindest ein langfristig verlässlicher Strompreis kann somit als Voraussetzung zur Umsetzung der Maßnahmen gesehen werden. Darüber hinaus könnte die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen durch Fördermittel beispielsweise in Form eines Investitionskostenzuschusses erhöht werden.

In Hinblick auf das Langfristziel einer Treibhausgasneutralität bleibt festzuhalten, dass die aufgeführten Maßnahmen nicht ausreichen, solange Erdgas als Hauptbrennstoff zum Einsatz kommt. Erst in Kombination mit CO₂-neutralen Brennstoffen oder Energieträgern lässt sich dieses Ziel erreichen. In diesem Fall bestehen folgende Wechselwirkungen mit den im Effizienzpfad betrachteten Maßnahmen:

- **Brüdenkompression:** Die Reduktion des Dampfverbrauchs durch Brüdenkompression ist auch und gerade in Hinblick auf die Umstellung auf CO₂-neutrale Energieträger eine sinnvolle Maßnahme. Zudem ist davon auszugehen, dass der CO₂-neutrale Energieträger, zumindest bei Fremdbezug, ein höheres Kostenniveau aufweist als Erdgas, so dass sich die Wirtschaftlichkeit der (Effizienz-)Maßnahme erhöht.
- **Verdampfungstrockner:** Grundsätzlich ist auch die Investition in Verdampfungstrockner eine Maßnahme zur Reduzierung des Brennstoffbedarfs, die gerade in Kombination mit CO₂-neutralen Energieträgern sinnvoll erscheint. Allerdings gibt es eine Reihe von Annahmen im Szenario Treibhausgasneutralität, in denen ein wesentlicher Teil der Trocknungsleistung entfällt, da die Rübenschnitzel dann nicht mehr für den Futtermittelmarkt genutzt werden, sondern intern zur energetischen Verwendung. Vor diesem Hintergrund dürfte eine Investition in Verdampfungstrockner oder andere Maßnahmen zur Reduktion der THG-Emissionen bei der Schnitzeltrocknung (z. B. HTT oder NTT/HTT mit erneuerbaren Brennstoffen) nur dann getätigt werden, wenn ein Erfordernis zur Trocknung für den Futtermittelmarkt langfristig absehbar ist.

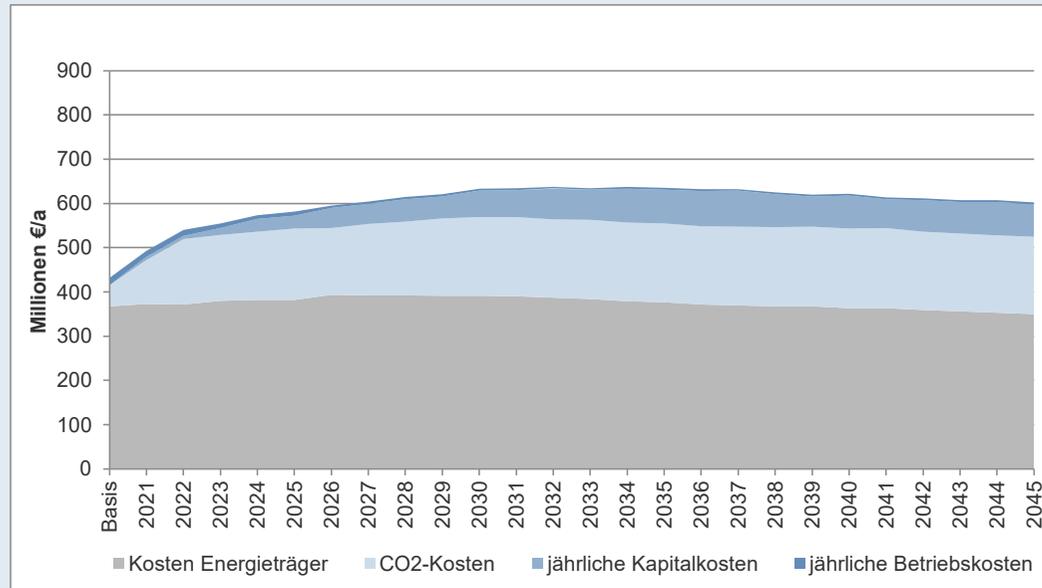
8.7 Steckbrief Effizienzscenario

Tabelle 14: Steckbrief Effizienzscenario

Effizienzscenario																																																							
Beschreibung Maßnahmen	<p>Maßnahmen aus dem Referenzscenario:</p> <ul style="list-style-type: none"> • kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf • Kohleausstieg (Ersatz durch Erdgaskessel) <p>Zusätzliche Maßnahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • mechanische Brüdenkompression • Verdampfungstrockner 																																																						
<p>Emissionsentwicklung bis 2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Senkung auf 1,55 Mio. t CO₂ <p>Emissionsentwicklung bis 2045:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Senkung auf 1,2 Mio. t CO₂ • zusätzlich 0,4 Mio. t CO₂/a Minderung gegenüber Referenzpfad 	<table border="1"> <caption>Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 im Effizienzscenario</caption> <thead> <tr> <th>Jahr</th> <th>CO₂-Emissionen [Mio t/a]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Basis</td><td>2.1</td></tr> <tr><td>2021</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>2022</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>2023</td><td>1.9</td></tr> <tr><td>2024</td><td>1.85</td></tr> <tr><td>2025</td><td>1.85</td></tr> <tr><td>2026</td><td>1.6</td></tr> <tr><td>2027</td><td>1.6</td></tr> <tr><td>2028</td><td>1.6</td></tr> <tr><td>2029</td><td>1.6</td></tr> <tr><td>2030</td><td>1.55</td></tr> <tr><td>2031</td><td>1.5</td></tr> <tr><td>2032</td><td>1.45</td></tr> <tr><td>2033</td><td>1.4</td></tr> <tr><td>2034</td><td>1.35</td></tr> <tr><td>2035</td><td>1.3</td></tr> <tr><td>2036</td><td>1.3</td></tr> <tr><td>2037</td><td>1.3</td></tr> <tr><td>2038</td><td>1.3</td></tr> <tr><td>2039</td><td>1.3</td></tr> <tr><td>2040</td><td>1.25</td></tr> <tr><td>2041</td><td>1.25</td></tr> <tr><td>2042</td><td>1.2</td></tr> <tr><td>2043</td><td>1.15</td></tr> <tr><td>2044</td><td>1.15</td></tr> <tr><td>2045</td><td>1.2</td></tr> </tbody> </table>	Jahr	CO ₂ -Emissionen [Mio t/a]	Basis	2.1	2021	2.0	2022	2.0	2023	1.9	2024	1.85	2025	1.85	2026	1.6	2027	1.6	2028	1.6	2029	1.6	2030	1.55	2031	1.5	2032	1.45	2033	1.4	2034	1.35	2035	1.3	2036	1.3	2037	1.3	2038	1.3	2039	1.3	2040	1.25	2041	1.25	2042	1.2	2043	1.15	2044	1.15	2045	1.2
Jahr	CO ₂ -Emissionen [Mio t/a]																																																						
Basis	2.1																																																						
2021	2.0																																																						
2022	2.0																																																						
2023	1.9																																																						
2024	1.85																																																						
2025	1.85																																																						
2026	1.6																																																						
2027	1.6																																																						
2028	1.6																																																						
2029	1.6																																																						
2030	1.55																																																						
2031	1.5																																																						
2032	1.45																																																						
2033	1.4																																																						
2034	1.35																																																						
2035	1.3																																																						
2036	1.3																																																						
2037	1.3																																																						
2038	1.3																																																						
2039	1.3																																																						
2040	1.25																																																						
2041	1.25																																																						
2042	1.2																																																						
2043	1.15																																																						
2044	1.15																																																						
2045	1.2																																																						

Kostenentwicklung:

- mittlere Kosten:
∅ 2021-2045: 607 Mio. €/a
- Kosten Zieljahr 2045:
602 Mio. €/a
- Gesamtinvestitionskosten:
1.426 Mio. €



Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Effizienzscenario

Wesentliche Einflussfaktoren auf Kosten:

- CO₂-Kosten
- Energiepreise
- Investitionskosten
- Strombezugspreis

Wesentliche Hemmnisse:

- Strombezugspreis zu hoch in Relation zu Brennstoffpreis
- Investitionskosten

Wechselwirkungen mit anderen Szenarien:

- Brüdenkompression als Effizienzmaßnahme komplementär zu weitergehenden Maßnahmen im zu den Pfaden im Szenario THG-Neutralität
- Verdampfungstrockner nur sinnvoll, sofern langfristig Futtermittelvermarktung zu erwarten

9 Pfade im Szenario Treibhausgasneutralität

Eine treibhausgasneutrale Zuckerproduktion lässt sich nur erreichen, wenn der jetzige Hauptbrennstoff Erdgas durch CO₂-neutrale Energieträger ersetzt wird. Grundsätzlich kommt hier der Einsatz biogener Brennstoffe wie beispielsweise Biogas oder feste Biomasse in Frage. Alternativ könnten CO₂-neutrale synthetische Brennstoffe eingesetzt werden, oder es erfolgt eine nahezu vollständige Elektrifizierung der Werke in Kombination mit dem Bezug CO₂-neutralen Stroms. Eine Ausnahme stellen die Kalköfen dar, welche nicht elektrifiziert werden können und auf Erdgas bzw. Biogas umgestellt werden. Aufgrund der zu erwartenden begrenzten Verfügbarkeit in Kombination mit hohen Preisen werden synthetische Brennstoffe nicht weiter betrachtet.

Eine Besonderheit in der deutschen Zuckerindustrie ist die Tatsache, dass aus dem Produktionsprozess Biomasse wie Rübenschnitzel vorliegen, die sich prinzipiell energetisch nutzen lassen. Aktuell findet bis auf einzelne Ausnahmen jedoch keine energetische Nutzung statt, da die Rübenschnitzel auf dem Futtermittelmarkt verkauft werden. In Hinblick auf die Transformation zu einer treibhausgasneutralen Zuckerproduktion stellt die Nutzung der eigenen Biomasse jedoch eine aussichtsreiche Option dar. Das energetische Potenzial der vorhandenen Biomasse ist theoretisch bei den meisten Werken ausreichend, um die Energieversorgung vollständig abzudecken. Bei Bedarf kann aber auch die komplementäre Ergänzung beispielsweise durch Biomethanbezug ins Auge gefasst werden.

Nachfolgend werden für im Szenario THG-Neutralität vier Pfade unterschieden, die sich bezüglich des vorrangig genutzten Energieträgers sowie der damit verbundenen Energieerzeugungsanlage unterscheiden:

- **Pfad 1 – Biogas** (aus Vergärung eigener Rübenschnitzel ggf. ergänzt um Biomethanbezug)
- **Pfad 2 – Biomasse** (Nutzung eigener Rübenschnitzel oder externer Biomasse)
- **Pfad 3 – Elektrifizierung I - Elektrokessel**
- **Pfad 4 – Elektrifizierung II – Elektrokessel und Wärmepumpe**

Die idealtypischen Pfade werden getrennt hinsichtlich der Auswirkung auf alle Werke analysiert und dargestellt. Es wird also vereinfachend unterstellt, in allen Werken würden die gleichen Maßnahmen umgesetzt, da über unternehmens- oder standortbezogene Maßnahmen keine belastbaren Voraussagen getroffen werden können. In der Realität und je nach gewählter Umsetzung in den einzelnen Werken wird sich abhängig von den werksspezifischen Gegebenheiten sowie den äußeren Rahmenbedingungen ein Mix aus den hier betrachteten Pfaden einstellen.

In allen vier Pfaden werden für die in Bezug auf die Gesamtemissionen weniger relevanter Emissionsquellen folgende Annahmen getroffen:

- **Transport:** Bezug synthetischer CO₂-neutraler Kraftstoffe bis zum Jahr 2045 (Startjahr 2040, Annahme Kosten: 170 €/MWh)
- **Kalkofen:** sukzessive Umstellung aller Werke auf Erdgaskalköfen in Kombination mit dem Bezug von Biomethan
- **Verdampfungstrockner:** Einbau nur in den Elektrifizierungspfaden.

10 Pfad 1 – Biogas im Szenario THG-Neutralität

10.1 Maßnahmen

Im Biogaspfad wird als Annahme im Zeitraum 2025-2042 jedes Jahr ein Werk mit einer Biogasanlage inklusive Aufbereitungsanlage ausgerüstet. Die Anlagen werden so dimensioniert, dass die anfallenden Rübenschnitzel als Silage gleichmäßig über das Jahr verteilt vergoren werden. Bilanzuell über das Jahr betrachtet wird sichergestellt, dass mindestens die Menge an Biomethan eingespeist wird, die im Werk verbraucht wird. Sofern das energetische Potenzial der vergorenen Rübenschnitzel nicht ausreicht, um die Eigenversorgung bilanziell abzudecken, wird zusätzlich Biomethan aus dem Netz bezogen. Wenn nicht der komplette Anteil an Rübenschnitzel energetisch benötigt wird, findet weiterhin ein Verkauf der Restmengen am Futtermittelmarkt statt. Die Annahmen zur KWK-Anlage unterscheiden sich nicht von Referenz- und Effizienzscenario, da technologisch weiterhin Gaskessel zum Einsatz kommen.

Wie im Effizienzscenario ist zur Senkung des Dampfbedarfs zudem der Einbau mechanischer Brüdenverdichtung vorgesehen. Hierbei wird ein etwas höherer Umsetzungsgrad angenommen, der zu einer Dampfeinsparung von 25 Prozent führt. Bei diesem Wert resultieren unter den getroffenen Annahmen die geringsten mittleren jährlichen Kosten über alle Werke.

10.2 Entwicklung des Energieeinsatzes

Mit zunehmendem Ausbau der Biogasanlagen wird Erdgas durch eigenes Biogas substituiert. In begrenztem Umfang wird zusätzlich auch Biogas fremdbezogen.

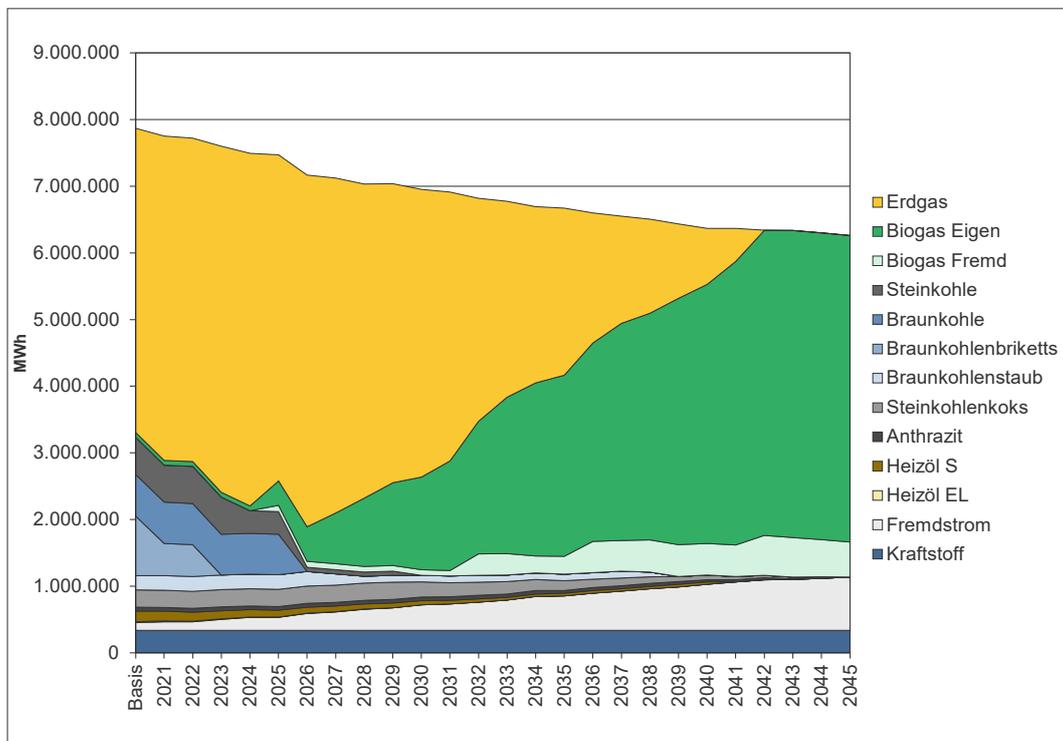


Abbildung 18: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2045 im Biogaspfad (Pfad 1)

Der Anstieg des Stromverbrauchs wird hervorgerufen durch den Eigenbedarf der Biogasanlagen inklusive der Biogasaufbereitung sowie durch die mechanischen Brüdenverdichter.

10.3 Entwicklung der CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen gehen mit zunehmender Durchdringung der Werke mit Biogasanlagen sehr deutlich zurück.

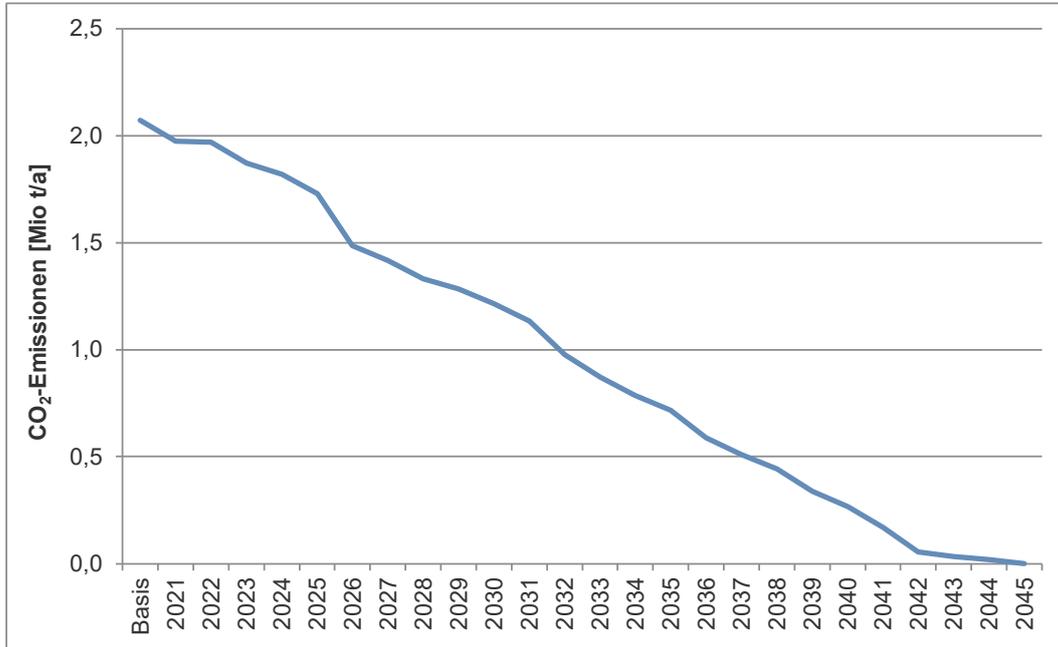


Abbildung 19: Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 im Biogaspfad (Pfad 1)

Ab dem Jahr 2042 ist die Energieversorgung komplett auf CO₂-neutrale Energieträger umgestellt. Es verbleiben nur noch geringe Restemissionen für den Transport, der noch nicht vollständig auf synthetische Kraftstoffe umgestellt ist. Im Jahr 2045 ist dann die vollständige Treibhausgasneutralität erreicht. Bei Beschreiten dieses Pfades werden kumuliert bis 2045 28,8 Mio. t CO₂ eingespart.

10.4 Entwicklung der betrachteten Kosten

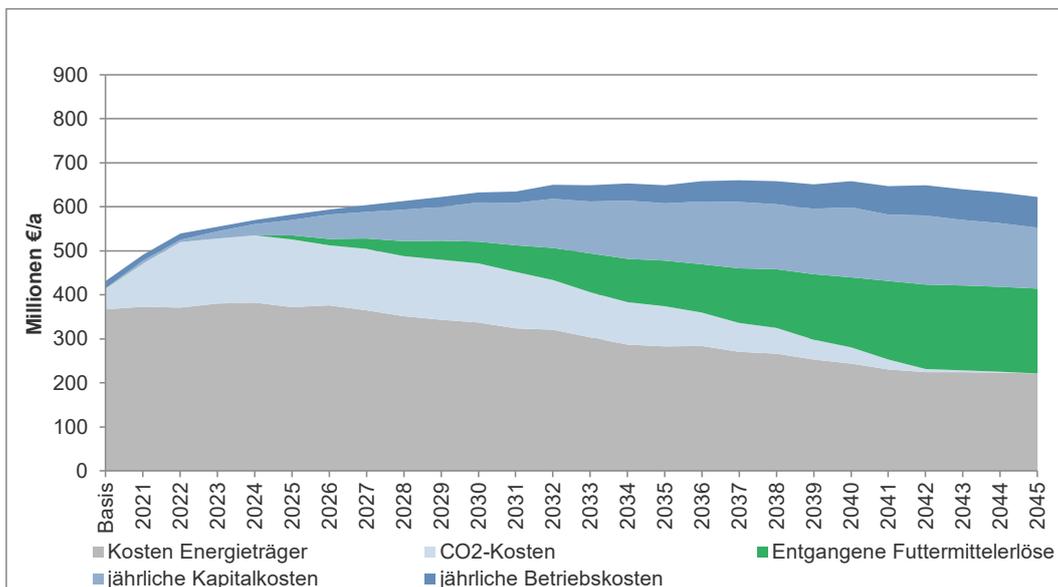


Abbildung 20: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Biogaspfad (Pfad 1)

Die reinen Energiekosten sind hier in Pfad 1: Biogas rückläufig und setzen sich im Jahr 2045 zusammen aus den Kosten für Kraftstoffe (Transport), Fremdstrom sowie dem verbleibenden Fremdbezug Biomethan. Die CO₂-Kosten gehen bis zum Jahr 2042 auf nahezu Null zurück. Die relevanten Kostenblöcke im Jahr 2045 sind die entgangenen Futtermittelerlöse, Brennstoffkosten für Fremdstrom und fremdbezogenem Biogas und Kraftstoff. Es gibt ein durch die Kapitalkosten bedingtes Maximum, das in diesem Fall um das Jahr 2037 liegt.

Die mittleren Gesamtkosten liegen mit ca. 620 Mio. €/a um etwa 5 Mio. €/a niedriger als im Referenzszenario. Im Zieljahr 2045 liegen die jährlichen Kosten mit 621 Mio. €/a allerdings bereits um 43 Mio. €/a niedriger als im Referenzszenario.

Die zusätzlichen Investitionskosten gegenüber dem Referenzpfad sind jedoch signifikant und liegen insgesamt bei etwa 1,84 Mrd. €.

10.5 Sensitivitäten

10.5.1 Sensitivität relevanter Einflussfaktoren

Aufgrund der Relevanz der entgangenen Futtermittelerlöse stellt der angenommene Futtermittelpreis den größten Einflussfaktor in Hinblick auf die jährlichen mittleren Kosten dar. Eine Preisschwankung in der Größenordnung von 40 % führt beispielsweise zu einer Verringerung bzw. Steigerung der jährlichen Kosten in Höhe von ca. 40 Mio €/a.

Der Einfluss der Parameter Strompreis und Investitionskosten ist in etwa der gleichen Größenordnung. Bei den Investitionskosten bestehen durch Fördermittel relevante Potenziale zur Senkung der Kosten. Bei einer Förderquote von 30 % würden sich die absoluten Investitionskosten in Summe um ca. 440 Mio. € verringern. Die jährliche resultierende Kosteneinsparung liegt im Mittel über den Betrachtungszeitraum bei etwa 20 Mio. €/a.

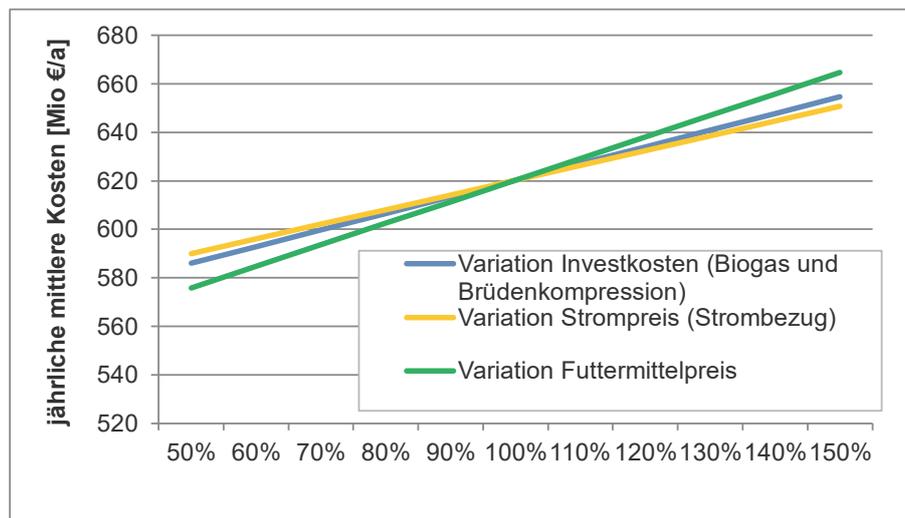


Abbildung 21: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von einer prozentualen Änderung der Investitionskosten bzw. des Strombezugspreises und des Futtermittelpreises

10.5.2 Variante Fremdbezug Biomethan

Alternativ zur Vergärung der eigenen Biomasse könnte man die Treibhausgasneutralität in einem Biogaspfad auch durch reinen Fremdbezug von Biomethan erreichen. In diesem Fall entfallen die Kosten für den Betrieb eigener Biogasanlagen. Die Rübenschnitzel könnten weiterhin als Futtermittel verkauft werden, entsprechend müssten weiterhin volle Kapazitäten für die Trocknung der Rübenschnitzel vorgehalten werden (Verdampfungstrockner). Unter Annahme eines Biomethanpreises von 115 €/MWh¹⁸ wäre folgender Kostenverlauf zu erwarten:

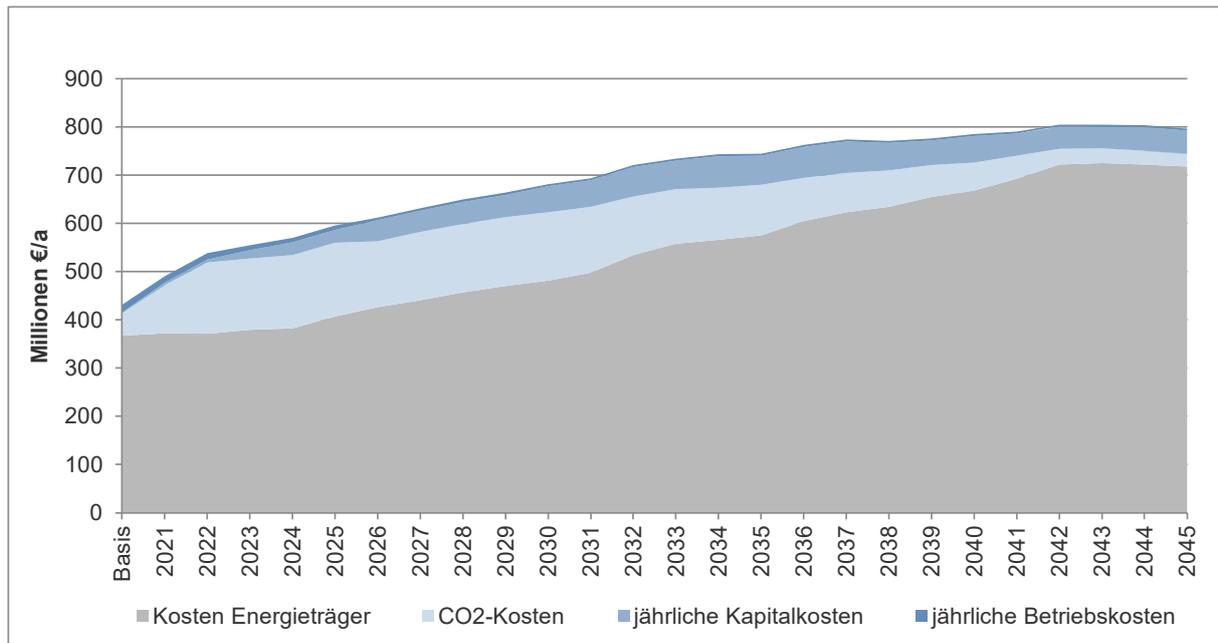


Abbildung 22: jährliche energiebezogene Kosten bis 2045 im Biogaspfad (Pfad 1) unter Annahme eines Fremdbezugs von Biomethan

Die mittleren jährlichen Kosten liegen mit 700 Mio. €/a ca. 80 Mio. €/a höher als bei der Vergärung eigener Schnitzel. Im Zieljahr 2045 sind die Kosten mit rund 800 Mio. €/a sogar um 200 Mio. € höher. Die deutlichen Mehrkosten beim Fremdbezug resultieren zum einen aus der Preisdifferenz zwischen fremdbezogenem Biomethan und den entgangenen Futtermittelerlösen. Darüber hinaus ergibt sich in diesem Fall auch ein höherer Brennstoffbedarf, da für den Futtermittelverkauf weiterhin eine Schnitzeltrocknung erforderlich ist.

Interessant ist in diesem Zusammenhang die Frage, ab welchem Biomethanpreis der Fremdbezug attraktiver wird als die eigene Vergärung der Schnitzel. Hierzu ist nachfolgend die Entwicklung der jährlichen mittleren Kosten über den Betrachtungszeitraum abhängig vom Biomethanpreis dargestellt.

¹⁸ Dena (2023): Branchenbarometer Biomethan 2023

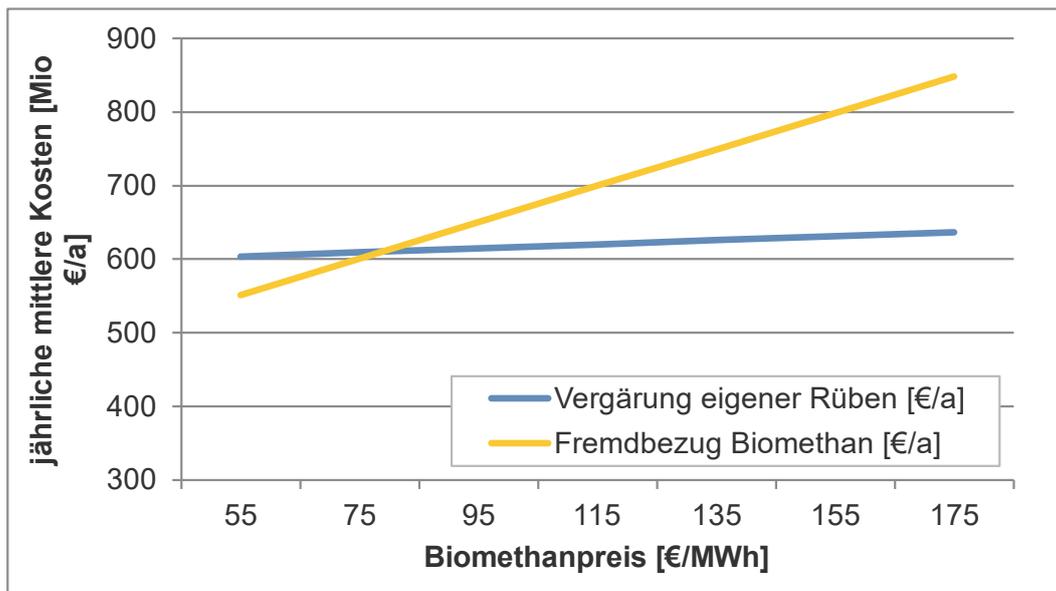


Abbildung 23: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von den Bezugskosten für Biomethan

Ab einem Biomethanpreis unter circa 75 €/MWh liegen also die durchschnittlichen mittleren Kosten im Fremdbezug niedriger als bei der Vergärung der eigenen Biomasse. Der in der Modellierung angenommene Preis von 115€/MWh liegt deutlich oberhalb dieser Schwelle und ist ein weiterer wichtiger Faktor, der die große Preisdifferenz zugunsten der eigenen Biogasproduktion gegenüber des Fremdbezugs erklärt. Bei diesen Betrachtungen haben die Annahmen zu den Futtermittelpreisen (siehe Anhang) einen hohen Einfluss. Bei einer Erhöhung der Futtermittelpreise würde die Schwelle des erforderlichen Biomethanpreises höher liegen.

10.6 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung

Durch die Umsetzung umfassender Effizienzmaßnahmen sowie die Errichtung von Biogasanlagen zur Vergärung eigener Biomasse kann im Szenario THG-Neutralität Pfad1 – Biogas das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 durch Maßnahmen in der eigenen Branche erreicht werden.

Die mittleren jährlichen Kosten liegen mit 620 Mio. €/a um etwa 1 Prozent unter dem mittleren Kostenniveau des Referenzpfades. Die Umsetzung der Maßnahmen ist jedoch mit erheblichen zusätzlichen Investitionskosten in Höhe von etwa 1,84 Mrd. € gegenüber dem Referenzszenario verbunden.

Ein wesentliches Hemmnis zur Umsetzung der aufgeführten Maßnahmen stellen somit die zusätzlichen Investitionskosten dar. Zur Überwindung dieser Hürde können beispielsweise Fördermittel einen relevanten Beitrag liefern. Die Problematik der hohen Strombezugpreise spielt auch in dem Biogaspfad eine wesentliche Rolle, da aufgrund des relativ hohen Eigenbedarfs der Anlagen zur Biogaserzeugung und -aufbereitung sowie der mechanischen Brüdenkompression ein deutlicher Stromverbrauchsanstieg einhergeht.

Eine große Unwägbarkeit in dem Biogaspfad stellt zudem die zukünftige Entwicklung der Futtermittelpreise dar. Im Falle eines Preisanstiegs kann es günstiger sein, Biomethan aus dem Netz zu beziehen und die Rübenschnitzel weiterhin zu vermarkten.

Alternativ zur Errichtung eigener Biogasanlagen besteht im Biogaspfad auch die Möglichkeit, generell den Fremdbezug von Biomethan vorzusehen. Diese Variante wird unter den getroffenen Annahmen bei einem Biomethanbezugspreis unter 75 €/MWh wirtschaftlich interessant. Für die tatsächliche Umsetzung können auch Mischformen wirtschaftlich attraktiv sein, bei denen nur ein Teil des Energiebedarfs über eigene Vergärungsanlagen gedeckt wird.

11 Pfad 2 – Biomasse im Szenario THG-Neutralität

11.1 Maßnahmen

Im Biomassepfad werden im **Zeitraum 2021–2045** sukzessive alle vorhandenen Erdgaskessel durch Biomassekessel zur Verbrennung von Rübenschnitzeln ersetzt. Hierzu ist eine Vortrocknung erforderlich (z. B. über VDT oder NTT). Sofern das energetische Potenzial der Rübenschnitzeln nicht ausreicht, um die Eigenversorgung bilanziell abzudecken, wird zusätzlich Biomasse extern bezogen. Wenn umgekehrt nicht der komplette Anteil an Rübenschnitzeln energetisch benötigt wird, findet weiterhin ein Verkauf der Restmengen am Futtermittelmarkt statt.

Wie im Effizienzscenario ist zur Senkung des Dampfbedarfs zudem der Einbau mechanischer Brüdenverdichtung vorgesehen. Hierbei wird derselbe Umsetzungsgrad angenommen, der hier zu einer Dampfeinsparung von 20 Prozent führt.

11.2 Entwicklung des Energieeinsatzes

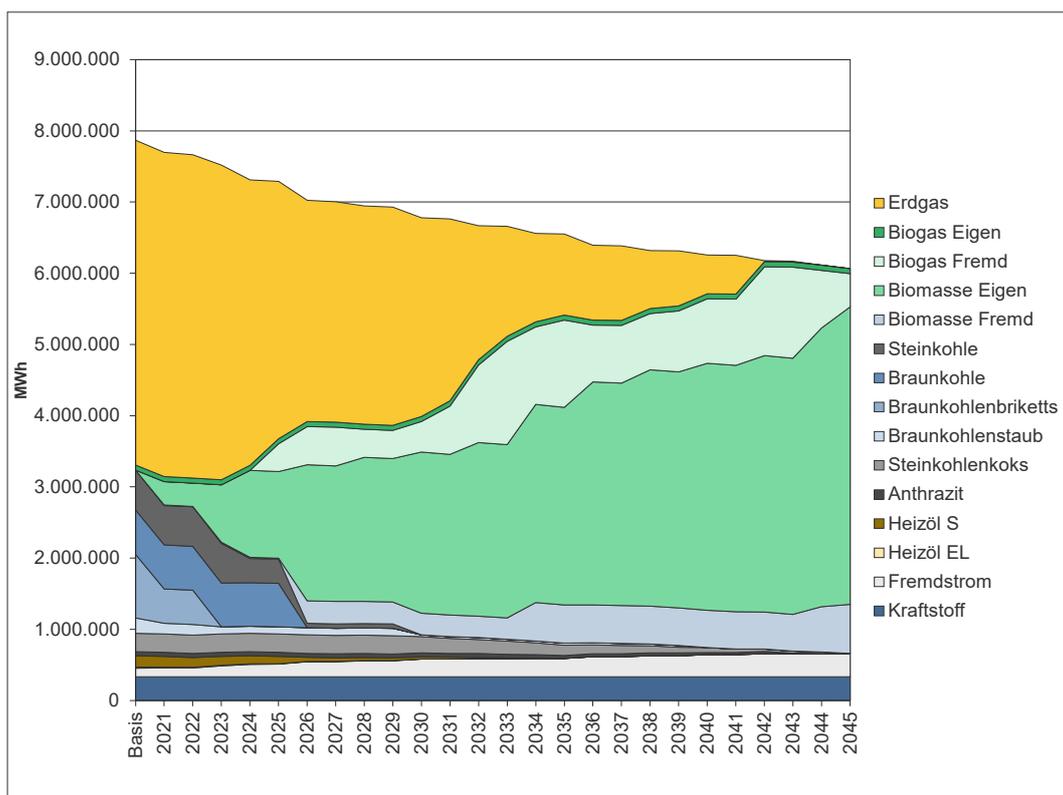


Abbildung 24: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2045 im Biomassepfad (Pfad 2)

Mit zunehmender Umstellung auf Biomassekessel wird Erdgas durch eigene Biomasse substituiert. In begrenztem Umfang wird zusätzlich auch Biomasse fremdbezogen. Der Anstieg des Stromverbrauchs wird hervorgerufen durch die mechanischen Brüdenverdichter.

11.3 Entwicklung der CO₂-Emissionen

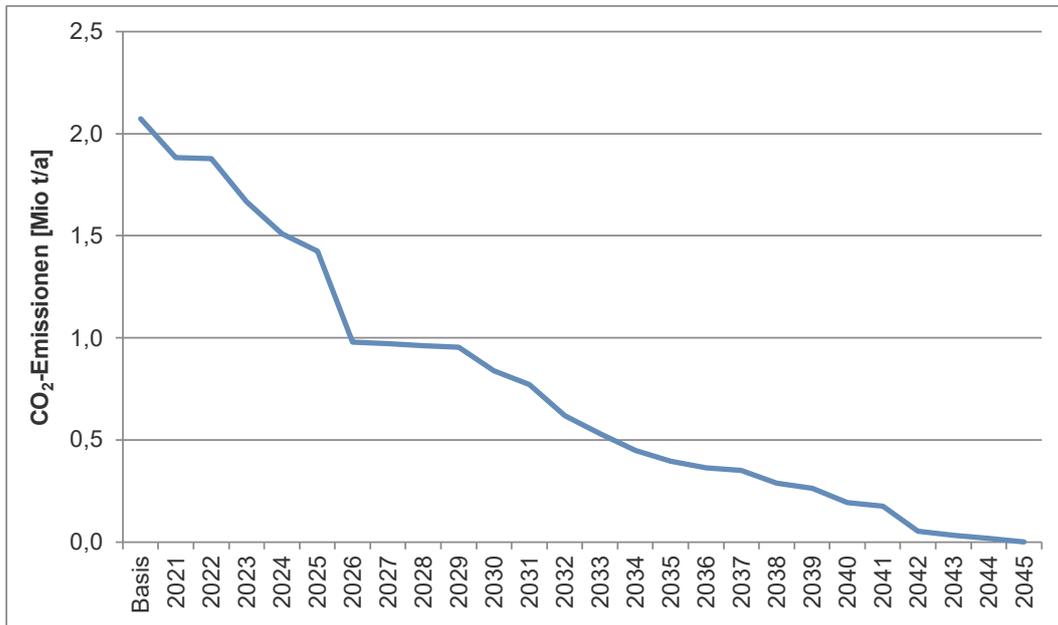


Abbildung 25: Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 im Biomassepfad (Pfad 2)

Die CO₂-Emissionen gehen mit zunehmender Durchdringung der Werke mit Biomassekesseln sehr deutlich zurück. Bereits bis 2030 könnte so eine Halbierung der Emissionen relativ zum Basiszeitraum erreicht werden. Im Jahr 2045 ist dann die vollständige Treibhausgasneutralität erreicht.

Bei Beschreiten dieses Pfades werden kumuliert bis 2045 34,4 Mio. t CO₂ eingespart.

11.4 Entwicklung der betrachteten Kosten

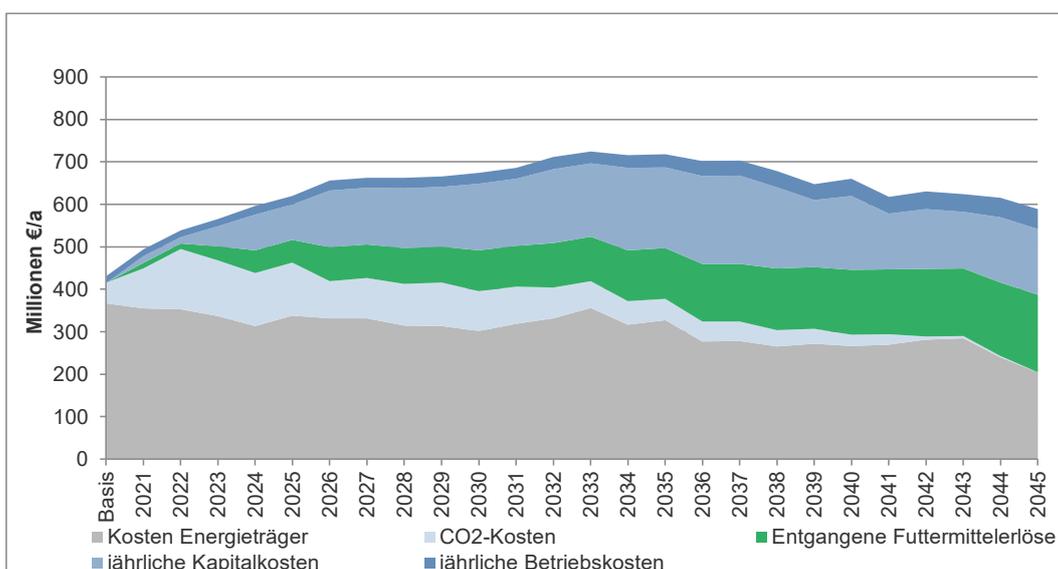


Abbildung 26: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Biomassepfad (Pfad 2)

Die reinen Energiekosten sind im Biomassepfad rückläufig und setzen sich im Jahr 2045 zusammen aus den Kosten für Kraftstoffe (Transport), Fremdstrom sowie dem Fremdbezug von Biomethan und Biomasse. Die CO₂-Kosten gehen bis zum Jahr 2045 auf Null zurück und werden bereits in den 2030er Jahren stark reduziert. Der Kostenhöhepunkt liegt in der ersten Hälfte der 2030er Jahre. Die relevantesten Kostenblöcke im Jahr 2045 sind die entgangenen Futtermittelerlöse, Energieträgerkosten sowie die Kapitalkosten.

Die mittleren Gesamtkosten liegen mit ca. 646 Mio. €/a um etwa 20 Mio. €/a höher als im Referenzszenario und um etwa 26 Mio €/a über den Kosten im Biogaspfad. Im Zieljahr 2045 liegen die jährlichen Kosten mit 589 Mio. €/a jedoch um 76 Mio. €/a niedriger als im Referenzszenario.

Die zusätzlichen Investitionskosten gegenüber dem Referenzszenario liegen jedoch insgesamt bei etwa 2,8 Mrd. €.

11.5 Sensitivitäten

11.5.1 Sensitivität relevanter Einflussfaktoren

Im Biomassepfad im Szenario THG-Neutralität liegt der größte Einfluss bei den Investitionskosten. Eine Schwankung der Investitionskosten in der Größenordnung von 30 Prozent führt beispielsweise zu einer Verringerung bzw. Steigerung der jährlichen Kosten in Höhe von ca. 40 Mio. €/a.

Die entgangenen Futtermittelerlöse stellen einen weiteren wichtigen Einflussfaktor in ähnlicher Größenordnung dar. Eine Preisschwankung von 40 Prozent führt beispielsweise zu einer Verringerung bzw. Steigerung der jährlichen Kosten in Höhe von ca. 43 Mio. €/a.

Der Einfluss des Parameters Strompreis ist in diesem Szenario eher von untergeordneter Bedeutung.

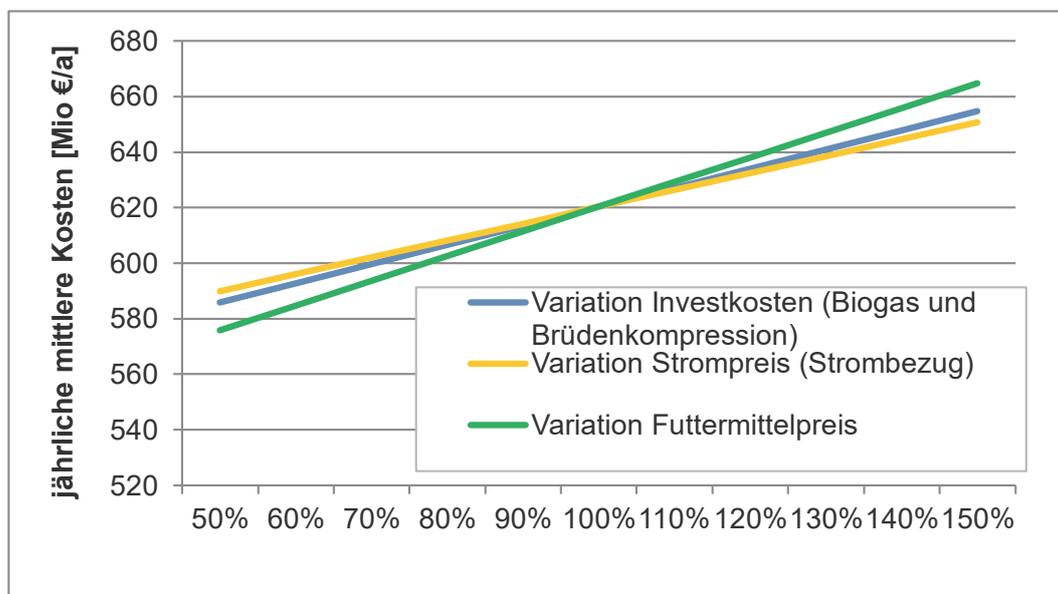


Abbildung 27: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von einer prozentualen Änderung der Investitionskosten bzw. des Strompreises und des Futtermittelpreises

11.5.2 Variante Fremdbezug Biomasse

Alternativ zur Verbrennung der eigenen Biomasse könnte die Treibhausgasneutralität in einem Biomassepfad auch durch reinen Zukauf von Biomasse wie Holz erreicht werden. Die Rübenschnitzel könnten in diesem Fall weiterhin als Futtermittel verkauft werden, entsprechend müssten weiterhin volle Kapazitäten für die Trocknung der Rübenschnitzel vorgehalten werden (Verdampfungstrockner oder HTT bzw. NTT/HTT mit Einsatz von erneuerbarem Strom sowie erneuerbaren Gasen als Brennstoff). Unter Annahme eines Biomassepreises von 25 €/MWh wäre folgender Kostenverlauf zu erwarten:

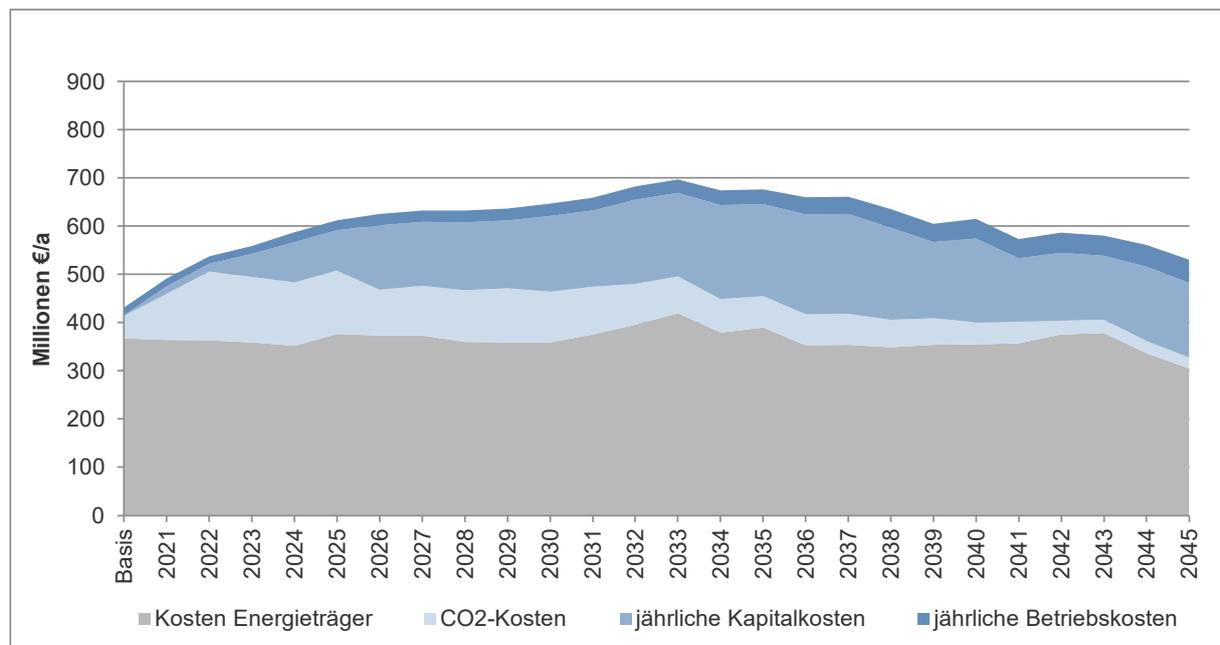


Abbildung 28: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Biomassepfad (Pfad 2) unter Annahme eines Fremdbezugs von Biomasse

Die mittleren jährlichen Kosten liegen mit 614 Mio. €/a um 30 Mio. €/a niedriger als bei der Verbrennung eigener Schnitzel. Im Zieljahr 2045 sind die Kosten mit 530 Mio. €/a sogar um 59 Mio. €/a niedriger.

Allerdings ist aufgrund des zu erwartenden Nachfrageanstiegs und der begrenzten Verfügbarkeit von Holz als Brennstoff davon auszugehen, dass sich zukünftig deutlich höhere Preisniveaus ergeben als aktuell. Auch hier ist zu berücksichtigen, ab welchem Preis für den Bezug externer Biomasse die Verbrennung eigener Biomasse vorteilhafter wird. Hierzu ist nachfolgend die Entwicklung der jährlichen mittleren Kosten über den Betrachtungszeitraum abhängig vom Biomassepreis dargestellt.

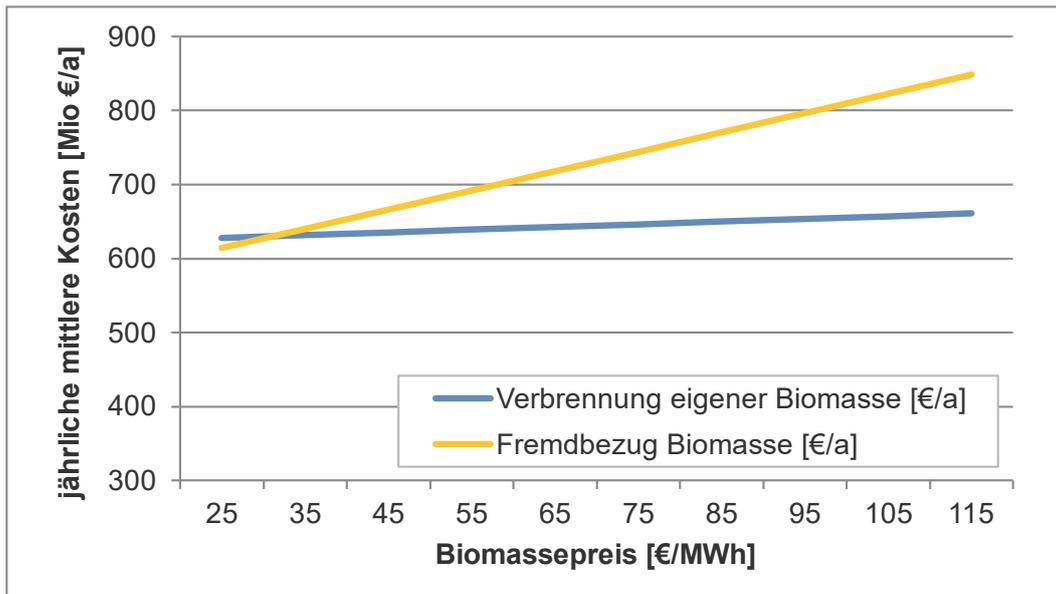


Abbildung 29: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von den Bezugskosten für Biomasse

Bei einem Biomassepreis um 25 €/MWh liegen die durchschnittlichen mittleren Kosten im Fremdbezug niedriger als bei der Verbrennung der eigenen Biomasse. Allerdings scheinen diese Preise bereits jetzt kaum mehr realisierbar, da sich eine steigende Nachfrage und Nutzungskonkurrenz im Bereich der Wärmeversorgung von Gebäuden und Industrie abzeichnen, die dauerhaft hohe Preise für Biomasse wahrscheinlich machen.

11.6 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung

Durch die Umsetzung umfassender Effizienzmaßnahmen sowie die Umstellung der Erdgaskessel auf Biomassekessel kann im Szenario THG-Neutralität Pfad 2 – Biomasse das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 mit Maßnahmen in der Branche erreicht werden.

Die mittleren jährlichen Kosten liegen mit 646 Mio. €/a um etwa 3 % über dem mittleren Kostenniveau des Referenzszenarios. Zudem ist die Umsetzung der Maßnahmen mit erheblichen zusätzlichen Investitionskosten in Höhe von etwa 2,8 Mrd. € gegenüber dem Referenzszenario verbunden.

Ein wesentliches Hemmnis zur Umsetzung der aufgeführten Maßnahmen stellen die zusätzlichen Investitionskosten dar. Zur Überwindung dieser Hürde können beispielsweise Fördermittel einen sehr wesentlichen Beitrag liefern. Eine große Unwägbarkeit in dem Biomassepfad stellt zudem die zukünftige Entwicklung der Futtermittelpreise dar. Im Falle eines Preisanstiegs kann es günstiger sein, Biomasse fremd zu beziehen und die Rübenschnitzel weiterhin zu vermarkten. Gleiches gilt unter der Voraussetzung, dass sich günstige Bezugskosten für externe Biomasse realisieren lassen. Unter den getroffenen Annahmen wäre dies bei Preisen unter 35 €/MWh für den Biomassebezug. Wirtschaftlich interessant kann deshalb auch eine Umsetzungsvariante sein, die eine flexible Einsatzplanung realisierbar macht, abhängig von den Bezugskosten der Biomasse sowie der Entwicklung der Futtermittelpreise. Dies ist jedoch technisch schwierig umsetzbar, da die Biomassekessel auf die Verbrennung von Brennstoffen mit gleichartiger Beschaffenheit ausgelegt sind, was im Fall von Rübenschnitzeln im Vergleich zu Holz nicht gegeben ist.

12 Pfad 3a – Elektrifizierung I – Elektrokessel im Szenario THG-Neutralität

12.1 Maßnahmen

Im Elektrifizierungspfad I werden im **Zeitraum 2025-2042** sukzessive alle vorhandenen Erdgaskessel durch Elektrokessel ersetzt. Gleichzeitig wird der Dampfbedarf durch mechanische Brüdenverdichter soweit möglich reduziert. In diesem Szenario wird durch die Brüdenkompression im Mittel 50 Prozent des Dampfbedarfs pro Werk eingespart.

Die Rübenschnitzel werden weiterhin am Futtermittelmarkt verkauft, für die Trocknung werden soweit erforderlich Verdampfungstrockner eingesetzt.

12.2 Entwicklung des Energieeinsatzes

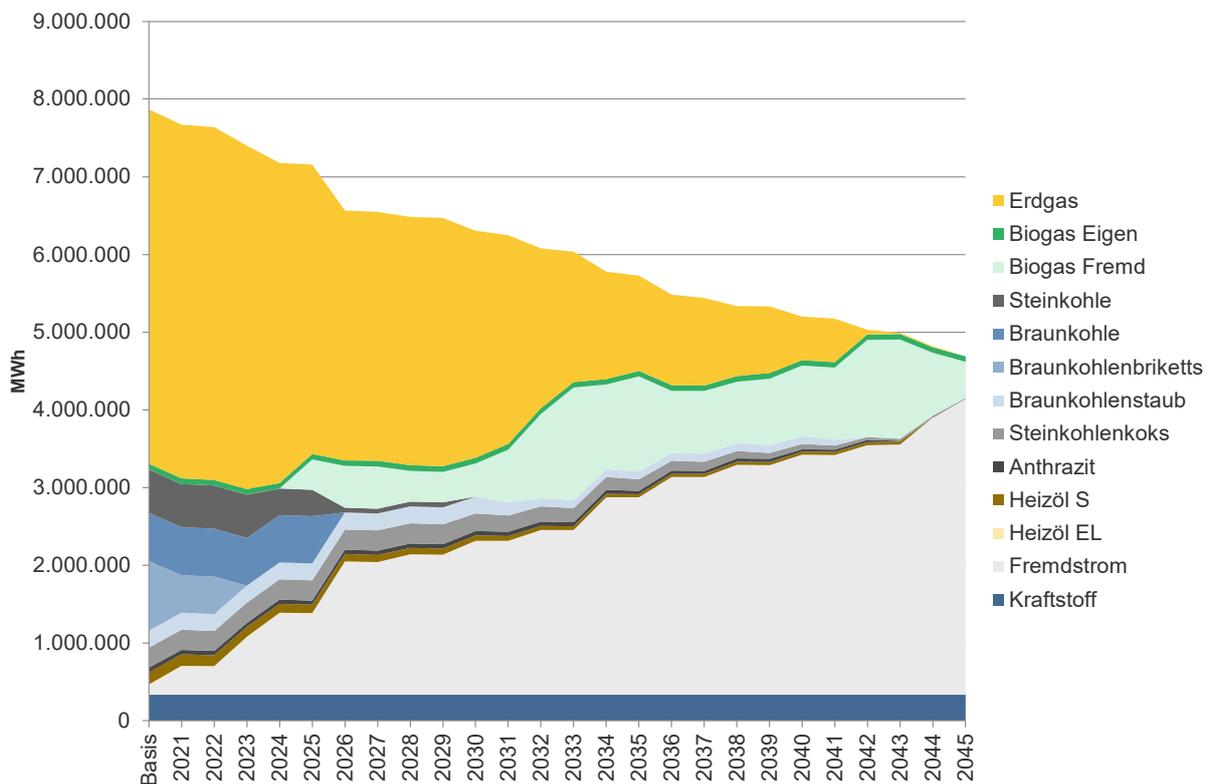


Abbildung 30: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2045 im Elektrifizierungspfad (Pfad 3a)

Mit zunehmender Umstellung auf Elektrokessel wird Erdgas durch Fremdstrombezug substituiert. In begrenztem Umfang wird zusätzlich auch Biomethan fremdbezogen für den Betrieb der Kalköfen.

12.3 Entwicklung der CO₂-Emissionen

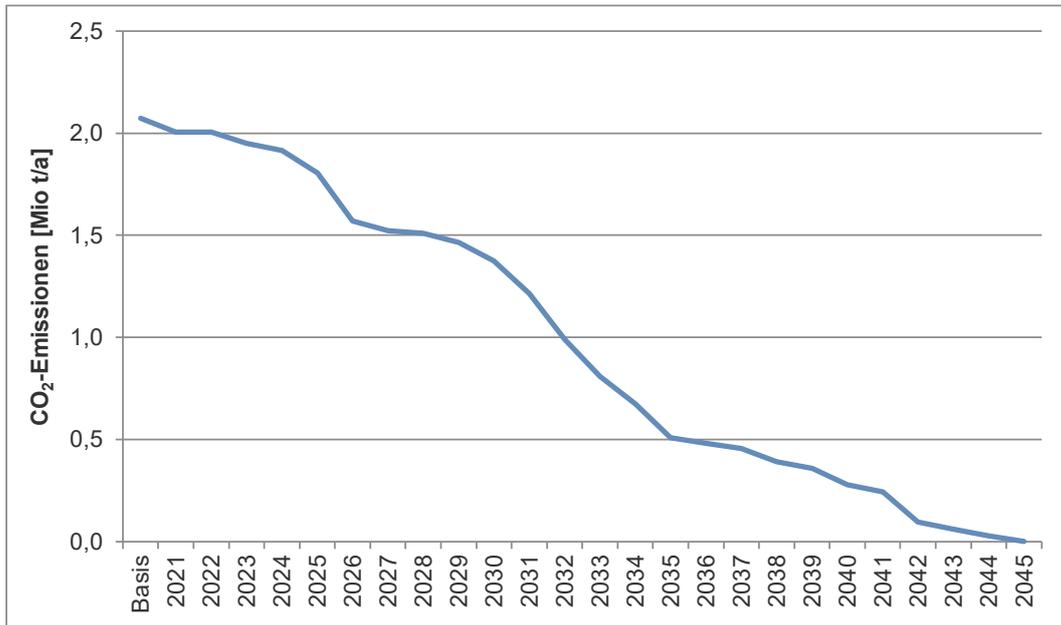


Abbildung 31: Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 im Elektrifizierungspfad I (Pfad 3a)

Die CO₂-Emissionen gehen mit zunehmender Durchdringung der Werke mit Elektrokesseln sehr deutlich zurück. Der Emissionsfaktor des Fremdstroms wird hier in die Emissionen miteinbezogen. Der angenommene Rückgang des Emissionsfaktors auf nahezu Null bis 2035 lässt sich am starken Abfallen der Kurve bis zu ebendiesem Jahr ablesen. Hierdurch sinken die Scope 2-Emissionen aus dem Fremdstrombezug der bereits umgerüsteten Anlagen auf nahezu Null. Im Jahr 2045 ist dann die vollständige Treibhausgasneutralität erreicht. Der Abfall der Emissionen in den 2020er Jahren resultiert aus dem Ersatz von Kohlekesseln mit Elektrokesseln kombiniert mit mechanischer Brüdenkompression.

Bei Beschreiten des Elektrifizierungspfades I werden kumuliert bis 2045 28,1 Mio. t CO₂ eingespart.

12.4 Entwicklung der betrachteten Kosten

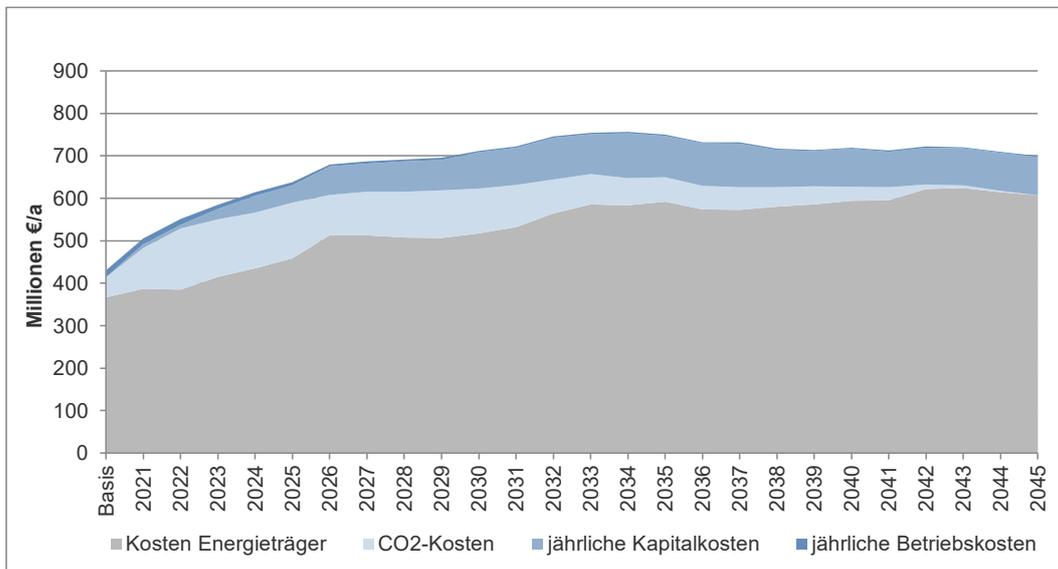


Abbildung 32: Entwicklung der energiebezogenen Kosten bis 2045 im Elektrifizierungspfad I (Pfad 3a)

Die Kosten werden in diesem Pfad erwartungsgemäß von den reinen Energiekosten für den Strombezug dominiert. Die Kapitalkosten setzen sich überwiegend aus den erforderlichen Investitionen für die Elektrokessel, die Brüdenverdichter sowie die erforderlichen Netzanschlusskosten der Werke zusammen. Der Kostenhöhepunkt liegt in der Mitte der 2030er Jahre.

Die mittleren Gesamtkosten liegen mit ca. 691 Mio. €/a um etwa 65 Mio. €/a höher als im Referenzszenario. Im Zieljahr 2045 liegen die jährlichen Kosten mit 699 Mio. €/a jedoch nur noch um 34 Mio. €/a höher als im Referenzszenario, so dass sich dieser Abstand verkleinert. Allerdings sind diese extremen Kostenanstiege darauf zurückzuführen, dass zunächst die aktuell gültigen Konditionen für den Fremdstrombezug angesetzt sind. Ein (reiner) Elektrifizierungspfad bedarf möglichst günstiger zukünftiger Strombezugskosten, um wirtschaftlich realisierbar zu sein.

Die zusätzlichen Investitionskosten gegenüber dem Referenzszenario liegen insgesamt bei etwa 1,19 Mrd. €.

12.5 Sensitivitäten

Die Kostenentwicklung in diesem Szenario wird dominiert von den Strombezugskosten. Aus diesem Grund hat der Strombezugspreis den maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Elektrifizierungsfades I. Die Betrachtung dieser Sensitivität erfolgt gebündelt mit den Sensitivitätsbetrachtungen im nachfolgenden Pfad 3b – Elektrifizierung II. Dies ermöglicht auch den Vergleich der beiden Elektrifizierungspfade untereinander.

12.6 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung

Durch die Umsetzung umfassender Effizienzmaßnahmen sowie die Umstellung der Erdgaskessel auf Elektrokessel kann im Szenario THG-Neutralität Pfad 3a – Elektrifizierung I das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 erreicht werden.

Unter Annahme des aktuellen Strombezugspreisniveaus liegen die energiebezogenen Kosten deutlich über den Pfaden 1 und 2 (Biogas und Biomasse) zur Erreichung der Treibhausgasneutralität. Die zusätzlichen Investitionskosten in Höhe von etwa 1,19 Mrd. € gegenüber dem Referenzszenario sind die niedrigsten im Vergleich zu den anderen Pfaden im Szenario THG-Neutralität.

Wesentliches Hemmnis sind die aktuell hohen Strombezugskosten für den Fremdbezug, die einer umfassenden Elektrifizierung entgegenwirken. Die erforderlichen Schwellenwerte, die diesen Pfad attraktiver gegenüber den anderen machen, sind in der gemeinsamen Sensitivitätsbetrachtung mit dem Pfad 3b – Elektrifizierung II (Kapitel 13.5.) dargestellt.

13 Pfad 3b – Elektrifizierung II – Elektrokessel und Wärmepumpen im Szenario THG-Neutralität

13.1 Maßnahmen

Die Maßnahmen in diesem Pfad sind identisch mit denen des Pfades 3a – Elektrifizierung I, jedoch wird im Pfad 3b: Elektrifizierung II die Wärmeerzeugung hälftig zwischen Elektrokesseln und Hochtemperaturwärmepumpen aufgeteilt – höhere Temperaturen werden durch den Elektrokessel bereitgestellt, niedrigere durch die Wärmepumpe.

13.2 Entwicklung des Energieeinsatzes

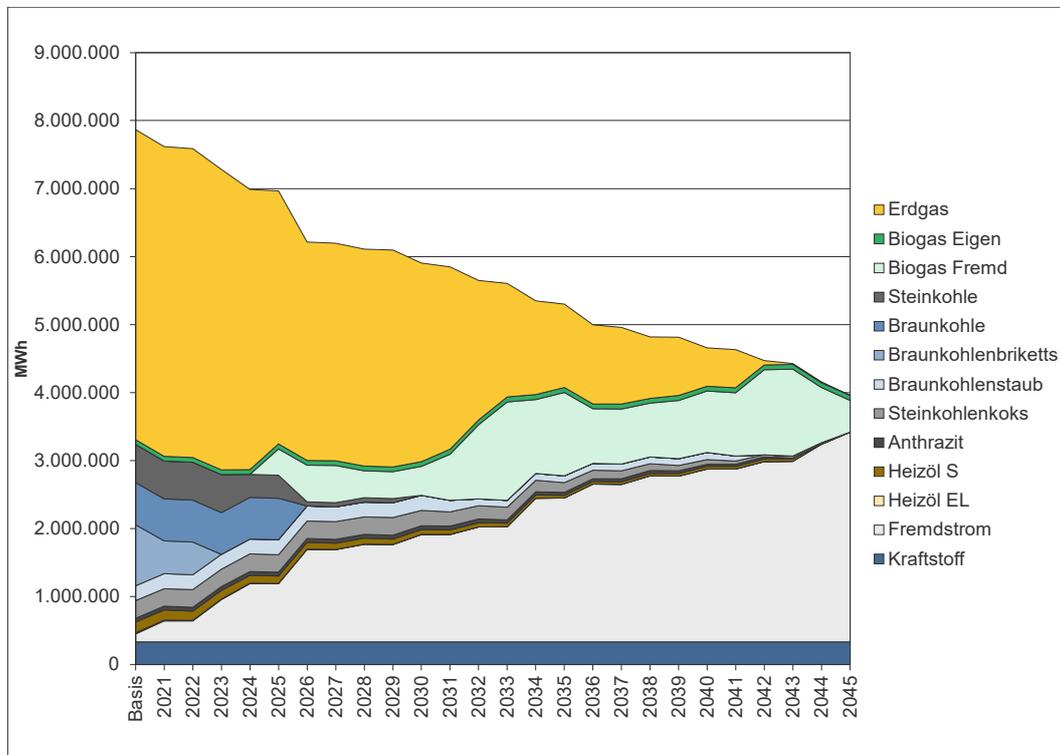


Abbildung 33: Entwicklung der energiebezogenen Kosten bis 2045 im Elektrifizierungspfad II (Pfad 3b)

Die Entwicklung des Energieeinsatzes ähnelt sehr stark jener des Elektrifizierungspfad I (3a), jedoch reduziert sich der Fremdstrombedarf von über 4 TWh auf etwa 3,3–3,4 TWh. Dies reflektiert den durch die Wärmepumpen erheblich reduzierten Stromverbrauch für Wärmeerzeugung. Bei einer hälftigen Aufteilung der Wärmeerzeugung zwischen Elektrokessel und Wärmepumpe wird der Strombedarf für die Wärmeerzeugung um ein Drittel gesenkt. Die Wärmeerzeugung würde ohne Einsatz von Wärmepumpen 60–65 Prozent des Stromverbrauchs ausmachen. Dieser Anteil wird durch den Wärmepumpen Einsatz beeinflusst. Der verbleibende Anteil des Stromverbrauchs entfällt auf die Brüdenkompression und den sonstigen Stromverbrauch für den Betrieb der Werke und ist bei beiden Elektrifizierungspfaden gleich.

13.3 Entwicklung der CO₂-Emissionen

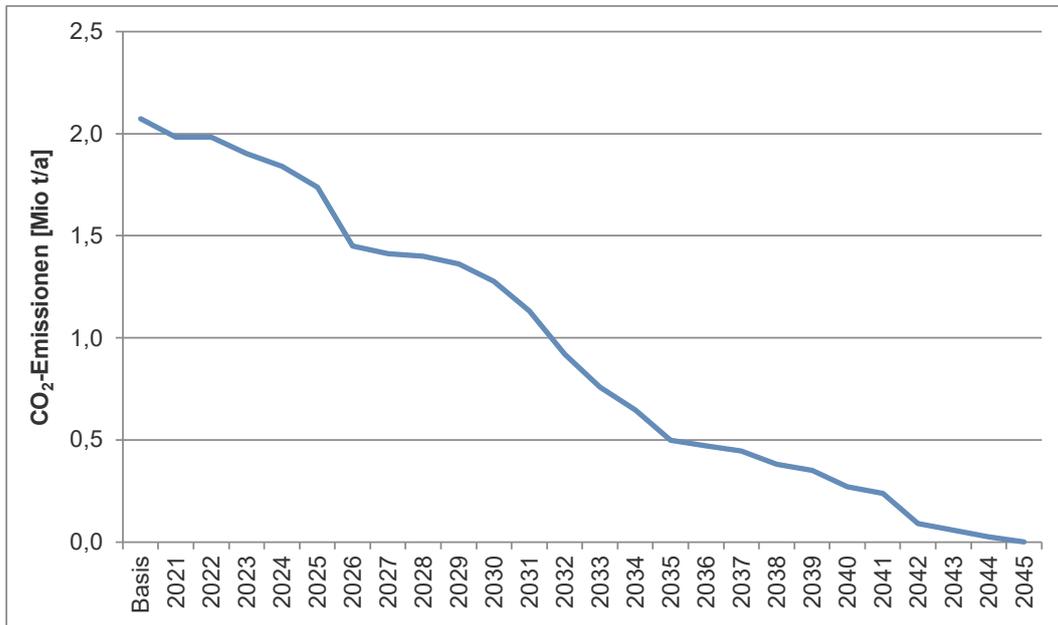


Abbildung 34: Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 im Elektrifizierungspfad II (Pfad 3b)

Der Verlauf der Emissionsreduktion ist jenem im Pfad 3a sehr ähnlich. Bis zum Jahr 2030 liegt die Kurve hier jedoch etwas tiefer. Dies liegt am verringerten Stromverbrauch durch die Wärmepumpen, aus denen verringerte Scope 2-Emissionen aus Fremdstrombezug resultieren. Da der Emissionsfaktor in beiden Elektrifizierungspfaden ab 2035 bei nahezu Null liegt, gleichen sich die Pfade bei der Annäherung an dieses Jahr zunehmend an und sind danach identisch. Im Jahr 2045 ist dann die vollständige Treibhausgasneutralität erreicht. Bei Beschreiten des Elektrifizierungspfades II werden kumuliert bis 2045 29,2 Mio. t CO₂ eingespart.

13.4 Entwicklung der betrachteten Kosten

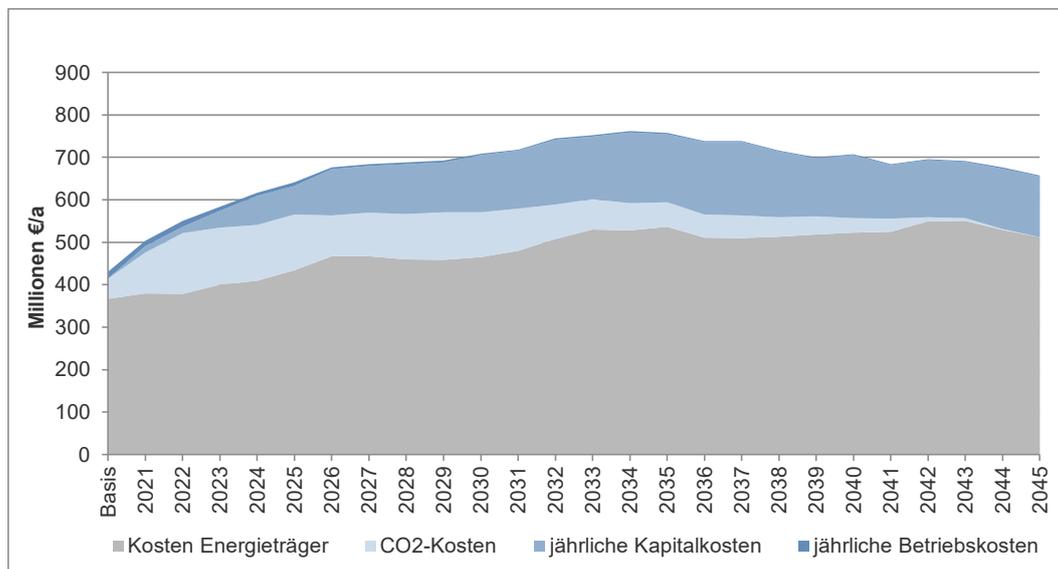


Abbildung 35: Entwicklung der energiebezogenen Kosten bis 2045 im Elektrifizierungspfad II (Pfad 3b)

Die Entwicklung der Kosten stellt sich im Pfad 3b: Elektrifizierung II anders dar als im Pfad 3a: Elektrifizierung I. Die Investitionen in Wärmepumpen sind mit höheren Kapitalkosten verbunden, wodurch dieser Kostenblock in diesem Pfad größer wird. Ausgeglichen wird dies durch die so reduzierten Kosten für Fremdstrombezug. Zum Ende des Betrachtungszeitraums nimmt der Effekt der höheren Kapitalkosten nach Ende des Abschreibungszeitraums der früher eingesetzten Anlagen ab, während der Effekt der reduzierten Kosten für den Fremdstrombezug erhalten bleibt. Dadurch liegt das Kostenniveau des Pfades 3b in den 2040er Jahren etwas unterhalb des Kostenniveaus des Pfades 3a.

Die mittleren Gesamtkosten liegen mit ca. 683 Mio. €/a um etwa 58 Mio. €/a höher als im Referenzszenario und 8 Mio. geringer als der Elektrifizierungspfad I. Im Zieljahr 2045 liegen die jährlichen Kosten mit ca. 657 Mio. €/a jedoch um 8,6 Mio. €/a niedriger als im Referenzszenario und um 42 Mio. €/a niedriger als im Pfad 3a: Elektrifizierung I.

Die zusätzlichen Investitionskosten gegenüber dem Referenzszenario liegen insgesamt bei etwa 2,37 Mrd. € und damit beim Doppelten der zusätzlichen Investitionskosten des Pfades 3a.

13.5 Sensitivitäten

13.5.1 Strompreis

Die Kostenentwicklung in den Elektrifizierungspfaden wird dominiert von den Strombezugskosten. Aus diesem Grund hat der Strombezugspreis den maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieser beiden Pfade. Nachfolgend sind die im Betrachtungszeitraum relevanten mittleren jährlichen Kosten für alle betrachteten Szenarien und Pfade in Abhängigkeit des Strombezugspreises dargestellt.

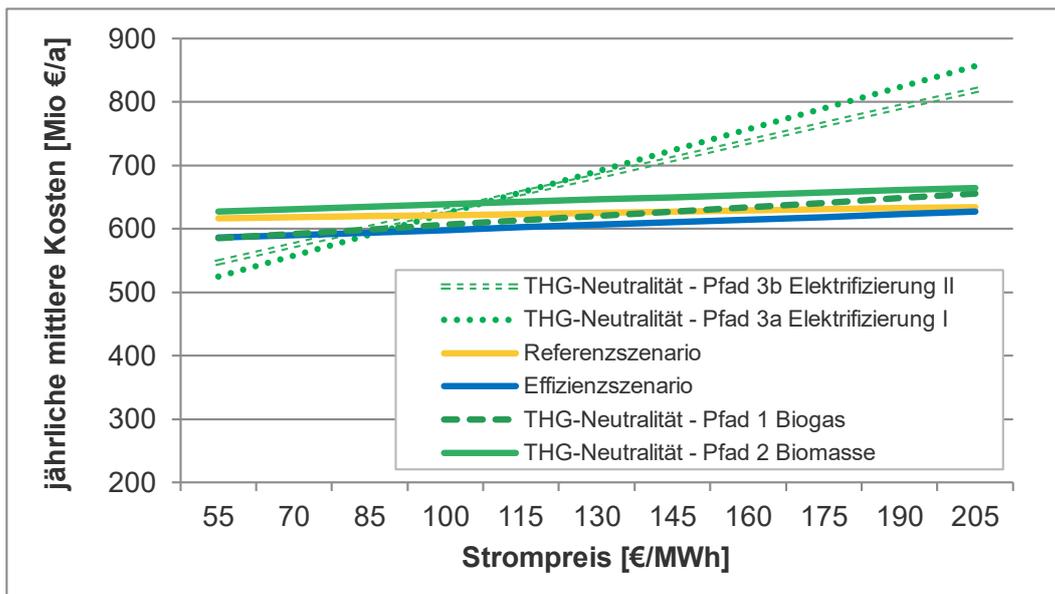


Abbildung 36: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig vom Strombezugspreis

Im Ergebnis zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen die Elektrifizierungspfade zu geringeren mittleren jährlichen Kosten im Vergleich zum Biomassepfad führt, sobald der Strombezugspreis (d. h. der Strompreis incl. Umlagen, Abgaben, Steuern) unter circa 105 €/MWh liegt. Bei etwa 100 € wird auch das Referenzszenario unterschritten. Der Schwellenwert zu den hier eng beieinander liegenden Szenarien Biogaspfad und Effizienz liegt bei etwa 85 €/MWh (etwas niedriger für Elektrifizierung II). Daraus geht hervor, dass Elektrifizierungslösungen am kostengünstigsten wären, wenn längerfristig niedrigere Strombezugspreise vorherrschen.

Im Vergleich der beiden Elektrifizierungspfade wird der weniger kapitalkostenintensive Elektrifizierungspfad I umso kostengünstiger gegenüber dem Elektrifizierungspfad II, je niedriger der Strombezugspreis ist, da dieser der stärkste Kostentreiber für diesen Pfad ist. Umgekehrt überwiegt der Einfluss der geringeren Strombedarfe im Elektrifizierungspfad II gegenüber dessen höheren Kapitalkosten, je höher der Strombedarf wird, so dass dieser Pfad dann kostengünstiger wird.

13.5.2 Investitionskosten

Da der Elektrifizierungspfad II für die Umrüstung eines Teils der Wärmeerzeugung auf Wärmepumpen zusätzlich von hohen Investitionskosten gekennzeichnet ist, die im Elektrifizierungspfad I nicht anfallen, ist es auch von Interesse, die beiden Pfade hinsichtlich fallender und steigender Investitionskosten zu vergleichen.

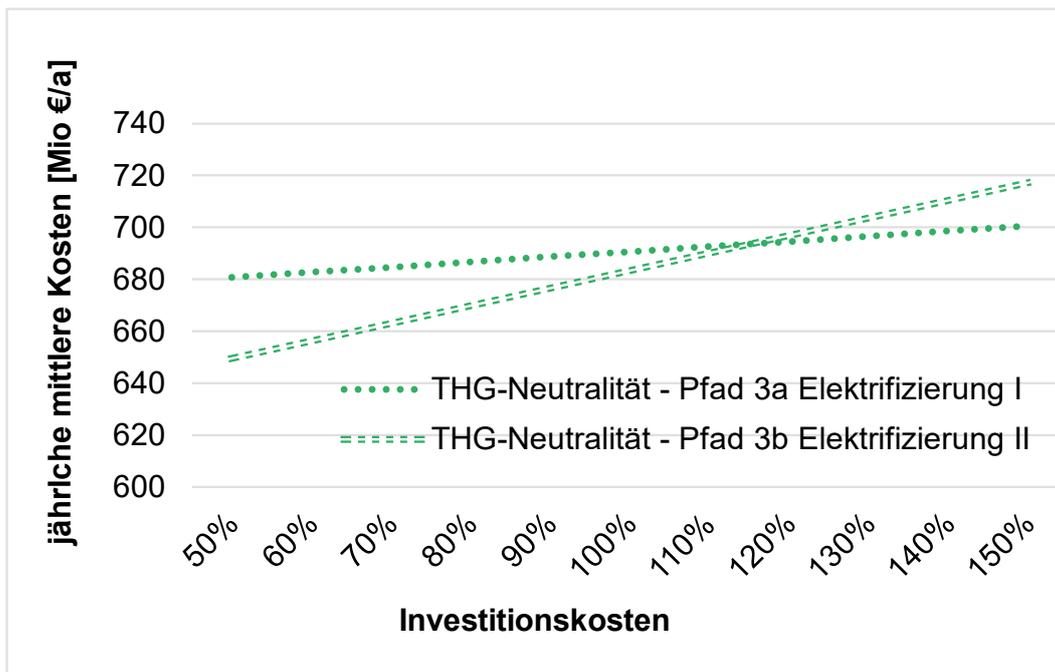


Abbildung 37: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen Kosten der beiden Elektrifizierungspfade abhängig von den Investitionskosten

Der Elektrifizierungspfad II wäre unter der Annahme eines Strompreises von 130 €/MWh im Falle steigender Investitionskosten noch bis zu einer Kostensteigerung zwischen 10 Prozent und 20 Prozent vorteilhafter als der Elektrifizierungspfad I. Im Falle verringerter Investitionskosten (entweder durch technologische Fortschritte, günstigere Produktion oder Investitionskostenzuschüsse) kann der Elektrifizierungspfad II seine Vorteile beim verringerten Stromverbrauch ausspielen und wird deutlich kostengünstiger als der Elektrifizierungspfad I.

13.6 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung

Durch die Umsetzung umfassender Effizienzmaßnahmen sowie die Umstellung der Erdgaskessel auf Elektrokessel kann im Szenario THG-Neutralität im Pfad 3b – Elektrifizierung II das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 erreicht werden.

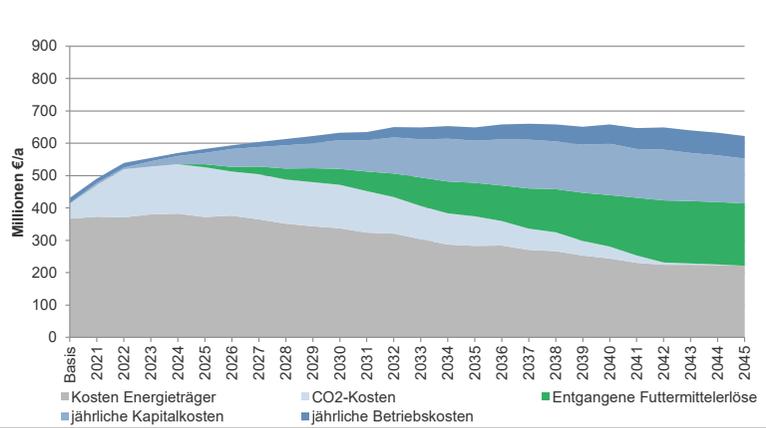
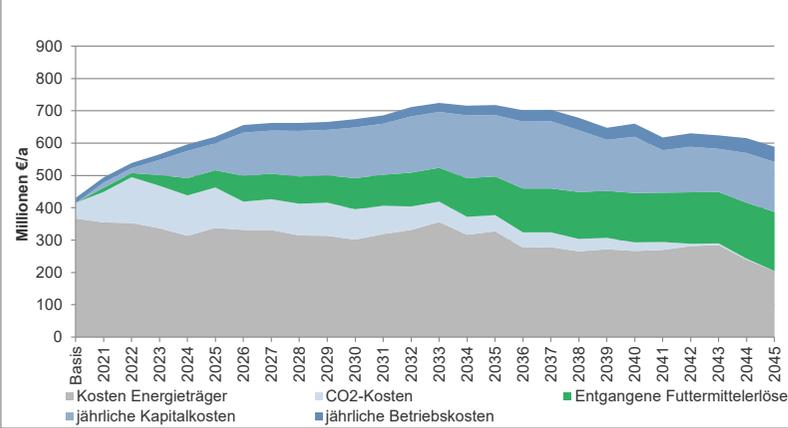
Unter Annahme des aktuellen Strombezugspreisniveaus liegen die Kosten etwas höher als in den Biogas- und Biomassepfaden zur Erreichung der Treibhausgasneutralität. Der durch die Wärmepumpen reduzierte Fremdstrombedarf verkleinert jedoch den beim Elektrifizierungspfad I (3a) festgestellten Abstand zu den Biogas- und Biomassepfaden. Die zusätzlichen Investitionskosten im Pfad 3b – Elektrifizierung II in Höhe von etwa 2,37 Mrd. € gegenüber dem Referenzszenario sind die zweithöchsten unter den Pfaden im Szenario THG-Neutralität und übertreffen die Investitionskosten im Pfad 3a – Elektrifizierung I.

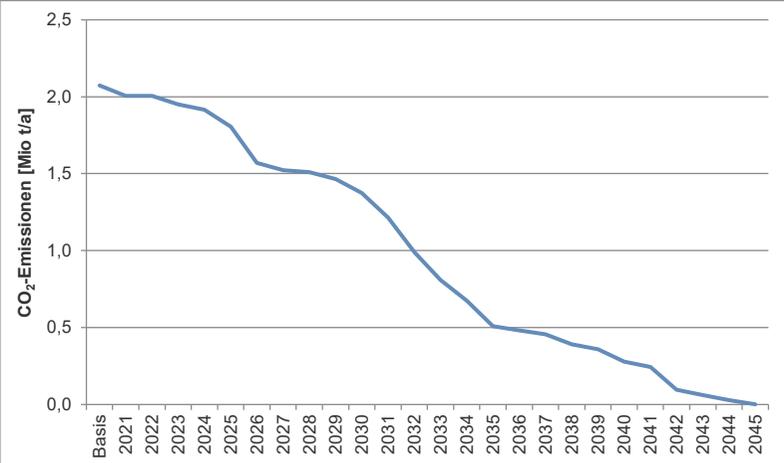
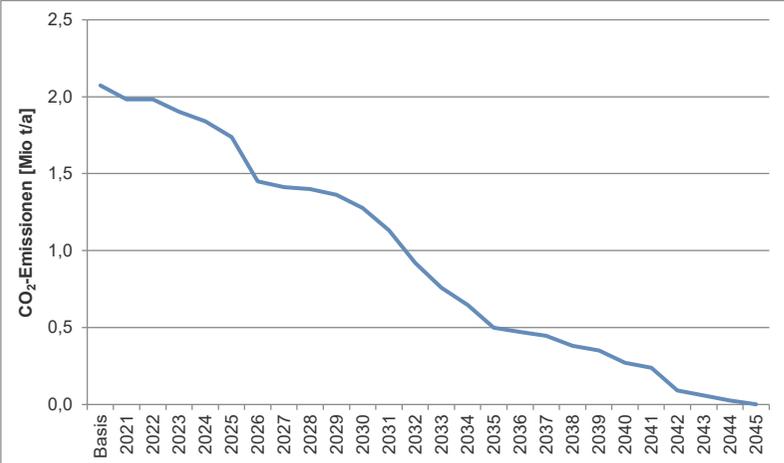
Wesentliches Hemmnis sind die aktuell hohen Strombezugskosten für den Fremdbezug, die einer umfassenden Elektrifizierung entgegenwirken. Die erforderlichen Schwellenwerte, die den Pfad 3b – Elektrifizierung II attraktiver gegenüber den anderen machen, sind in der Sensitivitätsbetrachtung dargestellt. Hinzu kommen die zusätzlich anfallenden hohen Investitionskosten, die mit der Umrüstung auf Wärmepumpen verbunden sind. Diesem Hemmnis kann mit Investitionskostenzuschüssen oder zinsgünstigen Krediten begegnet werden. Auf eine Phase erhöhter Kosten durch höhere Investitionskosten folgt jedoch im Gegenzug eine Phase geringerer Kosten durch geringeren Stromverbrauch. Der im Vergleich zum Pfad 3a nicht benötigte Strom steht dementsprechend anderenorts in der Volkswirtschaft zur Verfügung.

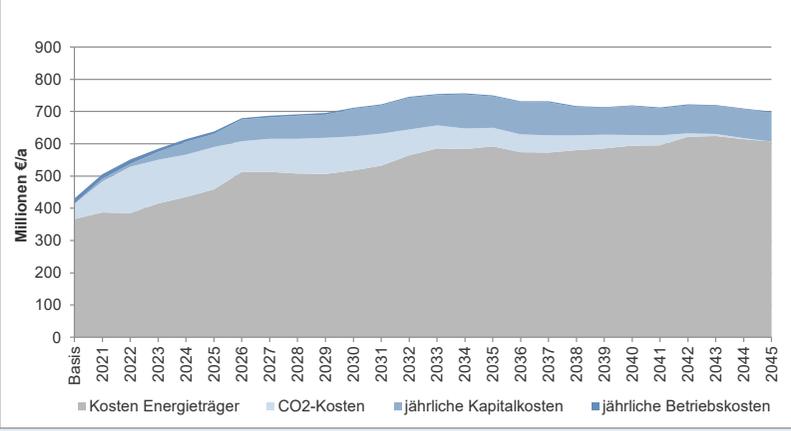
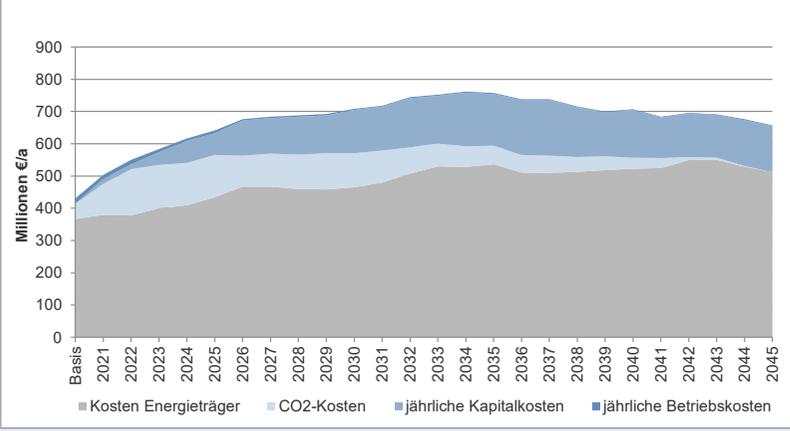
14 Gegenüberstellung der Pfade im Szenario 3 - Treibhausgasneutralität

Tabelle 15 Steckbrief der Pfade zur Treibhausgasneutralität

Pfad 1 – Biogas		Pfad 2 – Biomasse	
Beschreibung Maßnahmen	<p>Maßnahmen aus dem Referenzszenario:</p> <ul style="list-style-type: none"> kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf Kohleausstieg (Ersatz durch Erdgaskessel) <p>Zusätzliche Maßnahmen im Biogaspfad:</p> <ul style="list-style-type: none"> mechanische Brüdenkompression bis 25 % Dampfeinsparung Errichtung Biogasanlagen zur Vergärung der Rübenschnitzel Umstellung Kalkofen auf Erdgas / Biomethan 	<p>Maßnahmen aus dem Referenzszenario:</p> <ul style="list-style-type: none"> kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf Kohleausstieg (Ersatz durch Biomassekessel) <p>Zusätzliche Maßnahmen im Biomassepfad:</p> <ul style="list-style-type: none"> mechanische Brüdenkompression bis 20 % Dampfeinsparung Ersatz Erdgaskessel durch Biomassekessel Umstellung Kalkofen auf Erdgas / Biomethan 	
Emissionsentwicklung	<p>Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 im Biogaspfad (Pfad 1):</p> <p>• Treibhausgasneutralität 2045 erreicht</p> <p>• mittlere jährliche Emissionen 2021-2045: 0,92 Mio t CO₂/a</p>	<p>Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 im Biomassepfad (Pfad 2):</p> <p>• Treibhausgasneutralität 2045 erreicht</p> <p>• mittlere jährliche Emissionen 2021-2045: 0,7 Mio t CO₂/a</p>	

<p>Kostenentwicklung:</p>	<p>Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Biogaspfad (Pfad 1):</p>  <ul style="list-style-type: none"> • mittlere Kosten Ø 2021-2045: 620 Mio. €/a • Kosten Zieljahr 2050: 621 Mio. €/a • Gesamtinvestitionskosten: 2.520 Mio. € 	<p>Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Biomassepfad (Pfad 2):</p>  <ul style="list-style-type: none"> • mittlere Kosten Ø 2021-2045: 646 Mio. €/a • Kosten Zieljahr 2045: 589 Mio. €/a • Gesamtinvestitionskosten: 3.493 Mio. €
<p>Wesentliche Einflussfaktoren</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Futtermittelpreis • Investitionskosten • Strompreis 	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionskosten • Futtermittelpreis
<p>Varianten</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Biomethanfremdbezug statt eigener Rübenschnitzelvergärung <ul style="list-style-type: none"> - deutliche Verringerung der Investitionskosten - Schwellenwert Biomethanpreis: <75 €/MWh • Mischform Fremdbezug / Eigenes Biogas 	<ul style="list-style-type: none"> • Biomassefremdbezug statt eigener Rübenschnitzelverbrennung <ul style="list-style-type: none"> - Schwellenwert Biomassepreis: <25 €/MWh • Mischform Fremdbezug / Eigene Schnitzelverbrennung (technisch schwierig umsetzbar)
<p>Wesentliche Hemmnisse</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionskosten • Strompreis • Schwankungsbreite bei Futtermittelerlösen 	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionskosten • Schwankungsbreite bei Futtermittelerlösen

Pfad 3a – Elektrifizierung I		Pfad 3b – Elektrifizierung II	
Beschreibung Maßnahmen	<p>Maßnahmen aus Referenzpfad:</p> <ul style="list-style-type: none"> kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf Kohleausstieg (Ersatz durch Elektrokessel) <p>Zusätzliche Maßnahmen im Elektrifizierungspfad I:</p> <ul style="list-style-type: none"> mechanische Brüdenkompression bis 50 % Dampfeinsparung Ersatz Erdgaskessel durch Elektrokessel Verdampfungstrockner zur Schnitzeltrocknung Umstellung Kalkofen auf Erdgas / Biomethan 	<p>Maßnahmen aus Referenzpfad:</p> <ul style="list-style-type: none"> kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf Kohleausstieg (Ersatz durch Elektrokessel und Wärmepumpen) <p>Zusätzliche Maßnahmen im Elektrifizierungspfad II:</p> <ul style="list-style-type: none"> grundsätzlich wie in Elektrifizierung I einzige Veränderung: Wärmeerzeugung jeweils zu 50 % aus Elektrokesseln und Wärmepumpen. 	
Emissionsentwicklung	<p>Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 im Elektrifizierungspfad I (Pfad 3a):</p>  <p>• Treibhausgasneutralität 2045 erreicht</p> <p>• mittlere jährliche Emissionen 2021-2045: 0,95 Mio. t CO₂/a</p>	<p>Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 im Elektrifizierungspfad II (Pfad 3b):</p>  <p>• Treibhausgasneutralität 2045 erreicht</p> <p>• mittlere jährliche Emissionen 2021-2045: 0,91 Mio. t CO₂/a</p>	

<p>Kostenentwicklung:</p>	<p>Entwicklung der energiebezogenen Kosten bis 2045 im Elektrifizierungspfad I (Pfad 3a)</p>  <ul style="list-style-type: none"> • mittlere Kosten $\bar{\varnothing}$ 2021-2045: 691 Mio. €/a • Kosten Zieljahr 2045: 700 Mio. €/a • Gesamtinvestitionskosten: 1.871 Mio. € 	<p>Entwicklung der energiebezogenen Kosten bis 2045 im Elektrifizierungspfad II (Pfad 3b)</p>  <ul style="list-style-type: none"> • mittlere Kosten $\bar{\varnothing}$ 2021-2045: 683 Mio. €/a • Kosten Zieljahr 2045: 657 Mio. €/a • Gesamtinvestitionskosten: 3.015 Mio. €
<p>Wesentliche Einflussfaktoren</p>	<p>Strompreis, Schwellenwert zu anderen Szenarien und Pfaden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Referenzszenario: <100 €/MWh • EffizienzszENARIO: <85 €/MWh • Szenario THG-Neutralität <ul style="list-style-type: none"> - Pfad 1 – Biomasse: 100-115 €/MWh - Pfad 2 – Biogas: <85 €/MWh - Pfade 3a und 3b – Elektrifizierung I u. II: <50 €/MWh 	<p>Strompreis, Schwellenwert zu anderen Szenarien und Pfaden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Referenzszenario: <100 €/MWh • EffizienzszENARIO: <85 €/MWh • Szenario THG-Neutralität <ul style="list-style-type: none"> - Pfad 1 – Biomasse: 100-115 €/MWh - Pfad 2 – Biogas: <85 €/MWh - Pfade 3a und 3b – Elektrifizierung I u. II: <50 €/MWh • Kapital-/Investitionskosten für Wärmepumpen
<p>Varianten</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Strompreis • Investitionskosten 	<ul style="list-style-type: none"> • Strompreis • Investitionskosten
<p>Wesentliche Hemmnisse</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Strompreis 	<ul style="list-style-type: none"> • Strompreis • Investitionskosten für Wärmepumpen

15 Übergreifende Ergebnisse

15.1 Treibhausgasminderung

Abbildung 38 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die betrachteten Transformationsszenarien und -pfade im direkten Vergleich. Bis etwa zum Jahr 2027 verlaufen die Referenz- und Effizienzscenarien sowie die Elektrifizierungspfade und der Biogaspfad nahezu parallel und liegen eng beieinander. Danach setzen sich alle Pfade im Szenario THG-Neutralität stark von den Referenz- und Effizienzscenarien ab. Zum Jahr 2040 konvergieren die Treibhausgasneutralitätspfade weitgehend.

Im Biomassepfad wird demgegenüber bereits 2023 ein erster Sprung nach unten erzielt, da die ersten Kohlekessel nicht durch Erdgaskessel, sondern direkt durch Biomassekessel ersetzt werden, wobei ein Emissionsfaktor von 0 für die Biomasse angesetzt wird.

Im Biogaspfad verläuft die Entwicklung nicht parallel, da der Aufbau der Biogasanlagen erst später als die Umrüstung auf Erdgas erfolgt und erst mit dem Einsatz von Biogas Treibhausgasneutralität erreicht wird. Durch zwischenzeitlichen Fremdbezug von Biomethan kann dieser Zeitraum überbrückt werden, jedoch ist der Fremdbezug mit höheren Kosten verbunden als Eigenproduktion.

In den Elektrifizierungspfaden resultieren in den ersten Jahren kurzfristig sogar leicht höhere Emissionen, da die ersten Kessel auf Elektrokessel umgestellt werden verbunden mit dem in Hinblick auf CO₂-Emissionen zu diesem Zeitpunkt noch ungünstigen Strommix. Unter der Annahme eines in den 2030er Jahren schnell zur Klimaneutralität abfallenden Emissionsfaktors für Fremdstrom fallen dann auch die Emissionen in diesen Pfaden sehr schnell ab und unterschreiten teilweise sogar jene des Biogaspfads.

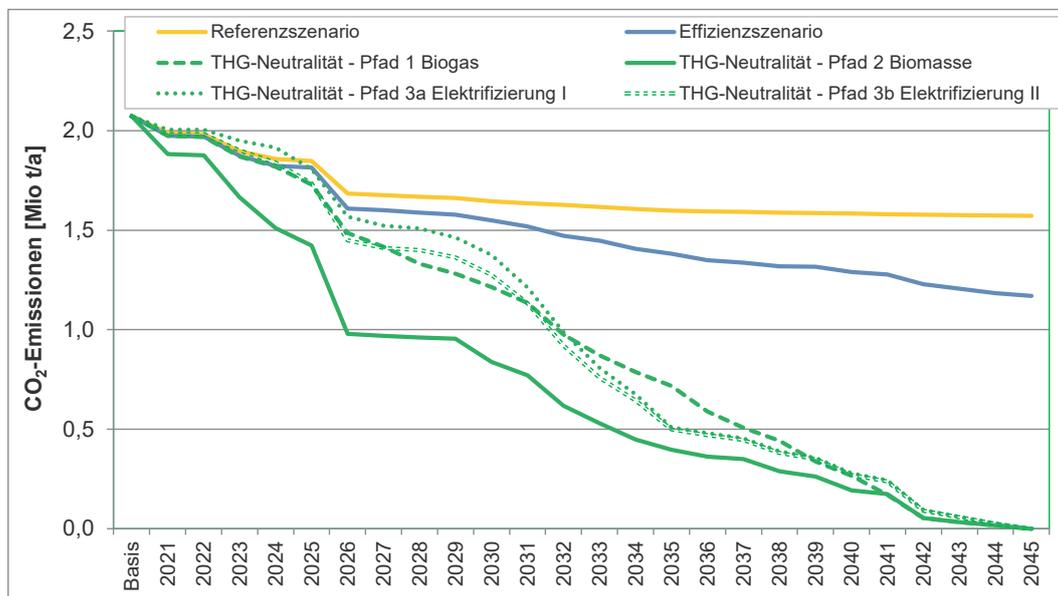


Abbildung 38: Entwicklung der CO₂-Emissionen bis 2045 – Gegenüberstellung aller Szenarien

15.2 Fremdstrombedarf

Mit Ausnahme im Referenzszenarios lässt sich ein Anstieg des Fremdstrombedarfs in allen Szenarien beobachten. Besonders trifft dies auf die Elektrifizierungspfade im Szenario THG-Neutralität zu. Aber auch im Effizienzszenario und den Pfaden Biogas und Biomasse nimmt der Bedarf für Fremdstrom deutlich zu, da die Eigenstromerzeugung der KWK-Anlagen nicht mehr ausreicht, um den steigenden Strombedarf abzudecken. Ursache für den

steigenden Strombedarf sind insbesondere Maßnahmen zur Dampf- bzw. Brennstoffeinsparung wie die mechanische Brüdenverdichtung, die einen erhöhten Strombedarf mit sich bringen. Darüber hinaus wird insbesondere im Biogaspfad elektrische Energie zum Betrieb der Biogas- sowie der Aufbereitungsanlagen benötigt.

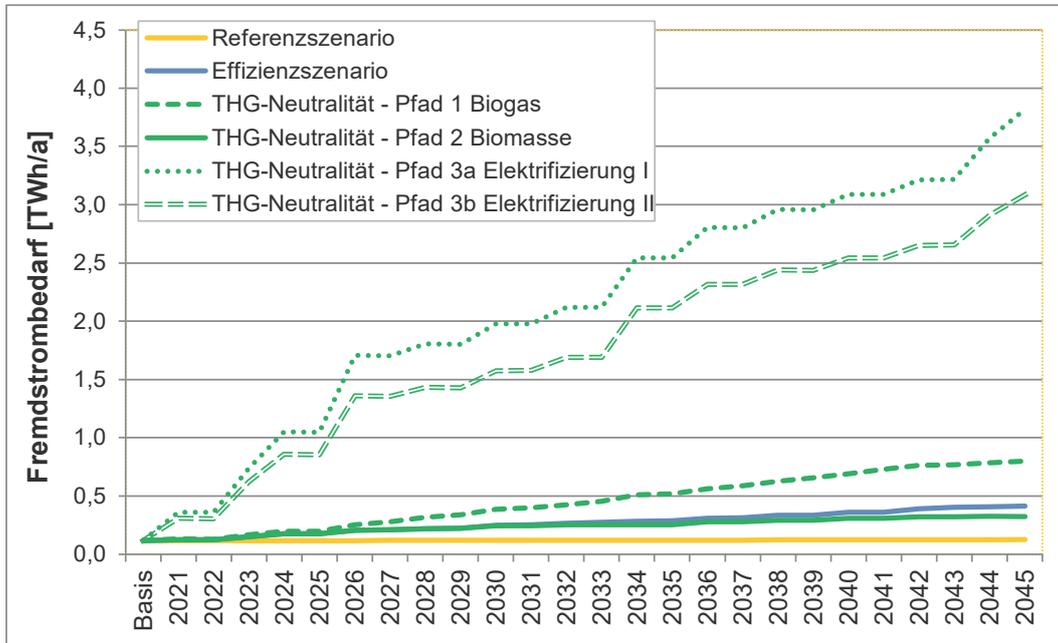


Abbildung 39: Entwicklung des Fremdstrombedarfs bis 2045 – Gegenüberstellung aller Szenarien

Die Entwicklung der Strompreise hat somit für alle Pfade eine hohe Relevanz für die Umsetzung von treibhausgasmindernden Maßnahmen. Erst wenn sich die Relation zwischen Strombezugs- und Brennstoffbezugskosten zugunsten des Strombezugs ändert, beginnen einige der Maßnahmenkategorien wirtschaftlich attraktiv zu werden.

15.3 Investitionsbedarf

Für die Implementierung der neuen, emissionsarmen Technologien im EffizienzszENARIO sowie in den Treibhausgasneutralitätspfaden sind umfangreiche Investitionen in neue Anlagen erforderlich. In Abbildung 40 ist der kumulierte Investitionsbedarf über zehn bzw. fünf Jahreszeiträume angegeben. Hierbei sind erforderliche Investitionen in die Energieerzeugung (auch Ersatz von Erdgaskesseln) berücksichtigt sowie alle in den einzelnen Pfaden ergänzend umgesetzten Maßnahmen. Es zeigt sich, dass der Schwerpunkt der Investitionskosten in den Jahren 2031–2040 anfällt. Besonders relevant sind die Kosten im Biomassepfad und im Pfad Elektrifizierung II (Wärmepumpen). Die Kosten im Biogaspfad sind deutlich geringer als die der beiden vorgenannten Pfade, am geringsten sind die kumulierten Kosten im Pfad Elektrifizierung I. Obwohl die Referenz- und EffizienzszENARIEN mit Blick auf das Treibhausgasneutralitätsziel keine Handlungsoption mehr darstellen, sind sie in der nachstehenden Grafik weiter enthalten, um die deutlich höheren Investitionskosten aufzuzeigen, die mit allen Treibhausgasneutralitätspfaden verbunden sind.

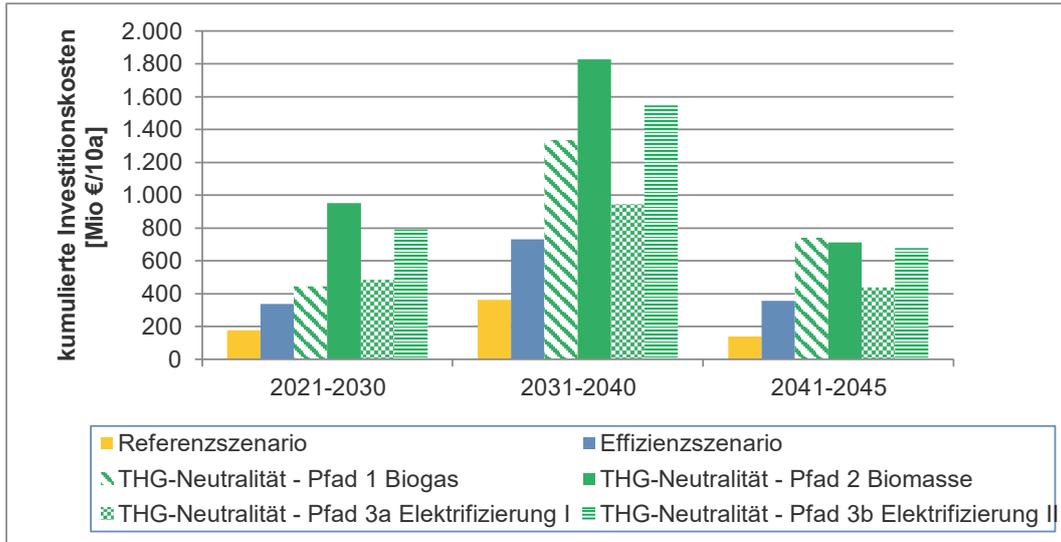


Abbildung 40: Darstellung der kumulierten Investitionskosten der betrachteten Szenarien

In diesem Zusammenhang zeigt sich die besondere Relevanz von Fördermitteln in Form von Investitionskostenzuschüssen, damit die zusätzlichen Investitionen gegenüber dem Referenzpfad umgesetzt werden können. Setzt man eine Förderquote von 30 Prozent an, so resultiert abhängig vom betrachteten Pfad ein moderater jährlicher durchschnittlicher Fördermittelbedarf in Höhe von ca. 30–55 Mio. €/a.

15.4 Energiebezogene Kosten

Die Entwicklung der energiebezogenen Kosten ist in Abbildung 41 dargestellt. Enthalten sind die Kosten für die eingesetzten Energieträger, die CO₂-Kosten, die jährlichen Kapital- und Betriebskosten sowie die entgangenen Futtermittelerlöse. Bereits im Referenzszenario steigen die Kosten bis zum Jahr 2045 um ca. 54 Prozent gegenüber dem Basiszeitraum an. Haupttreiber sind hier die steigenden CO₂-Kosten. Das Effizienzscenario führt in der Dekade 2030–2040 zu höheren Kosten als das Referenzszenario aufgrund der zusätzlichen Investitionen und den damit verbundenen Kapitalkosten. Im letzten Drittel des Betrachtungszeitraums liegen die jährlichen Kosten jedoch auf einem vergleichbaren Niveau wie im Referenzszenario, teilweise sogar darunter. Bei den vier Pfaden, die zu einer Treibhausgasneutralität führen, liegen die Kostensteigerungen im Jahr 2045 zwischen 44 Prozent (Biogas) und 62 Prozent (Elektrifizierung) bezogen auf den Basiszeitraum. Kostentreiber sind hier vor allem die Kapitalkosten, die im Verlauf der jährlichen Kosten zu erkennbaren Spitzen führen.

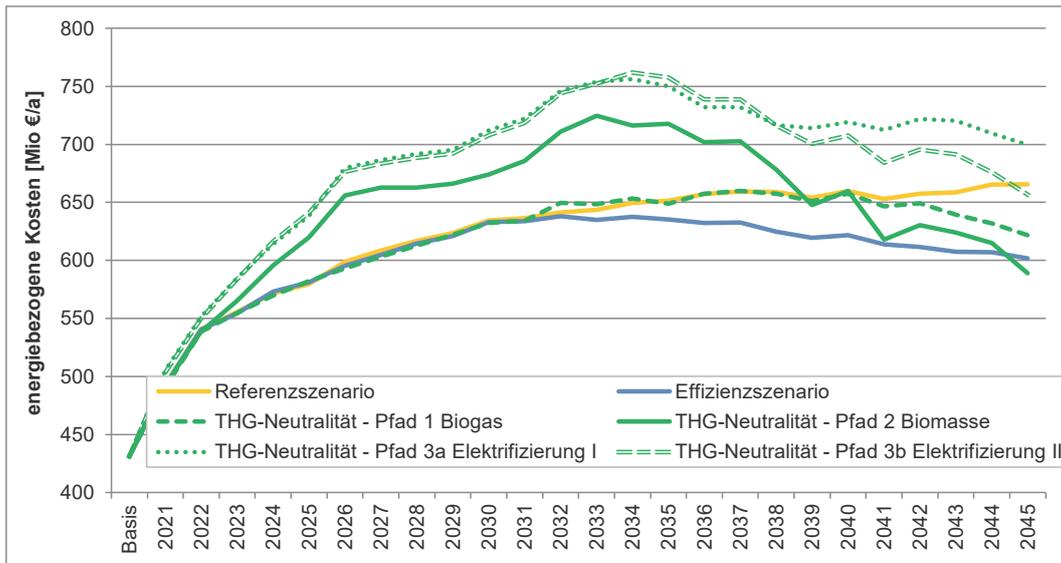


Abbildung 41: Entwicklung der energiebezogenen Kosten – Gegenüberstellung aller Szenarien

Im Vergleich zu der pfadübergreifenden Darstellung der energiebezogenen Kosten aus der Fassung der Studie von 2020, die untenstehend noch einmal dargestellt ist, ergeben sich aus der aktualisierten Modellierung signifikante Veränderungen:

- Der Verlauf und die Form der Kostenkurve verschieben sich deutlich auf der Zeitachse nach vorne. Treibende Faktoren hierfür sind früher erfolgende Umrüstungen durch die Zuckerproduzenten u.a. bedingt durch den vorgezogenen Kohleausstieg, die nun schwerpunktmäßig in den 2020er und 2030er Jahren umgesetzt werden, wodurch sich nicht nur die Emissionsreduktionen, sondern auch die damit verbundenen Kosten nach vorne verschieben. Dies führt dazu, dass der Höhepunkt der Kosten bereits in der Mitte der 2030er Jahre erreicht wird, während dieser Höhepunkt in der Fassung von 2020 erst am Ende des Betrachtungszeitraums erreicht wurde.
- Die Treibhausgasneutralitätspfade liegen nun im Zieljahr 2045 deutlich näher beieinander als in der vorherigen Fassung aus dem Jahr 2020 mit dem Zieljahr 2050. In der aktuellen Modellierung trennen im Jahr 2045 den Pfad mit den geringsten energiebezogenen Kosten (Biomasse) 100 Mio. € von dem Pfad mit den höchsten Kosten (Elektrifizierung I).
- Während in der Fassung von 2020 im Zieljahr 2050 alle Treibhausgasneutralitätspfade um 100–250 Mio. € höhere energiebezogene Kosten aufwiesen als die Referenz- und Effizienzscenarios, liegen nun im Zieljahr 2045 die Kosten des Effizienzscenarios und aller Pfade im Szenario THG-Neutralität unterhalb des Referenzscenarios – bis auf den Pfad Elektrifizierung I, welcher jedoch nur knapp höhere Kosten aufweist. Die Kosten der Pfade Biomasse und Biogas liegen nahe an jenen des Effizienzscenarios, im Fall des Biomassepfades sogar leicht darunter. Entscheidender Treiber hierfür sind trotz der gestiegenen Investitionskosten die hohen CO₂-Preise – sogar unter der noch konservativ gesetzten Annahme eines Preises von 150 €/t im Jahr 2045.
- Insgesamt haben sich die Kosten aller Szenarien nach oben verschoben. Treiber hierfür sind neben den gestiegenen CO₂-Kosten die seit 2020 erfolgte starke Inflation (höhere Investitionskosten), die Energiepreise sowie teilweise auch gestiegene bürokratische Anforderungen (z. B. an den Einsatz von Biogas und Biomasse).

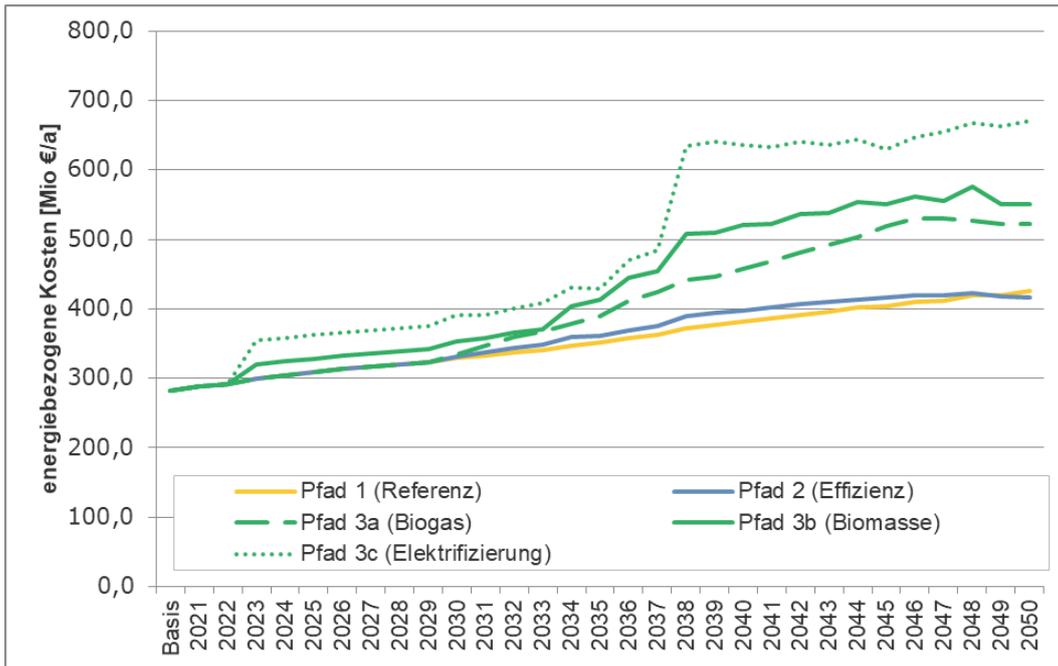


Abbildung 42 Entwicklung der energiebezogenen Kosten – Gegenüberstellung aller Pfade aus der Fassung von 2020

15.5 Sensitivität CO₂-Kosten

Der in den obenstehenden Modellierungs- und Analyseergebnissen zugrundeliegende CO₂-Preispfad mit einer Preissteigerung auf 150 €/t stellt eine vergleichsweise konservative Annahme dar. Jedoch ist eine Entwicklung denkbar, aus der höhere CO₂-Preise resultieren. Deswegen sind im Folgenden die energiebezogenen Kosten der verschiedenen Szenarien unter Preispfaden dargestellt, welche bis zum Jahr 2045 zu CO₂-Preisen von 200 €/t, 250 €/t und 300 €/t führen. Die Preispfade mit Preisen pro Jahr sind in den Anhängen dargestellt.

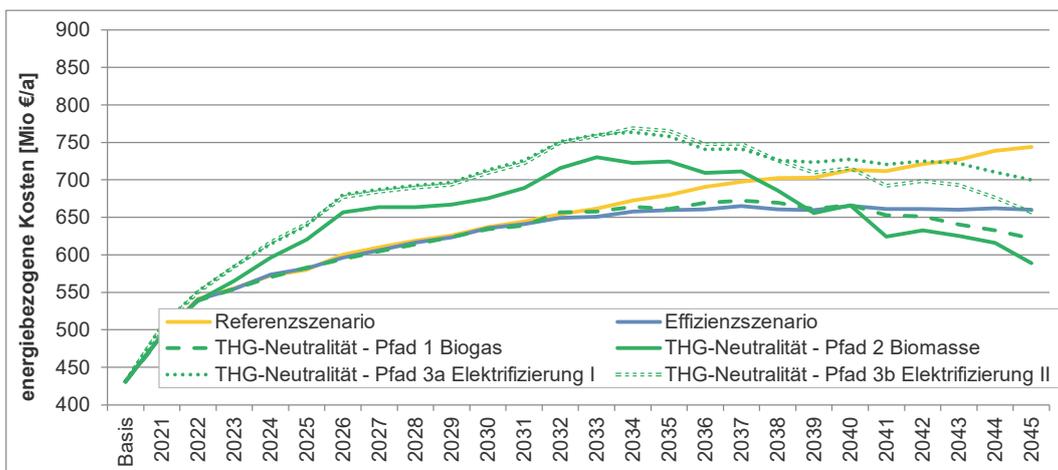


Abbildung 43 Energiebezogene Kosten aller Szenarien bei einem CO₂-Preispfad bis 200 €/t im Jahr 2045

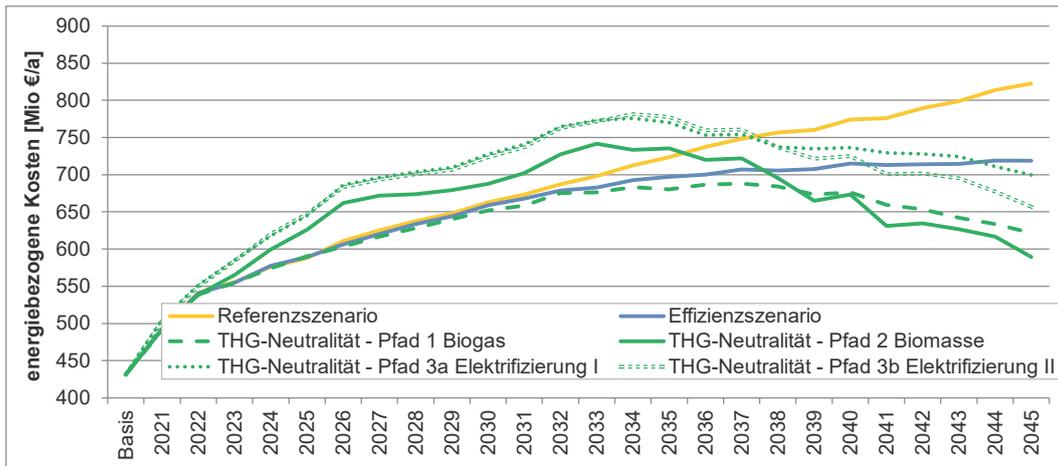


Abbildung 44 Energiebezogene Kosten aller Szenarien bei einem CO₂-Preisfad bis 250 €/t im Jahr 2045

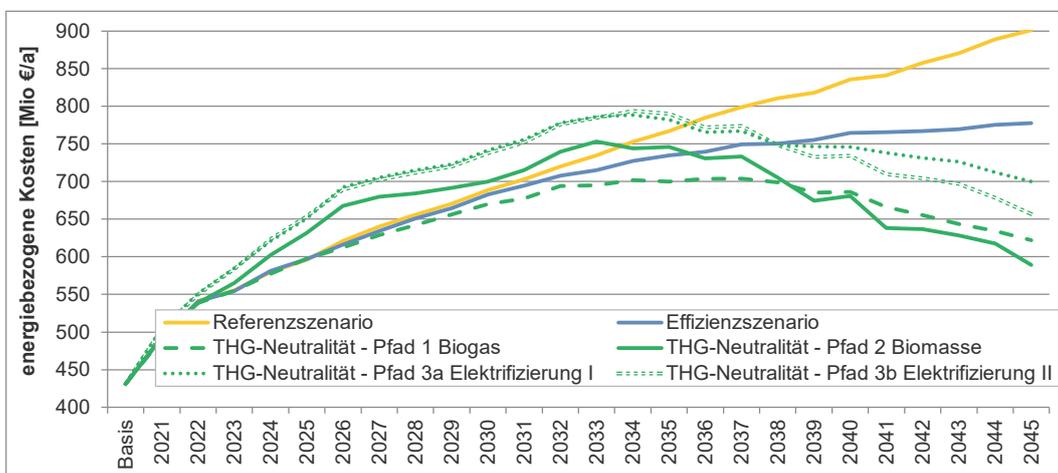


Abbildung 45: Energiebezogene Kosten aller Szenarien bei einem CO₂-Preisfad bis 300 €/t im Jahr 2045

Aus den Grafiken wird ersichtlich, dass sich Form und Verlauf der Treibhausgasneutralitätspfade durch die Höhe der CO₂-Preise nicht nennenswert verändern, dass jedoch die Szenarien Referenz und Effizienz signifikant steiler ansteigen. Da in diesen Szenarien bis zum Zieljahr 2045 Erdgas als Hauptenergieträger zum Einsatz kommt, schlagen die hohen CO₂-Preise in besonderem Maße auf sie durch, während in den Treibhausgasneutralitätspfaden keine fossilen Brennstoffe mehr zum Einsatz kommen.

Bereits ab einem Preis von 200 €/t im Jahr 2045 weisen alle Pfade geringere Kosten auf als das Referenzszenario. Bei einem Preis von 250 €/t liegen dann die Kosten aller Treibhausgasneutralitätspfaden unter den Referenz- und Effizienzszenarios.

Dies verdeutlicht, dass der Umstieg auf eine treibhausgasneutrale Produktion mit steigenden CO₂-Preisen zunehmend Bedeutung erlangt. Gleichsam setzen die dazu notwendigen erheblichen Investitionen adäquate und langfristig zuverlässige Förderung und Rahmenbedingungen voraus.

16 Schlussfolgerungen und Handlungsfelder

Die Zuckerindustrie in Deutschland wird aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen – unter anderem der gestiegenen Ambition beim Kohleausstieg und das sich beschleunigende Vorantreiben der Transformation – in den nächsten Jahren Maßnahmen umsetzen, die eine Neuausrichtung der Energieversorgung zumindest in einem relevanten Teil der Werke mit sich bringt. So erfolgt bereits in den Referenz- und Effizienzscenarien ein Umstieg zu kohlenstoffärmeren Brennstoffen, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Entwicklung der CO₂-Emissionen.

Darüber hinaus bestehen weitere Minderungspotenziale über Effizienzmaßnahmen. Kerntechnologien sind hier die mechanische Brüdenverdichtung sowie Verdampfungstrockner, die exemplarisch als Technologie zur Brennstoffsenkung bei der Zuckerrübenschnitzeltrocknung betrachtet werden.

Zur Erreichung des langfristigen Ziels einer treibhausgasneutralen Zuckerproduktion in Deutschland ist jedoch eine generelle Neuausrichtung bei den Energieerzeugungsanlagen sowie den eingesetzten Energieträgern erforderlich. Hierfür sind vier in der Praxis unterschiedlich kombinierbare Technologieszenarien denkbar, die hinsichtlich der Emissionsminderungen sowie der damit verbundenen Kosten getrennt voneinander betrachtet werden.

Eine Besonderheit gegenüber anderen Branchen besteht darin, dass in zwei der betrachteten Pfade (Biogas und Biomasse) zur Treibhausgasneutralität die Energieversorgung zum überwiegenden Teil auf Basis von Biomasse aus der eigenen Produktion umgestellt werden kann. Dies ist allerdings mit dem Effekt verbunden, dass diese nicht mehr als Futtermittel verkauft werden können.

Technologien

Da eine Entscheidung für eine bestimmte Technologie in einem Werk innerhalb des Betrachtungszeitraums voraussichtlich nur einmal getroffen wird, stehen insbesondere die Werke mit aktuellem Handlungsdruck vor einer grundlegenden Entscheidung mit Auswirkung auf die CO₂-Emissionen der nächsten Jahrzehnte. Hinsichtlich der untersuchten Technologien lassen sich folgende allgemeine Schlussfolgerungen ziehen:

- **Mechanische Brüdenverdichtung:** Die mechanische Brüdenverdichtung ist eine Technologie zur Effizienzsteigerung, die abgesehen vom Referenzszenario in jedem Szenario berücksichtigt wurde. Allerdings unterscheidet sich der Grad der Umsetzung je nach Szenario und Pfad. Voraussetzung für eine wirtschaftliche Umsetzung ist eine Reduzierung der Strombezugskosten.
- **Verdampfungstrockner:** Der Einbau von Verdampfungstrocknern führt ebenfalls zu nennenswerten Brennstoffeinsparungen. Allerdings dürfte sich eine Investition in diese Technologie nur lohnen, sofern langfristig davon auszugehen ist, dass ein Bedarf für Futtermitteltrocknung besteht.
- **Energieerzeugungsanlage (Wärme und Elektroenergie):**
 - **Erdgas- und Biogas-KWK:** Der Einsatz von Erdgaskesseln führt den aktuellen Stand der Technik fort. In Erwartung weiter steigender CO₂-Preise und langfristig erhöhter Erdgaspreise wäre der Weiterbetrieb mit Erdgas jedoch weder aus Klimaschutzperspektive noch aus wirtschaftlicher Perspektive tragbar. Im Hinblick auf die Transformation zu treibhausgasneutraler Produktion bleibt diese Technologie weiterhin nutzbar im Biogaspfad. Sofern eigene Rübenschnitzel vergärt werden, ist darüber hinaus die Errichtung von Biogasanlagen erforderlich. Die durchschnittlichen jährlichen Kosten im Biogaspfad sind die niedrigsten der betrachteten vier Pfade zur Treibhausgasneutralität und die Investitionskosten sind moderat. Damit kommt diese Technologie sowohl als Übergangstechnologie als auch für zukünftige auf Biogas basierende Minderungsmaßnahmen in Betracht.

- **Biomasse-KWK:** Der Einsatz von Biomassekesseln erfordert generell hohe Investitionskosten. Die durchschnittlichen jährlichen Kosten im Biomassepfad sind zeitweise deutlich höher als im Biogaspfad, liegen zum Ende des Betrachtungszeitraums dann etwas niedriger. Eine Entscheidung für diese Technologie dürfte somit nur bei besonderen werkspezifischen Gegebenheiten in Betracht kommen, beispielsweise im Fall der Umrüstbarkeit vorhandener Festbrennstoffkessel.
- **Elektrokessel:** Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Einsatz von Elektrokesseln ist ein Strombezugspreis, der unter dem aktuellen Preisniveau der Zuckerfabriken liegt. Als Schwellenwert gegenüber dem Biomasse- und Referenzszenario wurde ein Strompreis von unter 100 €/MWh hergeleitet. Im Vergleich zum Biogaspfad und Effizienzscenario müsste der Strompreis unter 85 €/MWh liegen. Die Investitionskosten für den Elektrifizierungspfad I sind jedoch deutlich niedriger als in allen anderen THG-Neutralitätspfaden.
- **Wärmepumpe:** Der Einsatz von Wärmepumpen neben Elektrokesseln erhöht die Investitionskosten, welche im Elektrifizierungspfad II die zweithöchsten nach dem Biomassepfad sind. Gleichzeitig sorgt der reduzierte Strombedarf für geringere mittlere Kosten als im Pfad Elektrifizierung I, da Fremdstrombezugskosten in diesem Pfad weniger stark ins Gewicht fallen. Falls Strombezugskosten unter ca. 100 €/MWh anfallen, fallen die höheren Kapitalkosten der Wärmepumpen relativ stärker ins Gewicht und die reine Elektrokessellösung hätte in diesem Fall geringere durchschnittliche jährliche Kosten.

Generell stellt sich neben der Wirtschaftlichkeit die Frage, ob ein reiner Elektrifizierungspfad für die dezentralen Strukturen und die spezielle Betriebsweise in der Zuckerindustrie zielführend ist. In den Pfaden Biogas und Biomasse könnten die Zuckerfabriken zukünftig weiterhin dazu beitragen das Stromnetz zu stabilisieren und die Kosten des Netzausbaus zu bremsen. In einem Elektrifizierungspfad hingegen wäre sowohl regional bei den Werken ein zusätzlicher Netzausbau erforderlich. Zudem würde das Netz insbesondere während der Rübenkampagne durch zusätzliche Lastspitzen belastet.

Hervorzuheben ist, dass allen untersuchten Technologien gemeinsam ist, dass es sich um verfügbare Technologie handelt. Die Umsetzbarkeit hängt somit von äußeren Rahmenbedingungen ab, die über die Wirtschaftlichkeit entscheiden.

Senkenpotentiale

Für die gesamte Zuckerindustrie existiert – der Einsatz von biogenen Stoffen vorausgesetzt – ein nennenswertes theoretisches Gesamtpotenzial von rund 1,5 Mio. t CO₂ negativen Emissionen pro Jahr.

Im Rahmen dieser Arbeit erfolgte hierzu nur eine grobe, aus einer fiktiven Anlage abgeleitete Näherung. Eine vertiefte Betrachtung der Kosten kann jedoch für einzelne Standorte sinnvoll sein.

Aktuell stehen die marktlichen Rahmenbedingungen für Negativemissionen noch nicht fest. Falls die Verwendung von BECCS bzw. BECCU gewünscht und in einem Standort möglich ist, müssten hierfür Anreize geschaffen werden. In jedem Fall wäre eine Entscheidung für BECCS bzw. BECCU in einem Werk sehr folgenreich, da es die Verwendung von Biogas oder Biomasse festschreiben und umfangreiche weitere Investitionen erfordern würde, die in dem Vertrauen getätigt werden müssten, dass die marktlichen Rahmenbedingungen eine angemessene Vergütung für negative Emissionen dauerhaft ermöglichen.

Kosten

Die jährlichen energiebezogenen Kosten steigen bis 2045 im Referenzszenario um ca. 50 Prozent gegenüber dem Basiszeitraum an. Bei den vier Pfaden, die zu einer Treibhausgasneutralität führen, liegen die Kostensteigerungen im Jahr 2045 zwischen 37 Prozent (Biogas) und 62 Prozent (Elektrifizierung I) bezogen auf den Basiszeitraum. Mit Ausnahme des Pfads Elektrifizierung I weisen also alle Treibhausgasneutralitätspfade geringere Kostensteigerungen als das Referenzszenario auf. Jedoch ist das Erreichen der Treibhausgasneutralität verbunden mit einem deutlich höheren Investitionsbedarf. Der zusätzliche kumulierte Investitionsbedarf gegenüber dem Referenzszenario liegt im betrachteten Zeitraum zwischen 1.193 Mio. € (Elektrifizierung I) und 2.815 Mio. € (Biomasse).

Die angenommenen relevanten CO₂-Preissteigerungen haben dazu beigetragen, die in der letzten Fassung dieser Studie aus dem Jahr 2020 noch erheblichen Kostendifferenzen zwischen Referenzszenario und dem Szenario Treibhausgasneutralität einzuebnen. Jedoch stellen die hohen Investitionskosten noch eine ernstzunehmende Herausforderung dar, die aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten Entscheidungen in Richtung Treibhausgasneutralität erschweren.

Rahmenbedingungen

Die wirtschaftlichen Kostennachteile der Treibhausgasneutralitätspfade können durch Anpassung äußerer Rahmenbedingungen verringert werden. Folgende Aspekte wurden im Rahmen dieser Roadmap als besonders relevant identifiziert:

- **Strombezugspreis:** Einen wesentlichen Einfluss auf die Umsetzbarkeit der einzelnen Maßnahmen hat die Entwicklung des Strombezugspreises. Aufgrund der spezifischen Abnahmestruktur in der Zuckerindustrie liegen diese deutlich höher als in anderen industriellen Sektoren. Voraussetzung für die wirtschaftliche Umsetzung diverser Energieeffizienzmaßnahmen ist demnach eine Anpassung der Rahmenbedingungen, die aktuell zu den hohen Strombezugspreisen in der Zuckerindustrie führen. Dies betrifft beispielsweise die Netznutzungsentgelte.
- **Investitionskosten und Förderinstrumente:** Die zusätzlichen Investitionskosten führen insbesondere in den Pfaden Biogas und Biomasse sowie beim Einsatz von Wärmepumpen zu einer hohen Kostenbelastung. Damit trotzdem Maßnahmen in diesen Bereichen umgesetzt werden, ist die Verfügbarkeit passender Förderinstrumente entscheidend. Für die Zuckerindustrie besonders wesentlich erscheinen Investitionskostenzuschüsse. Darüber hinaus könnten auch alternative Finanzierungsmodelle wie Carbon Contracts for Difference (CCfD, Klimaschutzverträge) einen Beitrag liefern, zusätzliche Investitionen anzureizen (siehe nachfolgender Punkt).
- **CO₂-Preis:** Die CO₂-Preisentwicklung ist ein wesentlicher Treiber der Kosten im Referenzszenario, löst viele Kostennachteile der Treibhausgasneutralitätspfade auf und macht nicht treibhausgasneutrale Produktion längerfristig wirtschaftlich unattraktiv. Ein kurzfristiges Instrument zur Überbrückung der Differenz zwischen tatsächlichen CO₂-Preisen und den für bestimmte Investitionen erforderlichen CO₂-Preisen könnte in dem Instrument Carbon Contracts for Difference (CCfD, Klimaschutzverträge) bestehen. Ein CCfD könnte die Differenz zwischen den CO₂-Kosten in Form einer Ausgleichszahlung kompensieren und die notwendigen Investitionen wirtschaftlich absichern. In jedem Fall ist es jedoch aufgrund der internationalen Wettbewerbssituation der Zuckerindustrie unerlässlich, dass angesichts abschmelzender kostenfreier Zuteilung im EU ETS weiterhin ein Carbon Leakage-Schutz besteht, also über eine denkbare zukünftige Aufnahme von Zucker in den Carbon Border Adjustment Mechanism (Grenzausgleichsmechanismus im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems).

- **Entgangene Futtermittelerlöse:** Bei den Pfaden Biogas und Biomasse im Szenario THG-Neutralität ist auch die Frage entscheidend, ob auf Futtermittelerlöse ganz oder teilweise verzichtet werden kann. Hier ist auch zu beachten, dass ein Verzicht auf eine eigene Futtermittelproduktion in Deutschland nur dann zum globalen Klimaschutz beiträgt, wenn nicht durch den zusätzlichen Anbau von Futtermitteln in Märkten, die nicht oder nur in geringem Maß durch ein CO₂-Bepreisungssystem reguliert werden, erhöhte THG-Emissionen verursacht werden.
- **Netze und Infrastrukturen:** Handlungsräume bei den Treibhausgasneutralitätspfaden hängen teilweise auch von Zustand und Ausbauperspektiven bestimmter Netze und Infrastrukturen ab. Besonders wichtig ist dies bei den Elektrifizierungspfaden, welche meist nur mit erheblichem Netzausbau an den Produktionsstandorten umsetzbar wären. Auch die längerfristigen Anwendungsperspektiven für Wasserstoff, synthetisches Gas und Kohlenstoffdioxidabscheidung hängen von entsprechendem Infrastrukturausbau und ihnen zugrundeliegenden politischen Weichenstellungen ab.

Anhänge

Emissionsfaktoren

Tabelle 16: für die Berechnungen verwendete Emissionsfaktoren¹⁹

Brennstoff	Emissionsfaktor [t CO ₂ /MWh]
Steinkohle	0,3384
Braunkohle	0,396
Braunkohlenbriketts	0,36
Braunkohlenstaub	0,36
Heizöl S	0,29
Heizöl EL	0,27
Erdgas	0,2016
Steinkohlenkoks	0,378
Anthrazit	0,3528
Diesel	0,27

Energiepreise

Tabelle 17: Annahmen zu den für die Berechnungen verwendeten Energiepreisen

Energieträger	Wert	Quelle	Bemerkung
Erdgas	50 €/MWh	EWI (2022): Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern	Prognosen unter der Annahme, dass kein Gas aus Russland bezogen wird.
Steinkohle	25 €/MWh	EWI (2022): Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern	Prognosen unter der Annahme, dass keine Kohle aus Russland bezogen wird.
Braunkohle	26,50 €/MWh	Gemäß Stat. Bundesamt Preisindex 6/2023: 148, Preisindex 2014	
Steinkohlenkoks	43 €/MWh		Erhöhung der Annahme aus der Roadmap von 2020 in Relation zu neuer Annahme für Steinkohlepreis.
Strombezugspreis	130 €/MWh	Destatis Industrielle Abnehmer 2 000 bis unter 20 000 MWh EWI (2022): Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern	Großhandelspreis 100 €/MWh, Abgaben und Umlagen 30 €/MWh Großhandelspreis EWI Szenarien: 75-135 €/MWh Annahme mittel- bis längerfristig niedrigeren Strombezugspreises als des aktuellen.
Heizöl EL	60 €/MWh	EWI (2022): Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern	Prognosen unter der Annahme, dass kein Gasöl aus Russland bezogen wird.

¹⁹ Quelle: Anhang 4: Standardfaktoren (DEHSt-Liste). Standardfaktoren nach Art. 31 Abs. 1 c) MVO für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Kohlenstoffgehalte.

			Gasölpreis ohne Importe aus Russland bis 2030: 60 €/MWh, Heizölpreis korreliert stark mit Gasöl.
Heizöl S	35 €/MWh		Preisrelation zu Heizöl EL aus erster Studie
Diesel	148 €/MWh		Preisrelation zu Heizöl EL aus erster Studie
Biomethan (Fremdbezug)	115 €/MWh	Dena (2023): Branchenbarometer Biomethan	Biogas aus Nachwachsenden Rohstoffen: 73-170 €/MWh (Durchschnitt 85 €/MWh), aus Abfall 100-190 €/MWh (Durchschnitt 110 €/MWh)
Biomasse (Fremdbezug)	75 €/MWh	Dena (2023): Marktmonitoring Bioenergie	Jahresmittelwert Holzhackschnitzel 2022: 35 % Wassergehalt 104 €/t, 20 % Wassergehalt 156 €/t

Annahmen zur Entwicklung des Emissionsfaktors für den Strommix sowie zu der EUA-Preis Entwicklung

Tabelle 18. Annahmen zur Entwicklung des Emissionsfaktors für den Strommix sowie zu der EUA-Preis Entwicklung

	Emissionsfaktor Strommix [t CO ₂ /MWh]	EUA-Preis [€/EUA]	EUA-Preis [€/EUA] Sensitivitätsbetrachtung 200 €/t im Jahr 2045	EUA-Preis [€/EUA] Sensitivitätsbetrachtung 250 €/t im Jahr 2045	EUA-Preis [€/EUA] Sensitivitätsbetrachtung 300 €/t im Jahr 2045
Basis	0,507	25,00	25,00	25,00	25,00
2021	0,410	53,00	53,00	53,00	53,00
2022	0,434	80,00	80,00	80,00	80,00
2023	0,411	85,00	85,00	85,00	85,00
2024	0,388	90,00	90,00	93,00	95,00
2025	0,365	95,00	95,00	100,00	105,00
2026	0,342	100,00	101,00	108,00	114,00
2027	0,318	105,00	106,00	115,00	124,00
2028	0,295	110,00	111,00	123,00	134,00
2029	0,272	115,00	116,00	130,00	144,00
2030	0,249	120,00	122,00	138,00	153,00
2031	0,204	122,00	127,00	145,00	163,00
2032	0,159	122,00	132,00	153,00	173,00
2033	0,115	124,00	137,00	160,00	183,00
2034	0,070	126,00	143,00	168,00	193,00
2035	0,025	130,00	148,00	175,00	202,00
2036	0,023	132,00	153,00	183,00	212,00
2037	0,020	134,00	158,00	190,00	222,00
2038	0,018	136,00	163,00	198,00	232,00

2039	0,015	138,00	169,00	205,00	241,00
2040	0,013	140,00	174,00	213,00	251,00
2041	0,010	142,00	179,00	220,00	261,00
2042	0,008	144,00	184,00	228,00	271,00
2043	0,005	146,00	190,00	235,00	280,00
2044	0,003	148,00	195,00	243,00	290,00
2045	0	150,00	200,00	250,00	300,00

Annahmen zu Abschreibungszeiträumen

Tabelle 19: Annahmen zu Abschreibungszeiträumen

Technologie	Abschreibungszeitraum	Quelle
Kessel	15a	Afa Tabelle
Biogas	16a	Afa Tabelle
Brüdenverdichter	12a	Annahme auf Basis AfA Tabellen Sektor Molkereien und Brauereien
NT Trockner	12a	VdZ-Vorschlag 2001 „AfA-Tabelle Zuckerindustrie“
Kalkofen	12a	VdZ-Vorschlag 2001 „AfA-Tabelle Zuckerindustrie“

Annahmen zu Futtermittelpreisen

Tabelle 20: Annahmen zu Futtermittelpreisen

	Kosten	Quelle
Trockenschnitzel	185 €/t	Wert aus Roadmap von 2020, nach Rücksprache mit Begleitkreis als plausibler langfristiger Wert beibehalten Rheinische Warenbörse, Südwestdeutsche Warenbörse (2020): Entwicklung der Preise für melassierte Trockenschnitzel-Pellets
Pressschnitzel	28 €/t	Wert aus Roadmap von 2020, nach Rücksprache mit Begleitkreis als plausibler langfristiger Wert beibehalten. Nordzucker AG (2018): Webflyer - Pressschnitzel Das hochwertige Saftfutter aus der Zuckerrübe

Verzeichnisse

Quellenverzeichnis

Bähr et al. (2023): Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland. Eine Studie von IW Consult und Frontier Economics im Auftrag des Dezernat Zukunft.

Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. BVEG (2023): Vortrag des BVEG beim Forum für Zukunftsenergien in Berlin am 13.12.2023.

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum (2016): Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland – Stand der Technik und Optimierungsansätze

DEHSt (2023): Anhang 4: Standardfaktoren (DEHSt-Liste) Standardfaktoren nach Art. 31 Abs. 1 c) MVO für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Kohlenstoffgehalte, https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2025/Ueberwachungsplan_Leitfaden_Anhang4.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (abgerufen am 29.01.2024)

Dena (2023): Branchenbarometer Biomethan

Dena (2023): Marktmonitoring Biomasse

EEB Enerko GmbH (2017): Potenziale der Sektorkopplung und Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich in Sachsen-Anhalt.

EWI (2022): Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern

FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2014): Leitfaden feste Bio-Brennstoffe

Fraunhofer Institut (2023): Site-specific, Comparative Analysis for Suitable Power-to-X Pathways and Products in Developing and Emerging Countries

Fraunhofer ISE (2023): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Harry Wirth, Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 20.12.2023

International Energy Agency (2020): Current cost of CO₂ capture for carbon removal technologies by sector.

KTBL – Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (2020): Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas

Linke et al (2006): Biogas in der Landwirtschaft, Leitfaden für Landwirte und Investoren im Land Brandenburg

M. Pahle, J. Sitarz, S. Osorio (PIK), B. Görlach (Ecologic) (2022): The EU-ETS price through 2030 and beyond: A closer look at drivers, models and assumptions.

Nordzucker AG (2018): Webflyer - Pressschnittel Das hochwertige Saftfutter aus der Zuckerrübe

Prognos (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014

Rheinische Warenbörse, Südwestdeutsche Warenbörse (2020): Entwicklung der Preise für melassierte Trockenschnitzel-Pellets

Seeger Engineering GmbH (2023): CO₂-Abscheidung: Potenzial aus Biomasseanlagen. Kurzstudie zur Potenzialabschätzung für die CO₂-Abscheidung in Biomasseanlagen (Holzenergie-, Biogas- und Biokraftstoffanlagen) in Deutschland. Erstellt für: Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE).

Smith et al. (2023): The State of Carbon Dioxide Removal. 1st Edition.

Statistisches Bundesamt (2023): Preisindex 6/2023

Stephan Kigle, Fabian Jetter, Michael Ebner, Tobias Schmid (2022): 2 % der Landesfläche für Windenergie: ein geeignetes Maß? FfE Discussion-Paper 2022-01 vom 24.02.2022

Wuppertal Institut (2023): Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Quelle: Verein der Zuckerindustrie e.V.	2
Abbildung 2: Für die Roadmap berücksichtigte Emissionsquellen aus Scope 1 und Scope 2; Quelle: FutureCamp.....	23
Abbildung 3: Entwicklung des spezifischen Energieeinsatzes in der deutschen Zuckerindustrie. Quelle: Jahresbericht 2022/2023 des Vereins der Zuckerindustrie e.V.	24
Abbildung 4: Das deutsche Wasserstoffkernnetz (Entwurf), Quelle: FNB Gas.....	34
Abbildung 5 CO ₂ -Startnetz (Quelle: OGE)	38
Abbildung 6: Anteil eingesetzter Energieträger im Basiszeitraum	41
Abbildung 7: Aufteilung der CO ₂ -Emissionen auf die eingesetzten Energieträger im Basiszeitraum	42
Abbildung 8: Verhältnis zwischen Energiekosten und CO ₂ -Kosten im Basiszeitraum	43
Abbildung 9: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2045 im Referenzszenario	44
Abbildung 10: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen bis 2045 im Referenzszenario	45
Abbildung 11: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Referenzszenario	46
Abbildung 12: Entwicklung des Verhältnisses zwischen Energiekosten und CO ₂ -Kosten im Referenzszenario	47
Abbildung 13: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2045 im Effizienzzenario	50
Abbildung 14: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen bis 2045 im Effizienzzenario	51
Abbildung 15: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Effizienzzenario.....	52
Abbildung 16: Energiekosteneinsparung einer exemplarischen Brüdenverdichtung in Abhängigkeit vom EUA-Preis	53
Abbildung 17: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von einer prozentualen Änderung der Investitionskosten bzw. des Strompreises	53
Abbildung 18: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2045 im Biogaspfad (Pfad 1).....	58
Abbildung 19: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen bis 2045 im Biogaspfad (Pfad 1).....	59
Abbildung 20: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Biogaspfad (Pfad 1)	59
Abbildung 21: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von einer prozentualen Änderung der Investitionskosten bzw. des Strombezugspreises und des Futtermittelpreises	60
Abbildung 22: jährliche energiebezogene Kosten bis 2045 im Biogaspfad (Pfad 1) unter Annahme eines Fremdbezugs von Biomethan.....	61
Abbildung 23: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von den Bezugskosten für Biomethan.....	62
Abbildung 24: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2045 im Biomassepfad (Pfad 2)	63
Abbildung 25: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen bis 2045 im Biomassepfad (Pfad 2).....	64
Abbildung 26: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Biomassepfad (Pfad 2)	64
Abbildung 27: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von einer prozentualen Änderung der Investitionskosten bzw. des Strompreises und des Futtermittelpreises	65
Abbildung 28: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2045 im Biomassepfad (Pfad 2) unter Annahme eines Fremdbezugs von Biomasse	66
Abbildung 29: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von den Bezugskosten für Biomasse	67
Abbildung 30: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2045 im Elektrifizierungspfad (Pfad 3a).....	68
Abbildung 31: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen bis 2045 im Elektrifizierungspfad I (Pfad 3a)	69
Abbildung 32: Entwicklung der energiebezogenen Kosten bis 2045 im Elektrifizierungspfad I (Pfad 3a).....	70

Abbildung 33: Entwicklung der energiebezogenen Kosten bis 2045 im Elektrifizierungspfad II (Pfad 3b)	72
Abbildung 34: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen bis 2045 im Elektrifizierungspfad II (Pfad 3b)	73
Abbildung 35: Entwicklung der energiebezogenen Kosten bis 2045 im Elektrifizierungspfad II (Pfad 3b)	74
Abbildung 36: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig vom Strombezugspreis	75
Abbildung 37: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen Kosten der beiden Elektrifizierungspfade abhängig von den Investitionskosten	76
Abbildung 38: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen bis 2045 – Gegenüberstellung aller Szenarien	81
Abbildung 39: Entwicklung des Fremdstrombedarfs bis 2045 – Gegenüberstellung aller Szenarien	82
Abbildung 40: Darstellung der kumulierten Investitionskosten der betrachteten Szenarien	83
Abbildung 41: Entwicklung der energiebezogenen Kosten – Gegenüberstellung aller Szenarien	84
Abbildung 42: Entwicklung der energiebezogenen Kosten – Gegenüberstellung aller Pfade aus der Fassung von 2020	85
Abbildung 43: Energiebezogene Kosten aller Szenarien bei einem CO ₂ -Preisfad bis 200 €/t im Jahr 2045	85
Abbildung 44: Energiebezogene Kosten aller Szenarien bei einem CO ₂ -Preisfad bis 250 €/t im Jahr 2045	86
Abbildung 45: Energiebezogene Kosten aller Szenarien bei einem CO ₂ -Preisfad bis 300 €/t im Jahr 2045	86

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Wichtige Anpassungen im Vergleich zur Roadmap von 2020 und deren Faktoren	7
Tabelle 2: Übersicht Maßnahmen und Verlauf der CO ₂ -Emissionen für die betrachteten Pfade	10
Tabelle 3: Übersicht Entwicklung energiebezogener Kosten für die betrachteten Pfade ..	14
Tabelle 4: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Kesselanlagen	29
Tabelle 5: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Verdampfungstrockner	30
Tabelle 6: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung mechanische Brüdenverdichtung	31
Tabelle 7: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Biogasanlagen	32
Tabelle 8: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Kalkofen	32
Tabelle 9: Übersicht zu Schätzungen verschiedener Studien zu zukünftigen Kosten für Wasserstoff	33
Tabelle 10: Aus Studien abgeleitete Kosten für Wasserstoff in den Jahren 2030 und 2045	34
Tabelle 11: Kapazitätsfaktoren und Flächenbedarfe von Photovoltaik und Windkraft an Land in Deutschland	39
Tabelle 12: Angenäherte Flächen- und Kapazitätsbedarfe für Photovoltaik und Windkraft, um Strombedarfe in Elektrifizierungspfaden zu decken.....	39
Tabelle 13: Steckbrief Referenzszenario (Pfad 1)	48
Tabelle 14: Steckbrief Effizienzscenario	55
Tabelle 15 Steckbrief der Pfade zur Treibhausgasneutralität.....	77
Tabelle 16: für die Berechnungen verwendete Emissionsfaktoren	91
Tabelle 17: Annahmen zu den für die Berechnungen verwendeten Energiepreisen	91
Tabelle 18. Annahmen zur Entwicklung des Emissionsfaktors für den Strommix sowie zu der EUA-Preis Entwicklung.....	92
Tabelle 19: Annahmen zu Abschreibungszeiträumen	93
Tabelle 20: Annahmen zu Futtermittelpreisen	93

Impressum

Studie	
<p>Roadmap treibhausgasneutrale Zuckerindustrie in Deutschland <i>Pfade zur Treibhausgasneutralität – Perspektiven im Jahr 2024</i></p>	<p>© FutureCamp Climate GmbH, 2024 Alle Inhalte insbesondere Texte, Fotografien und Grafiken sind urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte einschließlich der Vervielfältigung, Veröffentlichung, Bearbeitung und Übersetzung liegen bei FC, soweit nicht anders gekennzeichnet. Bitte zitieren als: FutureCamp Climate</p>
Erstellt von	
<p>FutureCamp Climate GmbH Aschauer Str. 30 81549 München, Deutschland</p>	<p>www.future-camp.de webkontakt@future-camp.de Tel. +49 (1520) 380 69 48</p>
Autor:innen	
<p>Philipp Geres Dr. Roland Geres Stefan Weigert</p>	<p>Unter Mitwirkung des Begleitkreises aus Vertretern der zuckerproduzierenden Unternehmen Deutschlands.</p>
Hinweis zum Umgang mit dem allgemeinen Gleichstellungsgesetz	
<p>Die FutureCamp Climate GmbH beachtet die Bestimmungen des Allgemeinen Gleichstellungsgesetzes und setzt sich in seinem Wirkungsumfeld aktiv und vielfältig für die Gleichstellung ein. Zu Gunsten einer besseren Lesbarkeit wird im Text auf die oft übliche grammatische männliche, weibliche oder diverse Formulierung verzichtet. Es wird darauf hingewiesen, dass grammatische männliche Ausdrücke selbstverständlich auch das weibliche oder dritte Geschlecht (divers) miteinbeziehen und umgekehrt.</p>	