



Technische Universität Berlin

INSTITUT FÜR ENERGIETECHNIK

Prof. Dr.-Ing. G. Tsatsaronis



Studienarbeit

Erweiterung und Anwendung des Energiesystemmodells genEris zur Analyse von Emissionsminderungsmöglichkeiten im Bereich des Fahrzeugverkehrs

Richard Moll

September 2007

Technische Universität Berlin
Institut für Energietechnik
Fachgebiet Energietechnik und Umweltschutz
Prof. Dr.-Ing. G. Tsatsaronis

Betreuung: Dr. O. Edenhofer und Dr. T. Bruckner

Zusammenfassung

Das Ziel dieser Arbeit ist es, die Potentiale verschiedener Optionen zur Emissionsreduktion im Verkehrssektor im Kontext des gesamten Energiesystems zu analysieren. Zu diesem Zweck wurde das Energiesystemmodell genEris erweitert, das am Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung entwickelt wurde und bislang nur eine grob vereinfachte Abbildung des Verkehrssektors zuließ. Im Rahmen der Erweiterung wurde in einem ersten Schritt die Endenergienachfrage des Verkehrssektors durch die nachgefragte Transportdienstleistung ersetzt. Darauf aufbauend konnte dann die Möglichkeit einer Auswahl zwischen unterschiedlichen Fahrzeugtechnologien ins Modell integriert werden. Die damit einhergehende Einführung verschiedener Kraftstoffarten machte es erforderlich, die bisher abgebildeten Technologien zur Kraftstoffbereitstellung zu überarbeiten und insbesondere den Raffinesektor detaillierter zu erfassen. Ein wichtiger Aspekt hierbei war es, die dort stattfindende Kuppelproduktion von Benzin, Diesel und Heizöl angemessen abzubilden.

Mit dem so erweiterten Energiesystemmodell wurden anschließend verschiedene Szenarienrechnungen (sog. Modellexperimente) durchgeführt. Hierzu gehörte insbesondere die Berechnung der zu erwartenden Business-as-usual-Entwicklung (BAU) sowie die Bestimmung kostenoptimaler Emissionsreduktionsstrategien im Verkehrssektor bei vorgegebenen maximal zulässigen Emissionsobergrenzen (Policy-Szenario). Um die Robustheit der Ergebnisse bezüglich der Wahl der Optionen zu untersuchen, wurden zusätzlich Experimente mit Parametervariationen durchgeführt und analysiert.

Die durchgeführten Optimierungssrechnungen haben ergeben, dass die Option des Fahrzeugwechsels von konventionellen zu Hybrid-Fahrzeugen durchgängig in allen Szenarien angewendet wird. Ebenso findet in jedem Szenario ein Kraftstoffwechsel von Benzin zu Diesel statt, während Erdgas nur als Übergangslösung in den Policy Szenarien eingesetzt wird. Der Einsatz von Wasserstoff ist in den BAU-Szenarien stark abhängig vom Wirkungsgrad der Wasserstoff-Fahrzeuge, während der Einsatz von Wasserstoff in den Policy-Szenarien durchgängig ab der Mitte des Jahrhunderts zunimmt. Ein Brennstoffwechsel von fossilen Primärenergieträgern zu Biomasse findet sowohl in den BAU- als auch in den Policy-Szenarien statt.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----------|
| 1. Einleitung | 4 |
| 2. Modellierung des Verkehrssektors | 6 |
| 2.1. Das Energiesystemmodell genEris | 6 |
| 2.2. Derzeitige Darstellung des Energiesystems und des Transportsektors . . . | 8 |
| 2.3. Modellierung der Raffinerien | 10 |
| 2.4. Modellierung der Kraftstoffe | 17 |
| 2.5. Modellierung der Fahrzeugtechnologien | 21 |
| 2.6. Modellierung der Endenergie-Nachfrage | 25 |
| 2.7. Anpassung der Emissionskoeffizienten | 26 |
| 3. Modellexperimente und Ergebnisse | 28 |
| 3.1. Einbau der Parameter in genEris | 28 |
| 3.2. BAU-Experiment mit Standardparametern | 28 |
| 3.3. Policy-Experiment mit Standardparametern | 33 |
| 3.4. Paramtervariationen | 38 |
| 3.4.1. Experiment A | 39 |
| 3.4.2. Experiment B | 42 |
| 4. Schlussfolgerungen und Ausblick | 46 |
| A. Anhang | 47 |
| A.1. Technologie-Parameter | 47 |
| Literaturverzeichnis | 51 |

1. Einleitung

Spätestens seit dem letzten Bericht[1] des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) herrscht ein allgemeiner Konsens darüber, dass durch CO₂-Emissionen die Atmosphäre erwärmt wird. Der Großteil dieser CO₂-Emissionen wird durch den Energiebedarf der Menschheit erzeugt. Die Auswirkungen der globalen Erwärmung können nicht genau vorhergesagt werden, jedoch sind gravierende Risiken und Schäden für die Biosphäre und sozioökonomische Systeme zu erwarten. Um die Risiken durch die Erderwärmung möglichst gering zu halten, hat sich die EU zum Ziel gesetzt, einen Anstieg der globalen Mitteltemperatur von mehr als 2°C zu vermeiden. Mithilfe von Klimamodellen wurde errechnet, dass dafür die atmosphärische CO₂-Konzentration im Laufe des Jahrhunderts auf maximal 450 ppmv stabilisiert werden muss. Damit dieses Ziel erreicht werden kann, müssen die CO₂-Emissionen weltweit reduziert werden. Um das Potenzial verschiedener Technologien zur Emissionsreduktion zu untersuchen, wird am Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) das Energiesystemmodell (ESM) genEris [2] entwickelt.

In Abb. 1.1 ist die Veränderung der CO₂-Emissionen von 2002 gegenüber 1990 für ausgewählte Länder dargestellt. Auffallend ist, dass die CO₂-Emissionen des Verkehrssektor in allen Ländern gegenüber 1990 zunahm. Das Ziel dieser Arbeit ist es, genEris Optionen zur Verfügung zu stellen um die Emissionen des Verkehrssektor zu reduzieren. Dafür wurde der derzeit stark vereinfachte Verkehrssektor in genEris erweitert und es wurden folgende Optionen implementiert:

Fahrzeugwechsel: Der Umstieg auf andere Fahrzeugtechnologien ohne den Wechsel des Kraftstoffs. Dafür wurden in genEris Fahrzeugtechnologien eingeführt (siehe Kap. 2.5).

Kraftstoffwechsel: Der Wechsel des Kraftstoffs und der damit verbundene Umstieg auf andere Fahrzeugtechnologien. Hierfür wurden in genEris neue Kraftstoffe eingebunden (siehe Kap. 2.4).

Brennstoffwechsel: Wechsel des Primärenergieträgers zur Herstellung des Kraftstoffs.

In diesem Dokument wird zunächst eine kurze Übersicht über die Funktionsweise von genEris geben. Danach wird auf die Modellierung des Energiesystems im Allgemeinen und auf den Transportsektor im Speziellen eingegangen. Anschließend wird das Vorgehen für die Modellierung der einzelnen Technologien erläutert. Die neu eingeführten Optionen sind nicht nur für das Erreichen von Emissionsreduktionszielen interessant, sondern sie können auch dazu genutzt werden um der Ressourcenverknappung zu begegnen. In Kap. 3 wird untersucht, welche Optionen in den Business-as-usual (BAU) Szenarien verwendet werden und wie sich die Verwendung für die Policy-Szenarien verschiebt. Im Abschnitt 3.4 werden die Ergebnisse aus den Experimenten mit Parametervariationen vorgestellt. Im Anschluss werden die Schlussfolgerungen vorgestellt.

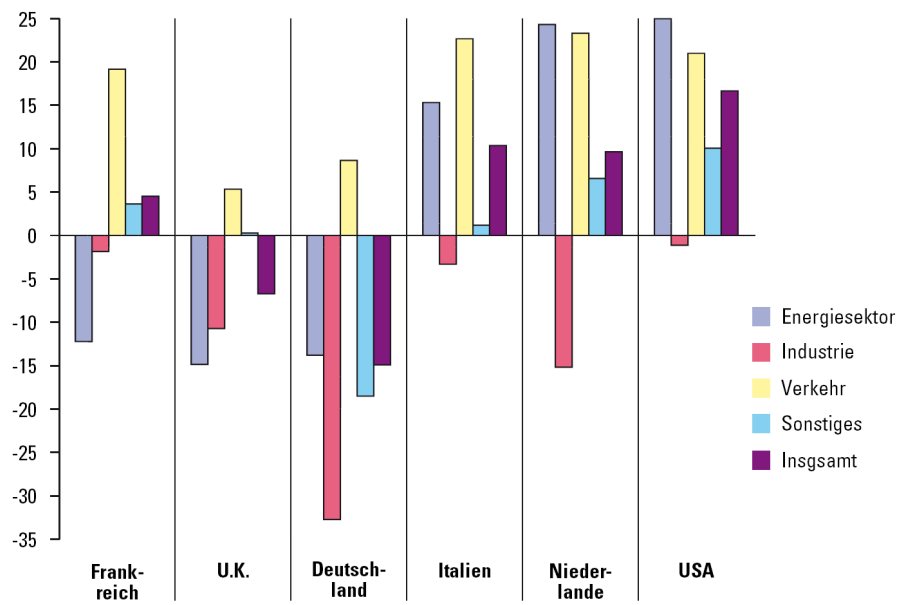


Abbildung 1.1.: Veränderung der CO₂-Emissionen von 2002 gegenüber 1990 unterteilt nach Sektoren [3].

2. Modellierung des Verkehrssektors

2.1. Das Energiesystemmodell genEris

genEris ist ein flexibles Tool zur Erstellung von Energiesystemmodellen (ESM). Energie wird dabei durch verschiedene Formen von Primär-, Sekundär- und Endenergie dargestellt. Diese sind durch Umwandlungstechnologien verbunden, die ihrerseits durch installierte Kapazitäten beschränkt sind. Emissionen resultieren aus der Umwandlung von Energietypen, z. B. von Primär- zu Sekundärenergie. Ebenfalls modelliert sind verschiedene Technologien der Kohlenstoffabtrennung und -speicherung (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). genEris simuliert das Energiesystem eingebettet in ein intertemporales Optimierungsmodell unter der Vorgabe von Nebenbedingungen, unter anderem für das Angebot an Primärenergie-Ressourcen, den Bedarf an Endenergie und die entstehenden CO₂-Emissionen.

Die Nutzung verschiedener Umwandlungstechnologien und Energietypen wird von genEris unter der Maßgabe simuliert, die diskontierten Gesamtkosten des Energiesystems im Zeitraum 2005 bis 2150 zu minimieren. Kosten entstehen durch die Gewinnung der Primärenergieträger, durch Investitionen in den Ausbau von Umwandlungskapazitäten und durch den Unterhalt der vorhandenen Anlagen.

Technologischer Fortschritt wird endogen dargestellt, indem die spezifischen Investitionskosten (Kosten pro neu installierter Einheit) sinken, je größer die kumulierte Kapazität einer Technologie ist. Ferner kann für die Umwandlungseffizienz eine exogene Zunahme vorgegeben werden.

Die jeweiligen Energietypen in genEris sind durch Umwandlungstechnologien miteinander verbunden. So wird zum Beispiel die Primärenergie Kohle durch die Technologie „Kohlekraftwerk“ zur Sekundärenergie „Elektrizität“ umgewandelt. Die Sekundärenergie „Elektrizität“ wird durch Transport & Verteilung (mit Leitungsverlusten) zur Endenergie „Elektrizität für Haushalte“ umgewandelt.

Umwandlungstechnologien werden in genEris durch eine Reihe technologischer und ökonomischer Parameter charakterisiert. Unter anderem wird der Verlauf der Abschreibung¹ vorgegeben. Dieser bestimmt, wie der verschleißbedingte Abbau der Kapazität einer Technologie verläuft. Es ist dabei leicht möglich, Parameter zu verändern (etwa für Sensitivitätsanalysen oder bei verbesserter Datenlage) oder neue Energieträger und Technologien hinzuzufügen.

Die Umwandlungstechnologien sind durch folgende Parameter charakterisiert:

- **inco0**: spezifische Investitionskosten zum Zeitpunkt t_0 (2005) [\$/kW].
- **mix0**: Anteil an der Erzeugung des Hauptproduktes zum Zeitpunkt t_0 .

¹Mit Abschreibung ist hier nicht die wirtschaftliche Abschreibung gemeint, sondern wieviel der ursprünglichen gebauten Kapazität nach x Jahren noch zur Verfügung steht.

- **eta**: Wirkungsgrad, Verhältnis vom Energiegehalt des Haupt-Ausgangsstrom zum Energiegehalt des Eingangsstrom.
- **nu**: technische Auslastung, prozentuale Angabe wie viele Stunden des Jahres die Technologie in Betrieb ist.
- **omf**: fixe Betriebs-& Wartungskosten pro Jahr, prozentuale Angabe bezogen auf die Investitionskosten [%/a].
- **omv**: variable Betriebs-& Wartungskosten, abhängig von der produzierten Menge des Hauptproduktes [\$/kwa].
- **tlt**: technische Lebenszeit [a]
- **omeg**: gibt den Verlauf der Abschreibung der Technologie an.
- für Lerntechnologien relevant:
 - **incolearn**: Wert, um den die spezifischen Investitionskosten durch die Steigerung der kumulierten Kapazität maximal reduziert werden können [\$/kW].
 - **floorcost**: Wert, auf den die spezifischen Investitionskosten maximal reduziert werden können, ergibt sich aus **inco0** und **incolearn**: $\text{floorcost} = \text{inco0} - \text{incolearn}$ [\$/kW].
 - **ccap0**: kumulierte Kapazitäten zum Zeitpunkt t_0 [TW].
 - **learn**: Lernrate, gibt an, um wie viel Prozent die spezifischen Investitionskosten bei einer Verdoppelung der kumulierten Kapazitäten reduziert werden.

2.2. Derzeitige Darstellung des Energiesystems und des Transportsektors

Mit Hilfe von genEris wurde ein konkretes Energiesystemmodell entwickelt, das die auf globaler Ebene wichtigsten Energieträger und Technologien erfasst (siehe auch Abb. 2.1):

- Primärenergieträger: Fossile Brennstoffe (Kohle, Erdöl, Erdgas), Uran, Erneuerbare Energien (Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Solarenergie, Geothermie)
- Sekundär- und Endenergieträger: Elektrizität, Wärme, Heizöl, feste Brennstoffe, Kraftstoffe, aufbereitetes Erdgas, Wasserstoff
- Endenergieträger: entsprechen den Sekundärenergieträgern, wobei aufbereitetes Erdgas, Elektrizität und Wasserstoff nach Nutzung in der Industrie und Haushalten differenziert wird und bei Wasserstoff zusätzlich noch nach Nutzung im Transportsektor.
- Umwandlungstechnologien: 72 Umwandlungstechnologien zwischen den Energieträgern sowie 4 Umwandlungstechnologien zur Beschreibung der CO₂-Speicherkette.

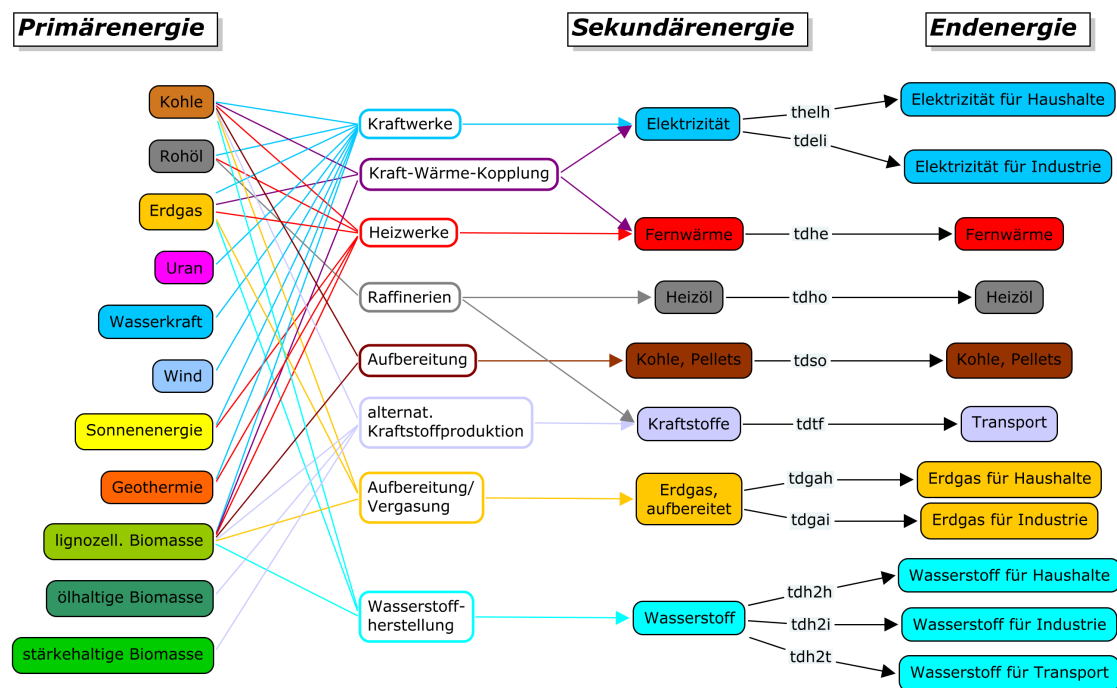


Abbildung 2.1.: Darstellung des Energiesystems, Kuppelprodukt-Ströme sind nur für KWK und Raffinerien dargestellt.

Technologische und ökonomische Parameter der Energieträger und Technologien wurden anhand aktueller Literaturangaben parametrisiert oder sinnvoll geschätzt.

Der Schwerpunkt wurde dabei auf eine detaillierte Beschreibung der Biomasse und Atomenergie gelegt; im Falle der Biomasse wird zwischen ölhaltiger, stärkehaltiger und sonstiger Biomasse unterschieden, um ihren unterschiedlichen Verwendungsmöglichkeiten für sekundäre Energieformen gerecht zu werden.

Insgesamt ermöglicht das vorliegende Modell, die technisch-ökonomischen Potenziale zentraler Klimaschutzoptionen im Energiesektor (Erneuerbare Energien, Kohlenstoffspeicherung, Atomenergie) unter Vorgabe verschiedener Szenarien für das CO₂-Stabilisierungsniveau und den Endenergiebedarf zu untersuchen und durch Sensitivitätsanalysen kritische Unsicherheiten zu identifizieren.

Im bisherigen Transportsektor waren nur zwei Raffinerie-Technologien implementiert, die die Sekundärenergieträger Kraftstoffe und Heizöl produzierten. Im Zuge der Weiterentwicklung des Transportsektors war es deshalb nötig, folgende Punkte im ESM zu überarbeiten:

1. Raffinerien;
2. Aufteilung des Sekundärenergieträgers „Kraftstoffe“ in mehrere Typen;
3. Einführung von Fahrzeugtechnologien für die verschiedenen Kraftstoffe;
4. Einbindung von Transportenergie als Endenergie.

2.3. Modellierung der Raffinerien

Da die bisherigen Raffinerien in genEris nur grob parametrisiert waren und sie nicht zwischen Benzin und Diesel unterschieden, mussten sie, um die Option des Kraftstoffwechsels zu untersuchen, neu modelliert werden.

Während der Recherche wurden Daten von mehreren Raffinerien zusammengetragen; in Tab. 2.3 sind die Daten von zwei ausgewählten Raffinerien aufgelistet. Die Daten dieser beiden Raffinerien wurden als Grundlage für die vier in genEris implementierten Raffinerie-Typen verwendet.

Zur Verdeutlichung der Komplexität von Raffinerien ist in Abb. 2.3 ein vereinfachtes Fließbild einer Raffinerie abgebildet. Diese Komplexität könnte zwar in genEris abgebildet werden, würde aber die Anzahl der Modellgleichungen erhöhen, ohne das zusätzliche Optionen für die Optimierung zur Verfügung stehen würden. Stattdessen war das Ziel eine möglichst einfache, aber von den Parametern her möglichst realistische Abbildung zu schaffen. Dafür wurde unter anderem darauf verzichtet, alle Produkte außer Benzin, Diesel und Heizöl zu modellieren.

Bei Heizöl wird unterschieden zwischen leichtem und schwerem. Schweres Heizöl wird in der Industrie, zur Elektrizitäts-Erzeugung und als Kraftstoff für Schiffsdiesel verwendet. In genEris gibt es keine Nachfrage nach schwerem Heizöl², weshalb es nicht weiter betrachtet wird. Leichtes Heizöl wird in Haushalten zur Wärmeerzeugung verfeuert; diese Verwendung wird in genEris durch die Endenergie Heizöl dargestellt.

Diesel und Heizöl sind chemisch sehr ähnlich und werden beide aus dem bei der Raffination anfallenden Mitteldestillat gewonnen. Durch den Grad der anschließenden Entschwefelung entscheidet sich, ob es als Dieselkraftstoff oder als Heizöl in den Handel kommt. Da Diesel einen geringeren Schwefelgehalt als Heizöl hat, ist für die Diesel-Produktion in einer Raffinerie eine entsprechend höhere Kapazität von Entschwefelungsanlagen nötig als im Vergleich zu einer Raffinerie die Heizöl produziert. Die Kapazität der Entschwefelungsanlagen für Mitteldestillate einer Raffinerie ist ein entscheidender Faktor im Bezug auf das Produkt-Verhältnis von Diesel zu Heizöl. Im Modell wurden dafür zwei Raffinerie-Typen implementiert: eine mit hoher Entschwefelungskapazität, die Diesel als Hauptprodukt herstellt und eine geringer Entschwefelungskapazität die Heizöl als Hauptprodukt herstellt. Im Modell wird somit die Produktion von Diesel und Heizöl durch den Mix dieser beiden Technologien dargestellt.

Das Produkt-Verhältnis von Benzin zum Mitteldestillat hingegen, wird maßgeblich durch den Cracker-Typ (s. Abb. 2.2) und die Kapazität der Cracker bestimmt. Je höher die installierte Cracker-Kapazität ist, desto mehr Benzin läßt sich herstellen. Daraus ließen sich zwei weitere Raffinerie-Typen für das Modell ableiten: eine mit hoher Cracker-Kapazität, die mehr Benzin als Mitteldestillat produziert und eine die mehr Mitteldestillat als Benzin herstellt. Diese zwei Raffinerie-Typen wurden mit den anderen beiden zu den folgenden vier Raffinerie-Typen kombiniert:

²Es gibt zwar eine Technologie (dot) die schweres Heizöl für die Elektrizitäts-Erzeugung verwendet, in den Parametern für diese Technologie ist aber die Umwandlung von Erdöl in schweres Heizöl bereits aggregiert, deshalb verwendet sie direkt Erdöl als Brennstoff.

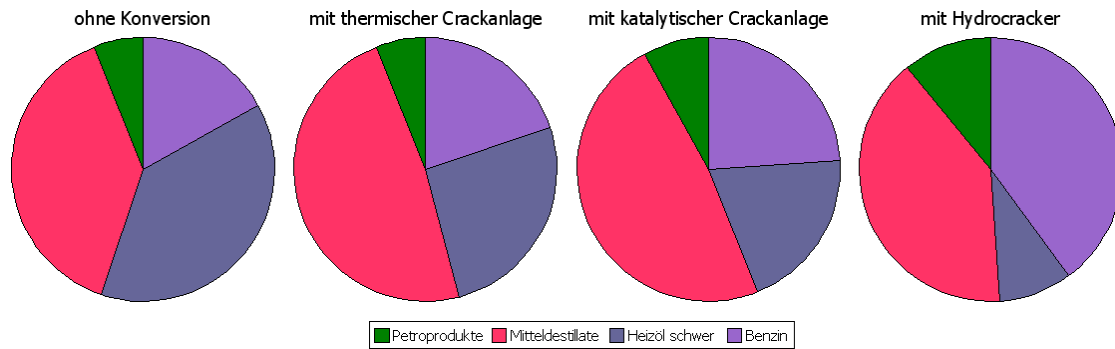


Abbildung 2.2.: Die verschiedenen Cracker-Typen [4].

- **refped**: Raffinerie mit Hauptprodukt Benzin und Nebenprodukt Diesel
- **refpeh**: Raffinerie mit Hauptprodukt Benzin und Nebenprodukt Heizöl
- **refdip**: Raffinerie mit Hauptprodukt Diesel und Nebenprodukt Benzin
- **refhop**: Raffinerie mit Hauptprodukt Heizöl und Nebenprodukt Benzin

In Tab. 2.1 sind die technischen und ökonomischen Parameter für die Raffinerie-Typen aufgelistet, diese Parameter wurden aus Tab. 2.3 bestimmt. Die spezifischen Investitionskosten berechnen sich aus den totalen Investitionskosten³ geteilt durch den Energiestrom des Rohöls. Die Wartungskosten beziehen sich auf die Investitionskosten und aus ihnen wurden die fixen Betriebs- & Wartungskosten bestimmt, für die variablen Betriebs- & Wartungskosten wurden $10 \text{ \$/kWh}$ abgeschätzt. Die Energieströme berechnen sich aus dem Produkt von Massenstrom und Heizwert (siehe Tab. 2.5). Der Umsatz berechnet sich aus dem Energiestrom des Rohöls geteilt durch den Energiegehalt des jeweiligen Produkt-Stroms. Dieses Verhältnis wurde als Grundlage für die Wirkungsgrad und die Kuppelprodukt-Koeffizienten der Raffinerie-Typen verwendet.

Die BP Lingen Raffinerie [5] produziert mehr Benzin als Diesel und bildet daher die Grundlage für den Raffinerie-Typ **refped**. Die TOTAL Leuna Raffinerie [6] produziert mehr Diesel als Benzin und dient daher als Grundlage für den Raffinerie-Typ **refdip**. Die Koeffizienten für die Kuppelprodukte wurden aus dem Verhältnis des Energiestroms des jeweiligen Kuppelproduktes zum Energiestrom des Hauptproduktes (Benzin bei BP Lingen, Diesel bei TOTAL Leuna) berechnet.

In Abb. 2.4 ist die Struktur der Raffinerie-Typen grafisch dargestellt. Die Kuppelprodukt-Koeffizienten der Raffinerie-Typen können aus der Tab. 2.4 entnommen werden, positive Werte stehen für ein entstehendes Nebenprodukt, negative Werte bedeuten, dass zur Herstellung der Produkte Hilfsenergieströme benötigt werden. Die Kuppelprodukt-Koeffizienten beziehen sich dabei auf das Hauptprodukt der Raffinerie, Beispiel für **refped**:

³Als Wechselkurs wurde verwendet: $1,24 \text{ €} = 1 \text{ \$}$

| | refped | refpeh | refdip | refhop |
|-------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| inco0 | 494 \$/kW | 444 \$/kW | 222 \$/kW | 200 \$/kW |
| mix0 | 50 % | 50 % | 50 % | 50 % |
| eta | 43 % | 43 % | 46 % | 46 % |
| nu | 90 % | 90 % | 90 % | 90 % |
| omf | 3 %/a | 3 %/a | 3 %/a | 3 %/a |
| omv | 10 \$/kW _a | 10 \$/kW _a | 15 \$/kW _a | 15 \$/kW _a |
| tlt | 60 a | 60 a | 60 a | 60 a |

Tabelle 2.1.: Die technischen und ökonomischen Parameter der Raffinerien (zur Erläuterung der Variablen, siehe Kap. 2.1).

bei einer Produktion von 100 EJ Benzin werden als Nebenprodukt 69 EJ Diesel produziert und es wird 1 EJ Elektrizität sowie 18 EJ Prozesswärme benötigt. Der Gesamtwirkungsgrad, ohne Berücksichtigung der Hilfsenergieströme, berechnet sich wie folgt:

$$\eta_{Tot} = \eta_{HP} \cdot (1 + \eta_{NP}) \quad (2.1)$$

Mit: η_{Tot} := Gesamtwirkungsgrad, η_{HP} := Wirkungsgrad bezogen auf das Hauptprodukt, η_{NP} := Kuppelprodukt-Koeffizient des Nebenprodukt.

Der Verlauf der Abschreibung ist für alle Raffinerie-Typen identisch und ist in Tab. 2.2 dargestellt. Dieses Abschreibungsschema gilt für neugebaute Anlagen, als auch für zum Zeitpunkt t_0 existierende Anlagen.

In realen Raffinerien wird der Bedarf an Prozesswärme und Elektrizität normalerweise durch Verbrennung von Raffineriegasen und Kraftwerken vor Ort bereitgestellt und erzeugen somit Emissionen. Die in genEris implementierten Raffinerien erzeugen keine Emissionen, benötigen dafür aber Prozesswärme und Elektrizität als Kuppelprodukt, wodurch an anderer Stelle im Modell Emissionen entstehen.

| | | | | | | |
|---------------|-------|-------|------|------|------|------|
| Jahr nach Bau | 0. | 5. | 10. | 15. | 20. | 25. |
| omeg | 100 % | 100 % | 98 % | 95 % | 93 % | 90 % |
| Jahr nach Bau | 30. | 35. | 40. | 45. | 50. | 55. |
| omeg | 80 % | 75 % | 70 % | 60 % | 50 % | 25 % |

Tabelle 2.2.: Verlauf der Abschreibung für die Raffinerien.

| | Raffinerie | BP Lingen | | | Total Leuna | |
|--------|--------------------|-------------|-------------|---------|--------------|--------------|
| | Investitionskosten | 2 Mrd € | | | 2,6 Mrd € | |
| | Spez. Investk. | 494 \$/kW | | | 222 \$/kW | |
| | Wartungskosten | 3% | | | keine Angabe | |
| | | Massenstrom | Umsatz | Umsatz | Massenstrom | Energiestrom |
| Output | Benzin | 1,6 Mt/a | 68,64 PJ/a | 43,34 % | 3 Mt/a | 128,7 PJ/a |
| | Diesel | 1,1 Mt/a | 47,3 PJ/a | 29,86 % | 5 Mt/a | 215 PJ/a |
| | leichtes Heizöl | 0,3 Mt/a | 12,78 PJ/a | 8,07 % | | 0 |
| | Gesamt | 3,48 Mt/a | 149,64 PJ/a | 94,48 % | 8 Mt/a | 343,7 PJ/a |
| Input | Rohöl | 3,8 Mt/a | 158,38 PJ/a | | 11 Mt/a | 458,48 PJ/a |
| | Strom | | 0,98 PJ/a | 0,62 % | | kA |
| | Wärme | | 12,67 PJ/a | 8,00 % | | 36,68 PJ/a |
| | Gesamt | 3,8 Mt/a | 172,03 PJ/a | | 11 Mt/a | 495,16 PJ/a |

Tabelle 2.3.: Daten von zwei ausgewählten realen Raffinerien.

| | refped | refpeh | refdip | refhop |
|--------------------|--------|--------|--------|--------|
| Benzin | | | 60 % | 60 % |
| Diesel | 69 % | | | |
| Heizöl | | 69 % | | |
| Elektrizität | -1 % | -1 % | -1 % | -1 % |
| Prozesswärme | -18 % | -18 % | -17 % | -17 % |
| Gesamtwirkungsgrad | 73 % | 73 % | 74 % | 74 % |

Tabelle 2.4.: Die Kuppelprodukt-Koeffizienten und der Gesamtwirkungsgrad der Raffinerie-Typen.

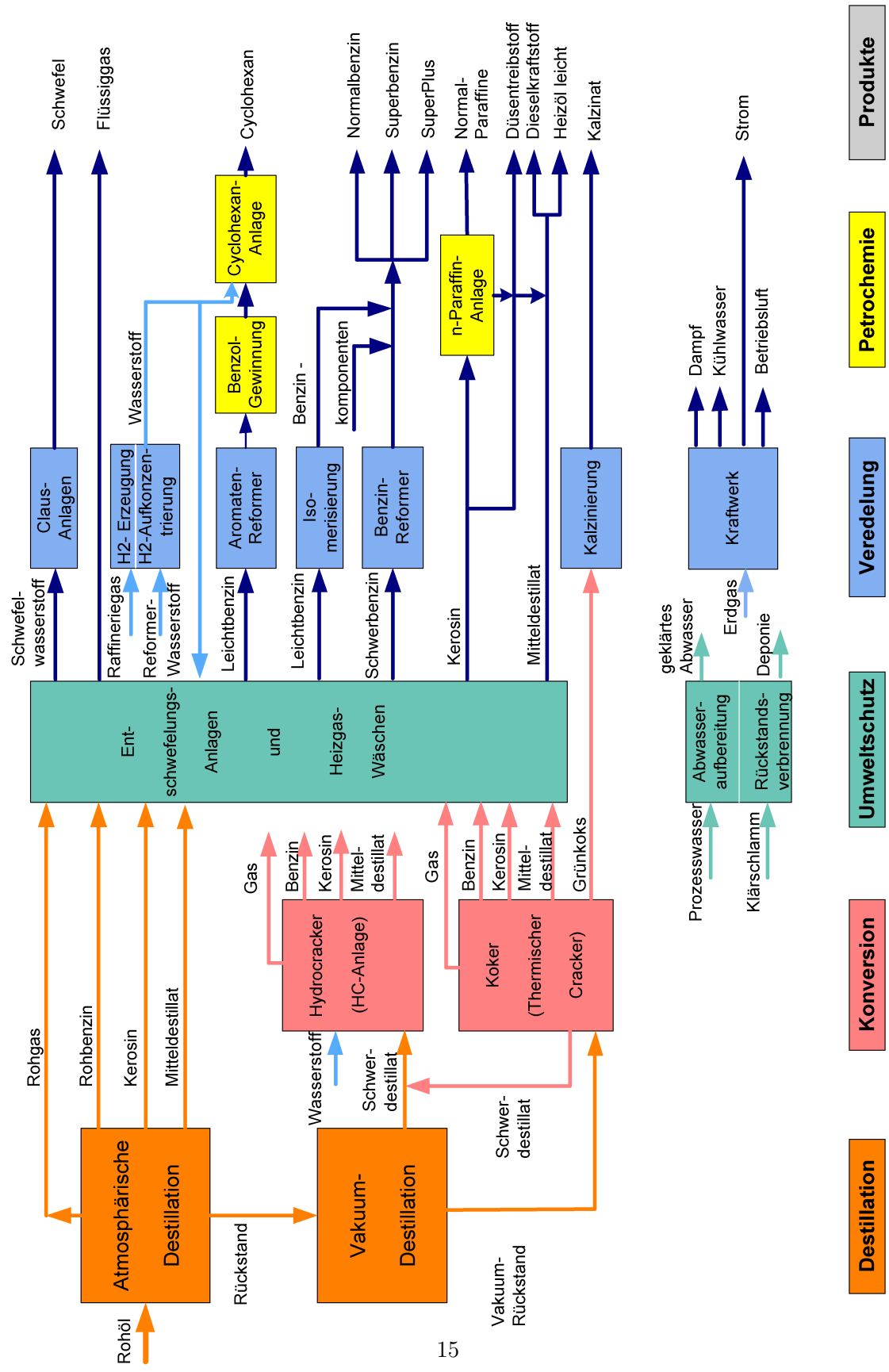


Abbildung 2.3.: Vereinfachtes Fließbild der Erdöl-Raffinerie Emsland [7].

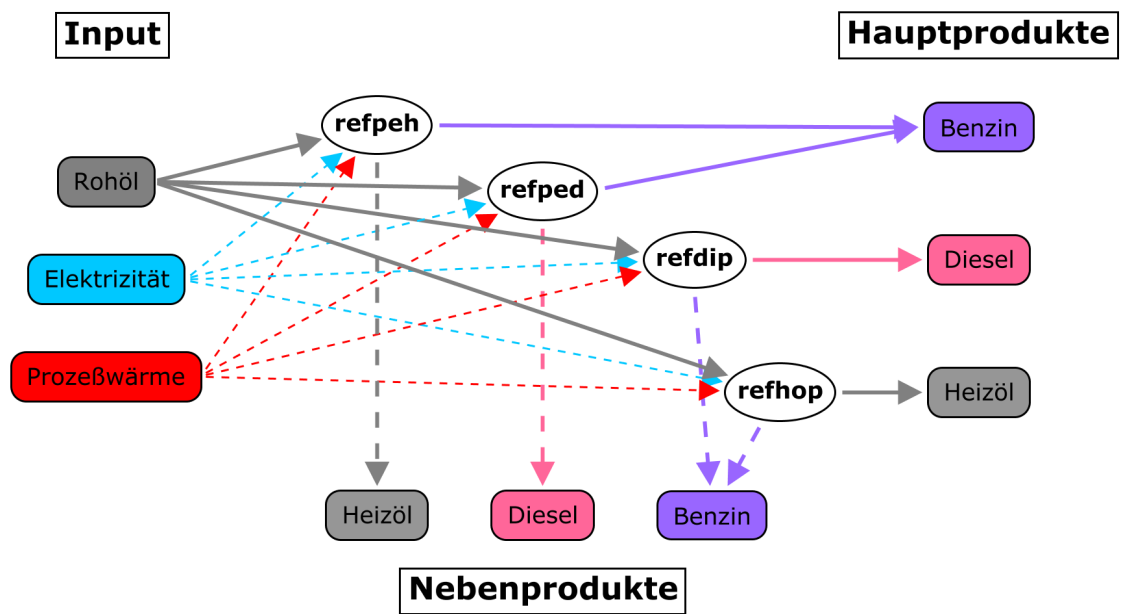


Abbildung 2.4.: Die Struktur der Raffinerien in genEris.

2.4. Modellierung der Kraftstoffe

Im bisherigen genEris gab es nur eine Sekundärenergie „Kraftstoffe“, d.h. keine Unterscheidung zwischen Benzin und Diesel als Kraftstoff. Auch die Endenergie „Kraftstoffe“ konnte nur durch die Umwandlung (Transport&Verteilung) von der Sekundärenergie „Kraftstoffe“ bedient werden. Um die Option des Kraftstoffwechsels anzubieten, mussten neue Kraftstoffe eingeführt werden.

Zunächst war zu entscheiden, welche neuen Kraftstoffe eingeführt werden sollen. Die Entscheidungskriterien dafür waren:

- die energiespezifischen CO₂-Emissionen
- die zur Herstellung benötigten Technologien und Rohstoffe
- die heutige und zukünftige Verwendung
- die Anzahl der zusätzlichen Gleichungen für die Einbindung in genEris

Der letzte Punkt stellt einen Kompromiss dar, da man das Modell nicht zu sehr vergrößern will.

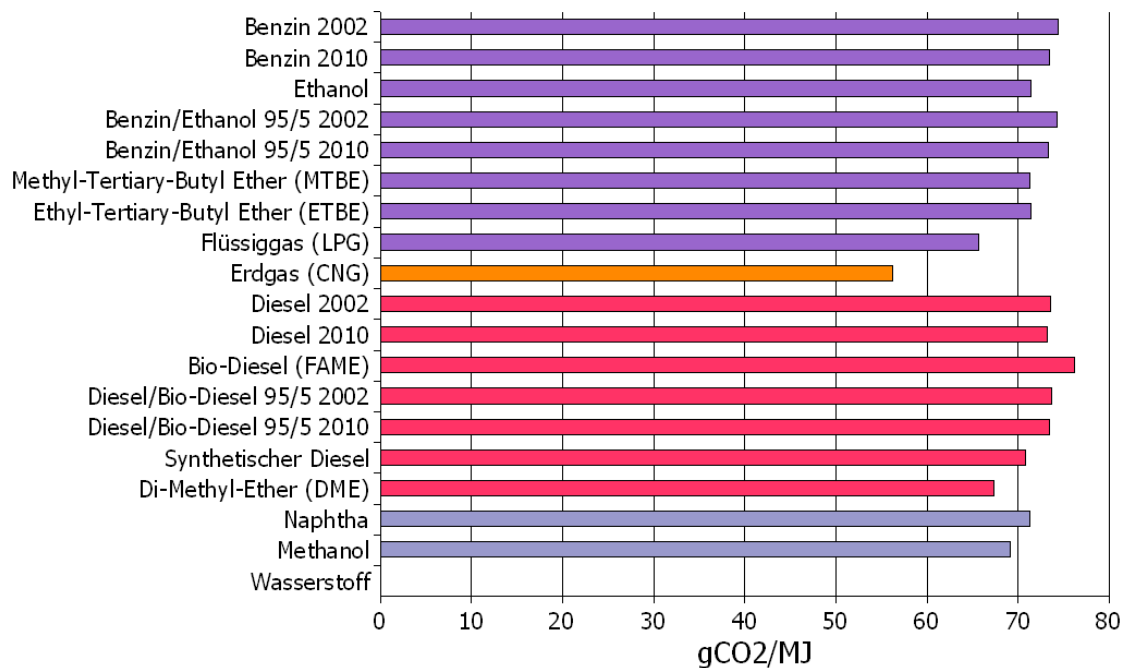


Abbildung 2.5.: Energiebezogene CO₂-Emissionen von verschiedenen Kraftstoffen [8].

In der Studie [8] wird ab dem Jahr 2010 eine verbesserte Raffination von Benzin und Diesel angenommen, wodurch sich die spezifischen Emissionen leicht verringern. Da die

Änderung der spezifischen Emissionen von 2002 zu 2010 nur sehr gering ist und im Modell eine Änderung über die Zeit nicht dargestellt werden kann, wird darauf verzichtet. Für Benzin und Diesel wird stattdessen der Mittelwert aus den spezifische Emissionen 2002 und 2010 verwendet.

Die Herstellung von Ethanol ist im Modell bereits integriert und kann aus lignozellulöser Biomasse (**bioeth**) oder aus stärkehaltiger Biomasse (**bioeths**) erfolgen. Da sich die spezifischen Emissionen von Ethanol im Vergleich zu Benzin nur marginal unterscheiden, wurde auf die Implementierung als Sekundärenergieträger verzichtet, stattdessen wird (**sepet**) als Energieträger im Modell verwendet. Die Mischung von Benzin und Ethanol ist somit nicht auf ein Mischungsverhältnis festgelegt, sondern kann vom Modell frei bestimmt werden.

Bei MTBE/ETBE handelt es sich um ein Additiv, das Benzin zugesetzt wird um die Klopfestigkeit zu erhöhen. Der Unterschied zwischen MTBE/ETBE ist die der Rohstoffe: MTBE wird aus Erdöl gewonnen, während ETBE aus Ethanol gewonnen wird. In Deutschland wird die Produktion bereits seit 2004 von MTBE auf ETBE umgestellt, da ETBE aus nachwachsenden Rohstoffen hergestellt wird und somit von der Mineralölsteuer befreit ist, das gibt einen zusätzlichen Gewinn für die Mineralölgesellschaften. Während der Recherche konnten keine Quellen gefunden werden, die eine vollständige Ersetzung von Benzin durch ETBE als wirtschaftliche oder emissionsmindernde Option vorhersagen.

Flüssiggas (auch Autogas genannt) fällt als Nebenprodukt in Raffinerien an und kann in Fahrzeugen mit Ottomotoren, die entsprechend aufgerüstet sind (Flüssiggastank, Verdampfer) als Kraftstoff verwendet werden. Durch die steuerliche Begünstigung in Australien, Polen, Niederlanden u.a. Ländern gibt es dort zwar ein flächendeckendes Tankstellennetz, die globale Rolle ist jedoch unbedeutend. Während der Recherche konnten keine wissenschaftlichen Quellen gefunden werden, die eine zunehmendere globale Rolle für Flüssiggas voraussagen, von daher kann angenommen werden, dass sich Flüssiggas nur als Nebenprodukt von Raffinerie-Prozessen, in Verbindung mit steuerlicher Begünstigung lohnt und somit keine relevante Option zur Emissionsminderung in unserem Optimierungsmodell wäre.

Erdgas ist im Modell bereits vorhanden und kann entweder durch die Aufbereitung vom Primärenergieträger Erdgas (**gastr**) oder durch die Vergasung von Kohle/Biomasse (**coalgas/biogas**) hergestellt werden.

Bei Bio-Diesel handelt es sich um Fettsäuremethylester (abgekürzt FAME von englisch fatty acid methyl ester), welcher aus Pflanzenöl gewonnen wird. Die Produktion von Bio-Diesel aus ölhaltiger Biomasse (**biodiesel**) ist bereits im Modell implementiert. Um Bio-Diesel in konventionellen Diesel-Fahrzeugen zu verwenden sind nur geringe technische Änderungen vorzunehmen, daher wurde auf eine separate Einbindung als Sekundärenergieträger verzichtet.

Bei synthetischem Diesel handelt es sich um Diesel, der mit Hilfe des Fischer-Tropsch-Verfahrens aus Kohle (**coalft/c⁴**) oder Biomasse (**bioft/c**) hergestellt wird. Für den

⁴Eine Technologie mit einem zusätzlichen c dahinter bedeutet, dass es diese Technologie auch mit CO₂-Abscheidung und Speicherung gibt.

Betrieb von Diesel-Fahrzeugen mit synthetischem Diesel müssen keine technischen Änderungen vorgenommen werden. Da sich auch die energiespezifischen Emissionen nur geringfügig zu konventionellem Diesel unterscheiden, wurde auf eine Unterscheidung verzichtet.

Di-Methyl-Ether (DME) hat ähnlich physikalische Eigenschaften wie Flüssiggas, eignet sich jedoch aufgrund der geringeren Zündwilligkeit nur für Dieselmotoren. Die Herstellung kann entweder aus Methanol (Fossil) oder durch Vergasung von Kohle/Biomasse und anschließender Synthese zu DME erfolgen. Da die Rohstoffe, die Herstellung und die spätere Verwendung nahezu identisch mit synthetischem Diesel sind, wurde DME nicht in das Modell eingebunden.

Naphtha ist ein Produkt, welches bei der Erdöl-Raffination anfällt, dieses wird dann entweder zu Benzin weiterverarbeitet oder dient als Ausgangsstoff für petrochemische Produkte. In dieser Arbeit wurde die direkte Verwendung von Naphtha als Kraftstoff nicht betrachtet.

Methanol kann aus Erdgas oder Kohle hergestellt werden. Heutzutage wird es hauptsächlich als Ausgangsstoff für petrochemische Produkte eingesetzt, kann aber auch in entsprechend modifizierten Ottomotoren als Kraftstoff eingesetzt werden. Um den Umfang der Arbeit nicht zu groß werden zu lassen, wurde die Verwendung von Methanol als Kraftstoff nicht betrachtet.

Wasserstoff ist schon im Modell implementiert und kann durch die Vergasung und anschließende Synthese aus Kohle/Biomasse (`coalh2/c/bioh2/c`) oder durch Dampfreformierung aus Erdgas (`gash2/c`) gewonnen werden.

Eine Übersicht über alle im Modell vorhandenen Technologien und ihre Verknüpfung mit den implementierten Kraftstoffen zeigt Abb. 2.6. Diese Technologien waren schon in genEris implementiert; die Benzin- und Diesel produzierenden Technologien mussten im Rahmen dieser Arbeit mit den neu eingeführten Kraftstoffen verknüpft werden. Die technischen und ökonomischen Parameter für diese Technologien können aus den Tabellen A.1, A.3 und A.5 im Anhang entnommen werden.

In Tab. 2.5 sind die Heizwerte und die energiespezifischen CO₂-Emissionen für die eingebunden Kraftstoffe dargestellt.

| | Heizwert [MJ/kg] | energiespez. CO ₂ - Emissionen [GtC/ZJ] |
|-------------|-----------------------|---|
| Benzin | 42,9 | 20,30 |
| Diesel | 43,1 | 20,06 |
| Erdgas | 45,1 | 15,35 |
| Wasserstoff | 120,1 | 0 |

Tabelle 2.5.: Heizwert und energiespez. CO₂-Emissionen der Kraftstoffe

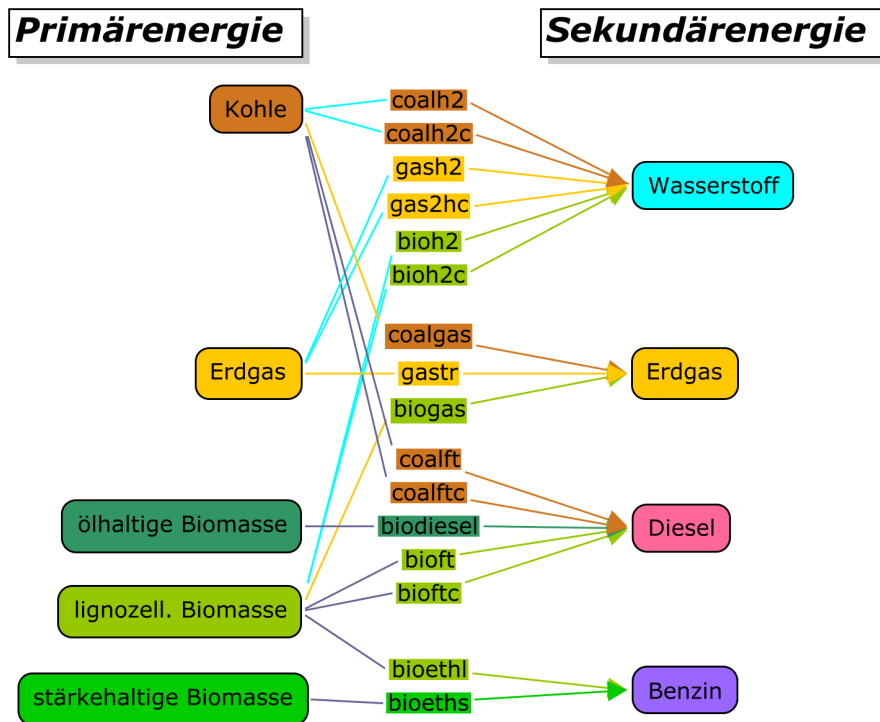


Abbildung 2.6.: Die implementierten Kraftstoffe mit ihren jeweiligen Technologien zur Herstellung (ohne Raffinerien); Erläuterung zu den Technologieabkürzungen siehe Tab. A.7 im Anhang.

2.5. Modellierung der Fahrzeugtechnologien

Um die verschiedenen Sekundärenergien zur Endenergie Transport zusammenzuführen und die Option eines Fahrzeugwechsels zu ermöglichen, mussten Fahrzeugtechnologien in genEris eingebunden werden. Die in der Studie untersuchten Fahrzeugtechnologien mit ihrem spezifischen Energieeinsatz über den Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) sind in Abb. 2.7 dargestellt.

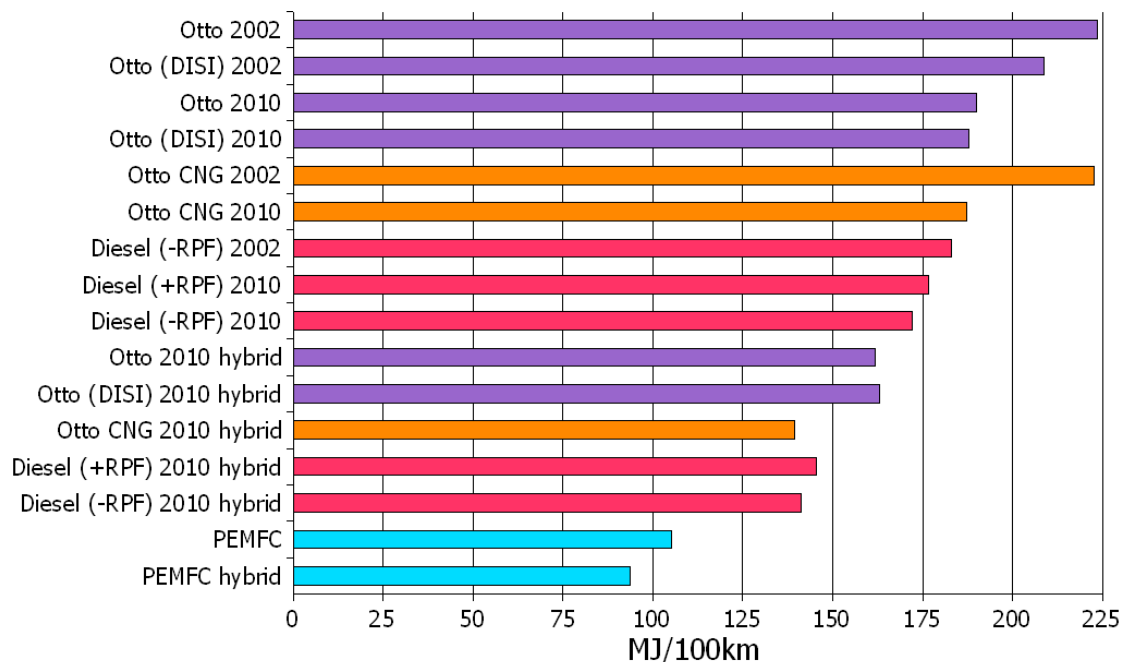


Abbildung 2.7.: Die Fahrzeugtechnologien und ihr spezifischer Energieeinsatz über den NEFZ [8].

In der Studie [8] werden die Fahrzeugtechnologien in dem Jahr 2002 und 2010 betrachtet, in der Arbeit wird auf diese zeitliche Differenzierung verzichtet. Es werden jeweils die Mittelwerte der beiden Zeiten verwendet.

Otto 2002 steht für ein Fahrzeug mit einem heute üblichen Ottomotor; DISI (Direct Injection Spark Ignition) ist ein verbesserter Ottomotor.

In der Arbeit wird angenommen, dass sich der Fuhrpark aus einem Mix der beiden Ottomotor-Technologien zusammensetzt, deshalb wurden die Werte für den in das Modell eingebauten Ottomotor aus den Mittelwerten der beiden Technologien gebildet.

Otto CNG 2002 ist ein Fahrzeug mit Ottomotor, welches Erdgas als Kraftstoff einsetzen kann. Der verringerte Kraftstoffverbrauch für 2010 resultiert zum einen aus einem verbesserten Motorwirkungsgrad und zum anderen aus der Optimierung des Fahrzeugs an den Kraftstoff Erdgas.

Diesel 2002 ist ein Fahrzeug mit einem heute üblichen Dieselmotor, für das Jahr 2010

wurde eine Variante mit Rußpartikelfilter (+ RPF) und eine ohne (- RPF) betrachtet. In dem Modell wurden jeweils nur die Varianten mit RPF berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass Rußpartikelfilter in der Zukunft zum Standard gehören werden.

Otto 2010 hybrid ist ein Fahrzeug mit einem Ottomotor von 2010 und Hybridtechnologie. Unter Hybridtechnologie wird hier verstanden, dass die Autos neben ihren Hauptantrieb zusätzlich über einen Elektromotor und einen Akkumulator verfügen. Der Elektromotor kann als alleiniger oder zusätzlicher Antrieb dienen, außerdem kann er als Generator funktionieren und die Bremsenergie in den Akkumulator einspeisen. Durch diese Energierückgewinnung kann, vor allem bei Fahrten in der Stadt, der Kraftstoffverbrauch deutlich gesenkt werden.

Otto (DISI) 2010 hybrid ist ein Fahrzeug, welches über die verbesserte Version des Ottomotors und Hybridtechnologie verfügt. Da der Unterschied im spezifischen Verbrauch zwischen den beiden Fahrzeug-Typen mit Ottomotor und Hybridtechnologie nur sehr gering ist, wurde auf eine Differenzierung verzichtet und der Mittelwert der Parameter beider Fahrzeugtechnologien verwendet.

Otto CNG 2010 hybrid ist ein Fahrzeug mit Ottomotor und Hybridtechnologie, das für den Einsatz von Erdgas als Kraftstoff optimiert wurde. Bei Diesel hybrid (+/- RPF) handelt es sich um ein Fahrzeug mit Dieselmotor, Hybridtechnologie und mit bzw. ohne Rußpartikelfilter; es wurde nur die Variante mit Rußpartikelfilter berücksichtigt.

Bei PEMFC handelt es sich um ein Fahrzeug, das Wasserstoff als Kraftstoff verwendet, dieser wird in einer Polymerelektrolytbrennstoffzelle (engl. Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC) in elektrischen Strom umgewandelt, welcher über einen Elektromotor die Räder antreibt.

PEMFC hybrid ist ein Fahrzeug mit Polymerelektrolytbrennstoffzelle und Hybridtechnologie.

Zusammenfassend wurden folgende Fahrzeugtechnologien in genEris eingebunden:

- **pice**: konventionelles Fahrzeug mit Ottomotor
- **picehy**: Fahrzeug mit Ottomotor und Hybridtechnologie
- **dice**: konventionelles Fahrzeug mit Dieselmotor
- **dicehy**: Fahrzeug mit Dieselmotor und Hybridtechnologie
- **ngice**: Fahrzeug mit Ottomotor und auf Erdgas abgestimmte Technik
- **ngicehy**: Fahrzeug mit Ottomotor, auf Erdgas abgestimmte Technik und Hybridtechnologie
- **fc**: Fahrzeug mit Brennstoffzellen-System
- **fchy**: Fahrzeug mit Brennstoffzellen-System und Hybridtechnologie

Die Fahrzeugtechnologien in Verbindung mit ihren jeweiligen Energieträgern sind in Abb. 2.8 dargestellt.

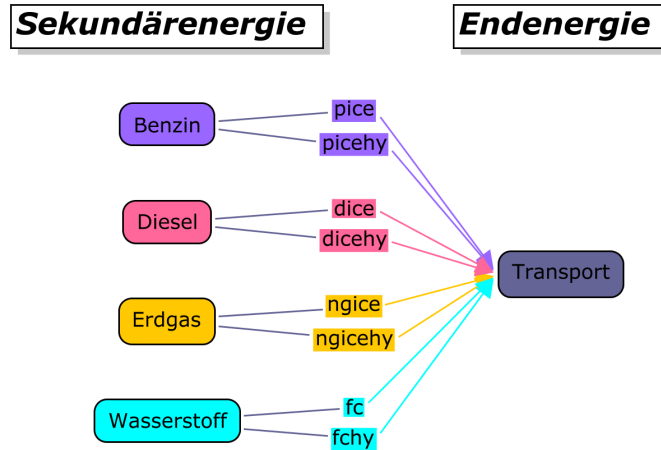


Abbildung 2.8.: Die eingebauten Fahrzeugtechnologien.

In Tab. 2.6 sind die Parameter für die Fahrzeugtechnologien dargestellt, wie sie letztendlich in das Modell übernommen wurden. Zu beachten ist, dass es sich hier bei der technischen Lebenszeit nicht um die wirklichen Betriebsstunden handelt, sondern sie die Verzögerung darstellt, mit der sich der Fuhrpark wandelt. Der Verlauf der Abschreibung (siehe Tab. 2.7) lässt sich wie folgt deuten: 100 % der Fahrzeuge sind 5 Jahre funktions-tüchtig, für 10 Jahre sind es noch 90 % und 30 % sind 15 Jahre funktions-tüchtig. Dieses Schema wurde für alle Fahrzeugtechnologien gleich angenommen.

Der Wirkungsgrad gibt das Verhältnis von der Energie die nach den Verlusten im Motor und Antriebsstrang zum Antrieb des Fahrzeugs zur Verfügung steht zu der im Kraftstoff enthaltenen Energie an. Die Werte der Wirkungsgrade sind dabei auf einen heutigen Ot-tomotor mit einem Wirkungsgrad von 18,6 % normiert und wurden über den spezifischen Verbrauch für die anderen Fahrzeugtechnologien ermittelt.

$$\eta_i = \eta_{ref} \cdot \frac{\text{Verbrauch}_{ref}}{\text{Verbrauch}_i} \quad (2.2)$$

Die Betriebs- & Wartungskosten wurden in der Studie [8] nicht berücksichtigt und wurden daher geschätzt. Die Werte für `incolearn` wurden aus der Tabelle in Abb. A.1 im Anhang berechnet. Für `ccap0` müssen aufgrund der Modellstruktur bei Lerntechnologien Werte vorhanden sein, unabhängig davon ob es schon gebaute Kapazitäten gibt. Da aber an neuen Technologien in der Regel nicht alles neu ist, sondern auf Bauteile von bereits in Betrieb befindlichen Technologien zurückgegriffen wird, ist es durchaus gerechtfertigt ein `ccap0` von größer 0 anzunehmen. Dieser Wert lässt sich aber nicht direkt bestimmen, daher wurde `ccap0` nach Experimenten sinnvoll bestimmt.

| | pice | picehy | dice | dicehy | ngice | ngicehy | fc | fchy |
|-----------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|
| inco0 | 324 \$/kW | 521 \$/kW | 349 \$/kW | 523 \$/kW | 335 \$/kW | 560 \$/kW | 895 \$/kW | 997 \$/kW |
| mix0 | 60 % | 0 % | 40 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % |
| eta | 20,6 % | 25,7 % | 23,2 % | 28,7 % | 20,4 % | 30 % | 39,7 % | 44,6 % |
| nu | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| omf | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % |
| omv | 2 \$/kW _a | 2 \$/kW _a | 2 \$/kW _a | 2 \$/kW _a | 2 \$/kW _a | 2 \$/kW _a | 1,6 \$/kW _a | 1,6 \$/kW _a |
| tlt | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| incolearn | | 97 \$/kW | | 92 \$/kW | 13 \$/kW | 115 \$/kW | 419 \$/kW | 498 \$/kW |
| ccap0 | | 0,01 | | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| learn | | 5 % | | 5 % | 5 % | 5 % | 10 % | 10 % |

Tabelle 2.6.: Die technischen und ökonomischen Parameter der Fahrzeugtechnologien, Quelle: siehe Erläuterungen im Text.

| Jahr nach Bau | 0. | 5. | 10. |
|---------------|-------|------|------|
| omeg | 100 % | 90 % | 30 % |

Tabelle 2.7.: Der Verlauf der Abschreibung für die Fahrzeugtechnologien.

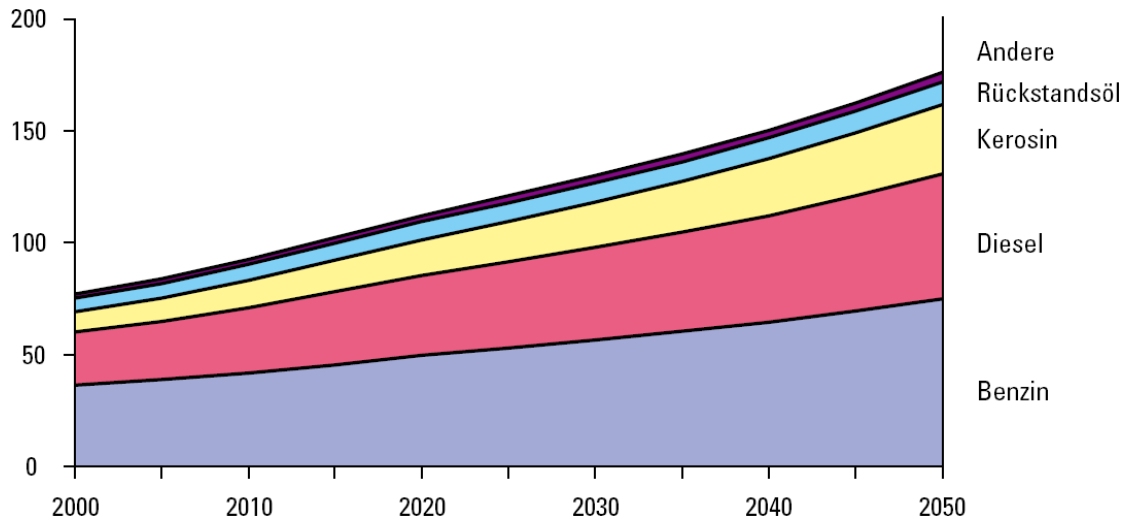


Abbildung 2.9.: Globaler Kraftstoffverbrauch [3].

2.6. Modellierung der Endenergie-Nachfrage

Um die verschiedenen Sekundärenergieträger (Benzin, Diesel, Erdgas, Wasserstoff) zu einer Endenergie zusammenzuführen, wurden verschiedene Fahrzeugtechnologien (siehe Kap. 2.5) eingebunden und die Endenergienachfrage wurde als Transportenergie modelliert. Mit Transportenergie ist die Energie gemeint, die nach den Verlusten im Motor und Antriebsstrang zum Antrieb des Autos übrigbleibt.

Da die Endenergienachfrage in genEris exogen vorgegeben wird, musste ein Nachfrageszenario für den Transportsektor recherchiert werden.

In Abb. 2.9 ist der globale Kraftstoffverbrauch von Benzin und Diesel in EJ dargestellt. Dieser Kraftstoffverbrauch teilt sich auf PKW- und Güterverkehr(LKW) auf. In dieser Arbeit wurden keine LKW-Motoren untersucht, daher wird nicht zwischen LKW und PKW Kraftstoffverbrauch unterschieden und der gesamte Kraftstoffverbrauch wird als Grundlage für die Nachfrage verwendet. Um daraus den Startwert für die Transportenergie als Endenergienachfrage für das Modell zu berechnen, wurde der Kraftstoffverbrauch von 2005 des jeweiligen Kraftstoffes mit dem Wirkungsgrad η eines heutigen Fahrzeugs, mit Benzin- bzw. Dieselmotor, multipliziert.

$$\text{Transportenergie}_{2005} = \sum_i \text{Kraftstoffverbrauch}_i \cdot \eta_{\text{Fahrzeug},i} \quad i \in [\text{Otto}, \text{Diesel}] \quad (2.3)$$

Für den zeitlichen Verlauf der Transportenergie wurde ein exponentiales Wachstum von 1% angenommen und diese dann als exogene Nachfrage für das Modell vorgegeben.

Durch die Einbindung der Fahrzeugtechnologien für verschiedene Sekundärenergieträger kann die Transportenergie durch verschiedene Sekundärenergieträger bedient werden. Durch diese Verknüpfung werden nun vorher getrennte Sekundärenergieträger miteinander verbunden. Dadurch entstehen zusätzliche Vermeidungsoptionen.

2.7. Anpassung der Emissionskoeffizienten

Im ursprünglichen genEris waren die Emissionen, die durch die Verbrennung fossiler Primärenergieträger entstehen, nur den Technologien zugeordnet, die Primär- zu Sekundärenergie transformieren (**pe2se**). Die Emissionen, die bei der Verwendung des Endproduktes entstehen (z.B. Verbrennung von Erdgas beim Endverbraucher), wurden auf die Herstellung der Sekundärenergie umgerechnet, um die Anzahl der Modellgleichungen gering zu halten. Um die Emissionen des Fahrzeugverkehrs darzustellen, werden durch die Fahrzeugtechnologien nun Emissionen bei der Umwandlung von Sekundär- zu Endenergie (**se2fe**) erzeugt. Damit in der Summe die gleichen Emissionen erzeugt werden, wie vor der Einbindung der Fahrzeugtechnologien, mussten die Emissionskoeffizienten λ_{Te} der Technologien angepasst werden. Neben den **pe2se**-Technologien mussten auch die darauf folgenden **se2fe**-Technologien angepasst werden. Da die Verwendung von Erdgas für Transport einbezogen wird und sich folglich das λ_{Te} für die Erdgasaufbereitung (**gastr**) ändert, müssen auch die λ_{Te} für die Verwendung von Erdgas in Haushalten (**tdgah**) und Industrie (**tdgai**) modifiziert werden.

Der Emissionskoeffizient des Brennstoffs λ_F teilt sich dabei auf die Emissionskoeffizienten der **pe2se**-Technologie λ_{Te} und des Sekundärenergieträgers (Produkt) λ_P auf:

$$\lambda_F = \lambda_{Te} + \lambda_P \cdot \eta_{Te} \quad (2.4)$$

Somit ergibt sich für den neuen Emissionskoeffizient einer Technologie λ_{Te} :

$$\lambda_{Te} = \lambda_F - \lambda_P \cdot \eta_{Te} \quad (2.5)$$

Bei Technologien mit fossilem Brennstoff ist λ_F gleich dem Emissionskoeffizient des Brennstoffs. Technologien, die Biomasse als Brennstoff einsetzen, sind CO₂-neutral, das heißt es gilt $\lambda_F = 0$. Für λ_P ist der Emissionskoeffizient des Produkts einzusetzen, z.B. 20,06 GtC/ZJ für Diesel (siehe Tab. 2.5).

In Tab. 2.8 stehen die alten und neuen Emissionskoeffizienten zum Vergleich. Bei der Technologie **coalftc** wurde der Koeffizient für sequestriertes CO₂(CCO₂) unter Beibehaltung des bisherigen Verhältnis von abgeschiedenen zu emittierten Emissionen berechnet (70% der CO₂-Emission).

| | CO ₂ vorher | CCO ₂ vorher | CO ₂ nachher | CCO ₂ nachher |
|-----------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| coalft | 26,1 | | 14,06 | |
| coalftc | 7,83 | 18,27 | 4,22 | 9,84 |
| gastr | 15,35 | | 0 | |
| biogas | 0 | | -8,44 | |
| bioft | 0 | | -9,02 | |
| bioftc | -13 | 13 | -22,02 | 13 |
| biodiesel | 0 | | -18,6 | |
| bioethl | 0 | | -7,36 | |
| bioeths | 0 | | -11,21 | |
| tdgah | 0 | | 15,35 | |
| tdgai | 0 | | 15,35 | |
| tdho | 0 | | 20,04 | |

Tabelle 2.8.: Die Emissionskoeffizienten vor und nach der Einbindung der Fahrzeugtechnologien.

3. Modellexperimente und Ergebnisse

3.1. Einbau der Parameter in genEris

Nachdem die nötigen Parameter zusammengetragen waren, wurden sie in das Modell übernommen. Anschließend wurden Szenarienrechnungen (im weiteren als Experimente bezeichnet) mit dem veränderten Modell durchgeführt. In genEris gibt es im wesentlichen zwei verschiedene Szenarien, einmal das „Business as usual“ (BAU) Szenario; in diesem wird dem ESM keine Emissionsrestriktion auferlegt. Im Policy-Szenario wird dem ESM ein Zeitpfad für die maximal zulässigen CO₂-Emissionen auferlegt. Der Zeitpfad führt zur Stabilisierung der atmosphärischen CO₂-Emissionen in Höhe von 450ppm. Im Folgenden werden zunächst die Ergebnisse eines BAU- und Policy-Szenarios mit Standardparametern diskutiert (Kap. 3.2, 3.3). Anschließend werden die Auswirkungen zentraler Unsicherheiten in den Parametern durch Parametervariationen getestet (Kap. 3.4).

3.2. BAU-Experiment mit Standardparametern

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aus dem BAU-Experiment mit Standardparametern diskutiert. Dafür werden zunächst die Ergebnisse für den Verkehrssektor präsentiert und dann wird gezeigt, was sich für die Produktion der jeweiligen Kraftstoffe ergibt. In den Abbildungen ist auf der x-Achse die Zeitskala von 2005 bis 2100 aufgetragen, zu beachten ist dabei, dass das Modell eine zeitliche Auflösung von 5 Jahren hat. Auf der y-Achse ist die jährliche Energienachfrage in EJ/a aufgetragen.

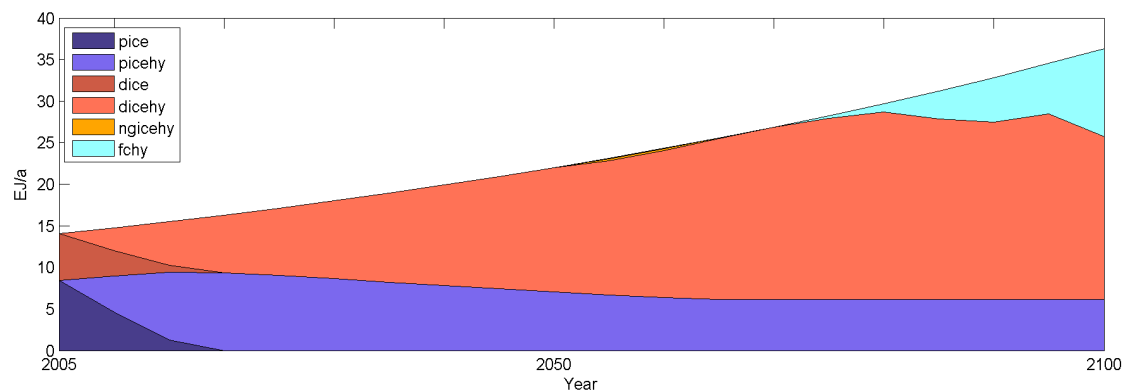


Abbildung 3.1.: Der Verkehrssektor im BAU-Szenario.

Im Verkehrssektor (siehe Abb. 3.1) wird die Transportenergie in 2005 zu 60 % von konventionellen Benzin-Fahrzeugen (pice) und zu 40 % von konventionellen Diesel-Fahrzeugen

(dice) bereitgestellt. In den ersten 15 Jahren werden die vorhandenen pice- und dice-Kapazitäten entsprechend ihrem Abschreibungsschema abgeschrieben und durch ihre jeweiligen Hybridvarianten (picehy bzw. dicehy) ersetzt. Bis 2010 steigt der Anteil der Benzin-Fahrzeuge, danach nimmt er kontinuierlich ab, bis er 2065 einen konstanten Wert von ca. 6 EJ/a erreicht. Dieser konstante Wert erklärt sich durch die Kuppelproduktion von Benzin durch die Raffinerie **refhop**, ausführlicheres dazu siehe Abb. 3.6 und Erläuterung. Bis 2070 wird die steigende Nachfrage nach Transportenergie durch den Zubau von Dieselhybrid-Fahrzeugen bedient. Danach stagniert der Zubau von Dieselhybrid-Fahrzeugen und Wasserstoffhybrid-Fahrzeuge (**fchy**) werden stattdessen zugebaut. Im Jahr 2100 wird die Transportenergie zu 29 % durch Wasserstoffhybrid-Fahrzeuge, zu 54 % durch Dieselhybrid-Fahrzeuge und zu 17 % durch Benzinhybrid-Fahrzeuge bereitgestellt.

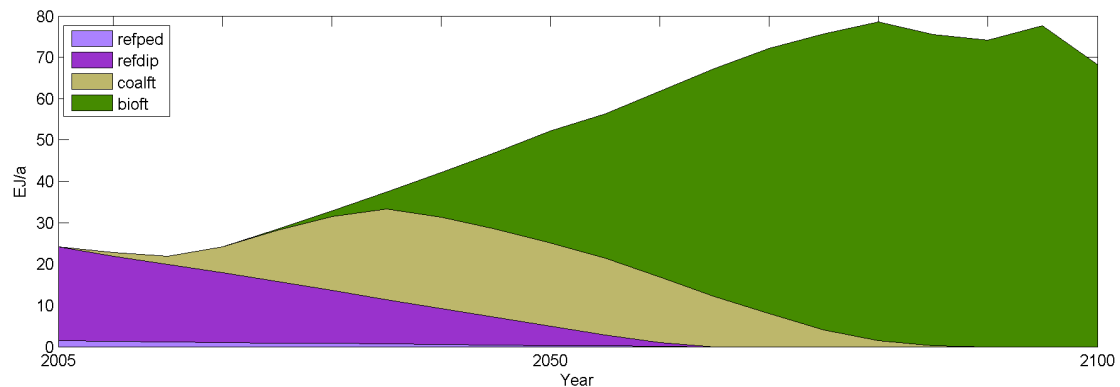


Abbildung 3.2.: Die Dieselproduktion im BAU-Szenario.

Bis 2015 nimmt die gesamte Dieselproduktion (siehe Abb. 3.2) ab, da trotz steigender Transportenergie-Nachfrage durch den Wechsel von Diesel- zu Dieselhybrid-Fahrzeugen weniger Diesel benötigt wird. Erst ab 2015 steigt die Dieselnachfrage an. Sie wird vorerst durch den Ausbau von Kohle-Fischer-Tropsch Anlagen (**coalft**) gedeckt, während die Raffinerien weiter abgebaut werden. Ab 2035 wird nur noch Biomasse-Fischer-Tropsch (**bioft**) zugebaut und alle anderen dieselerzeugenden Technologien werden abgebaut. Bei **bioft** handelt es sich um eine Lerntechnologie, dadurch erklärt sich der verzögerte Ausbau dieser Technologie, denn die Investitionskosten müssen erst soweit reduziert werden bis die Technologie konkurrenzfähig zu **coalft** ist. Nach 2085 erfolgt die Dieselproduktion vollständig durch **bioft**. Analog zum Verkehrssektor (siehe Abb. 3.1) stagniert die Dieselproduktion ab 2070.

Trotz Zubau von Benzin-Fahrzeugen im Verkehrssektor bis 2010 sinkt die Benzinproduktion (siehe Abb. 3.3) durch den Wechsel von konventionellen zu Hybrid-Fahrzeugen. Bis 2065 werden kontinuierlich Raffinerie-Kapazitäten abgebaut, danach wird Benzin nur noch als Kuppelprodukt der Raffinerie **refhop** produziert, welche als Hauptprodukt Heizöl erzeugt (siehe Tab. 2.4).

In Abb. 3.4 ist die Erdgasproduktion dargestellt, anfänglich wird Erdgas zu 90 % aus der Erdgasaufbereitung (**gastr**) und zu jeweils 5 % aus Kohle-Vergasung (**coalgas**) und Biomasse-Vergasung (**biogas**) hergestellt. Die Erdgas-Nachfrage setzt sich aus den exo-

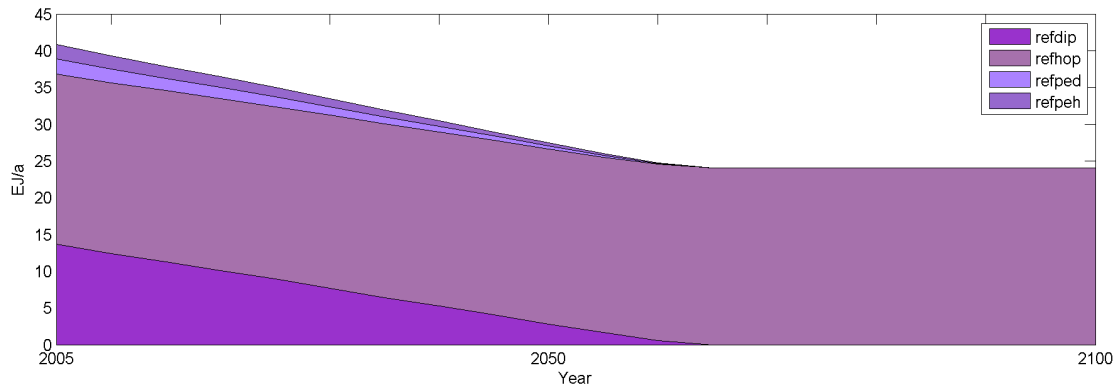


Abbildung 3.3.: Die Benzinproduktion im BAU-Szenario.

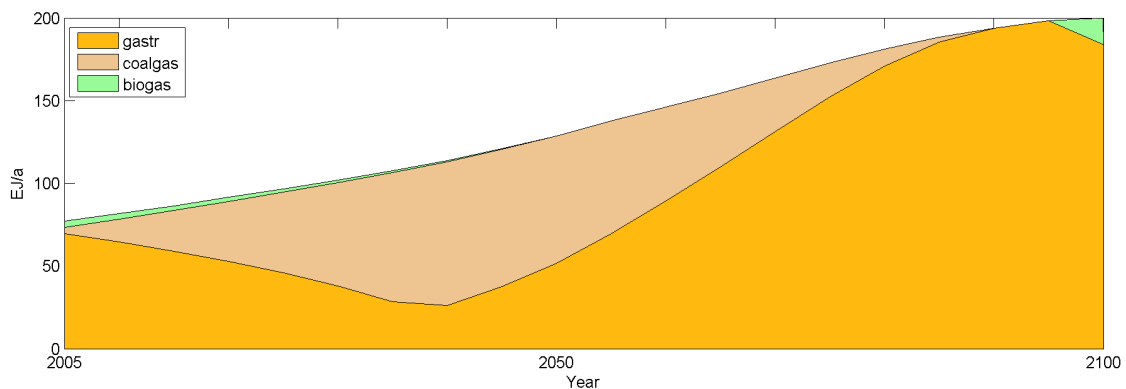


Abbildung 3.4.: Die Erdgasproduktion im BAU-Szenario.

genen Nachfragen Erdgas für Haushalte und Erdgas für Industrie zusammen, eine zusätzliche Nachfrage entsteht, wenn Erdgasfahrzeuge im Verkehrssektor eingesetzt werden. Bei diesem BAU-Experiment werden Erdgas-Fahrzeuge nur minimal und nur von 2050 bis 2060 eingesetzt. Die anfänglichen **biogas**-Kapazitäten werden bis 2050 abgeschrieben, ab 2095 wird **biogas** erstmals zugebaut und spielt daher im BAU-Fall keine wesentliche Rolle. Bis 2040 wird **coalgas** ausgebaut, danach werden keine neuen Kapazitäten mehr gebaut und 2090 sind alle **coalgas**-Kapazitäten vollständig abgeschrieben.

In Abb. 3.5 ist die Wasserstoffproduktion abgebildet, neben einer exogenen Nachfrage nach Wasserstoff, kann Wasserstoff auch im Verkehrssektor eingesetzt werden. Die exogene Nachfrage bleibt unter 1 EJ/a , ab 2070 steigt die Wasserstoffproduktion durch den Einsatz von Wasserstoff-Fahrzeugen im Verkehrssektor stark an. Bis 2070 wird Wasserstoff hauptsächlich aus Erdgas produziert (**gash2**), die gesteigerte Nachfrage wird dann von Wasserstoff aus Kohle (**coalh2**) bedient. Offensichtlich ist **gash2** anfangs die günstigere Technologie, Erdgas wird aber gegen Ende des Jahrhunderts zu teuer, so dass sich die Wasserstoffproduktion mit **coalh2** aus Kohle lohnt.

Die Heizölproduktion (siehe Abb. 3.6) wird nur durch die exogene Heizöl-Nachfrage

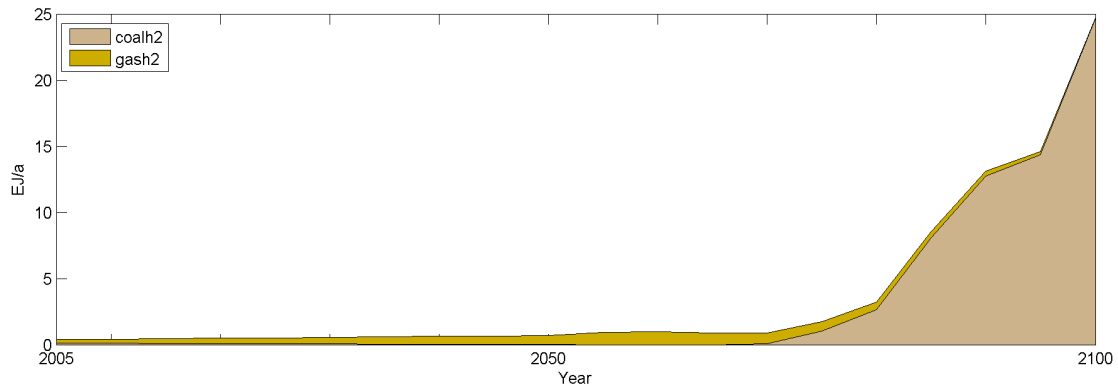


Abbildung 3.5.: Die Wasserstoffproduktion im BAU-Szenario.

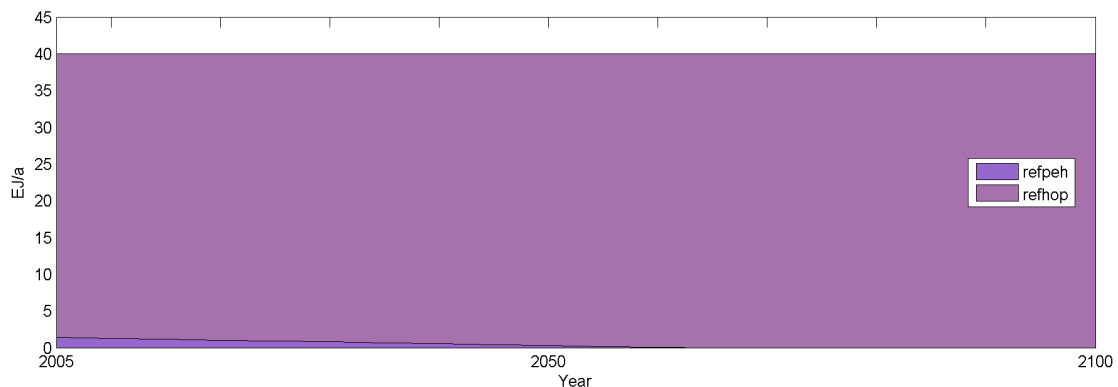


Abbildung 3.6.: Die Heizölproduktion im BAU-Szenario.

bestimmt, diese hat einen konstanten Wert von 40 EJ/a . Zur Heizölproduktion sind in genEris nur diese zwei Raffinerie-Technologien implementiert, die Raffinerie **refhop** ist deutlich günstiger in der Heizölproduktion (siehe Tab. 2.1) und deckt ab 2065 den gesamten Heizölbedarf. Da die Raffinerie **refhop** als Nebenprodukt Benzin erzeugt, muss dieses im Verkehrssektor verbraucht werden.

In Abb. 3.7 ist das Lernverhalten für einige ausgewählte Technologien dargestellt. Auf der y-Achse sind die normierten Investitionskosten aufgetragen, die Skala reicht von 0 bis 1:

0 := die Investitionskosten der Technologie sind gleich **inco0**;

1 := die Investitionskosten der Technologie sind gleich den **floorcost**.

Gut erkennbar ist hier der Einfluss der Lernrate, die Technologien **picehy** und **dichey** haben eine Lernrate von 5 % und werden im Verkehrssektor von Anfang an eingesetzt, ihr Lernpotential wird aber nur zu $\approx 35\%$ ausgeschöpft. Die Wasserstoffhybrid-Fahrzeuge (**fchy**) haben eine Lernrate von 10 % und werden erst in der letzten Hälfte des Jahrhunderts eingesetzt, ihr Lernpotential wird aber zu mehr als 40 % ausgeschöpft. **bioft** wird

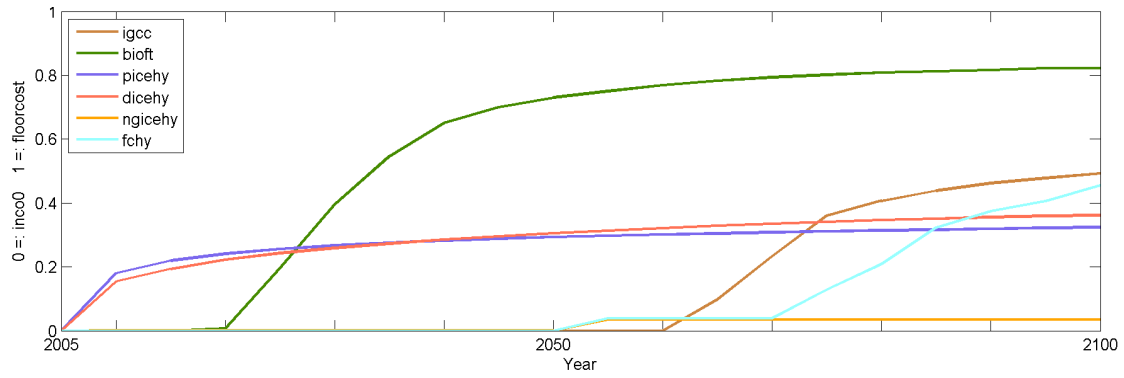


Abbildung 3.7.: Das Lernverhalten der Technologien im BAU-Szenario.

ab 2020 zugebaut, aber erst 2040 sind die Investitionskosten soweit gesunken, dass die Technologie `coalft` verdrängt wird (siehe Abb. 3.2).

3.3. Policy-Experiment mit Standardparametern

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aus dem Policy-Experiment diskutiert, dabei werden dieselben Aspekte wie im BAU-Experiment betrachtet und vor allem auf die Änderungen gegenüber dem BAU-Szenario eingegangen.

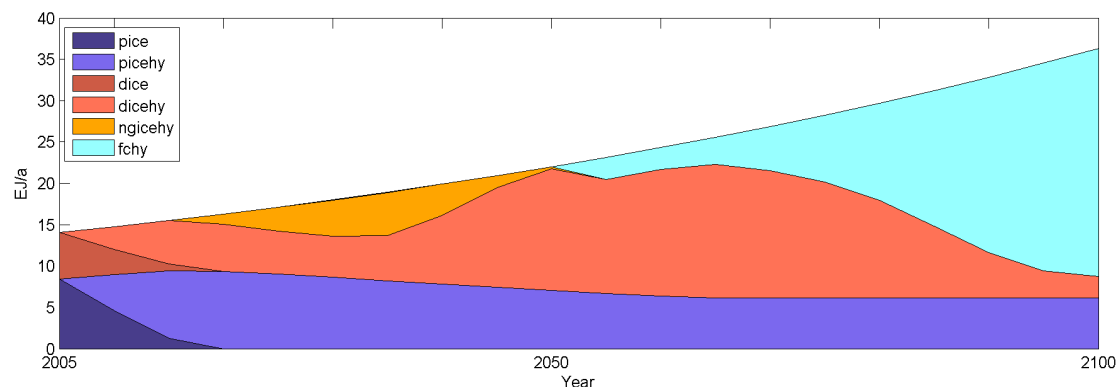


Abbildung 3.8.: Der Verkehrssektor im Policy-Szenario.

Das Anfangsverhalten des Verkehrssektors (siehe Abb. 3.8) ist sehr ähnlich wie im BAU-Szenario, aber ab 2015 kommen erstmals Erdgashybrid-Fahrzeuge (**ngicehy**) zum Einsatz. Diese werden bis 2035 weiter ausgebaut und verlieren bis 2050 wieder ihre Bedeutung im Verkehrsmix. Näheres zu diesem Übergangsverhalten siehe Abb. 3.9 und Erläuterung. Der Ausbau von Wasserstoffhybrid-Fahrzeuge (**fchy**) findet ab 2050 statt und damit deutlich früher als im BAU-Szenario. Auch der Ausbau der **fchy**-Technologie ist deutlich stärker, in 2100 setzt sich der Verkehrssektor zu 76 % aus **fchy**, zu 7 % aus **dicehy** und zu 17 % aus **picehy** zusammen.

Wie im BAU-Experiment mit Standardparametern wird auch hier die Option des Fahrzeugwechsels genutzt, neben dem Kraftstoffwechsel von Benzin zu Diesel kommt hier noch übergangsweise der Wechsel zu Erdgas hinzu und der Kraftstoffwechsel von Diesel zu Wasserstoff verläuft früher und ausgeprägter.

Ähnlich wie im BAU-Szenario sinkt auch im Policy-Szenario die Dieselproduktion (siehe Abb. 3.9) anfänglich ab, wegen der Umstellung auf Hybrid. Die Abnahme der Produktion dauert aber bis 2030 an und damit länger als im BAU-Szenario. Im BAU-Szenario wurde ab 2015 die steigende Diesel-Nachfrage durch **coalft** gedeckt, diese Technologie emittiert aber für das Policy-Szenario zu viel CO_2 und **bioft** ist noch zu teuer. Die Deckung der Transportenergie-Nachfrage durch Erdgas-Fahrzeuge ist anfangs billiger als **bioft** und emissionsärmer als die Alternative **coalft**, deshalb werden übergangsweise Erdgashybrid-Fahrzeuge eingesetzt bis die Investitionskosten von **bioft** entsprechend gesunken sind. Ab 2040 wird Diesel größtenteils und ab 2065 nur noch durch **bioft** produziert. Auffallender Unterschied zum BAU-Szenario ist die sinkende Produktion nach 2065, bedingt durch den Einsatz von **fchy** im Verkehrssektor und dem damit einhergehenden Rückgang der Dieselnachfrage.

Zur Emissionsreduktion wird hier die Option des Brennstoffwechsels von Erdöl zu Bio-

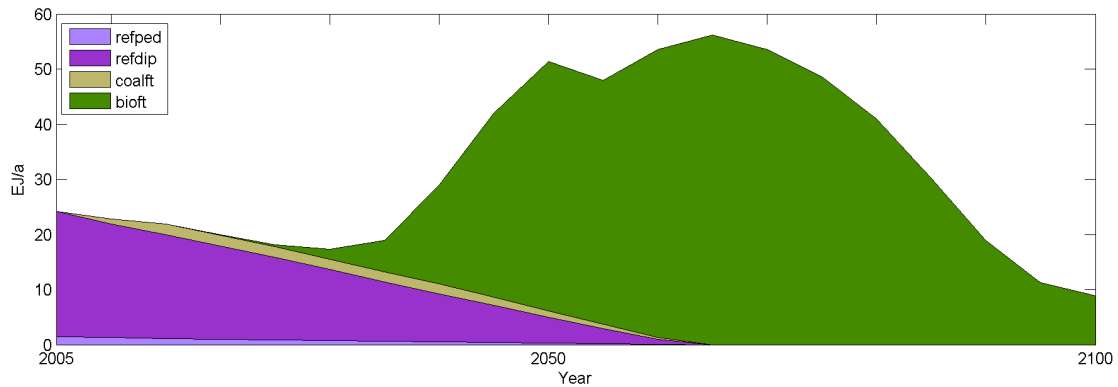


Abbildung 3.9.: Die Dieselproduktion im Policy-Szenario.

masse genutzt.

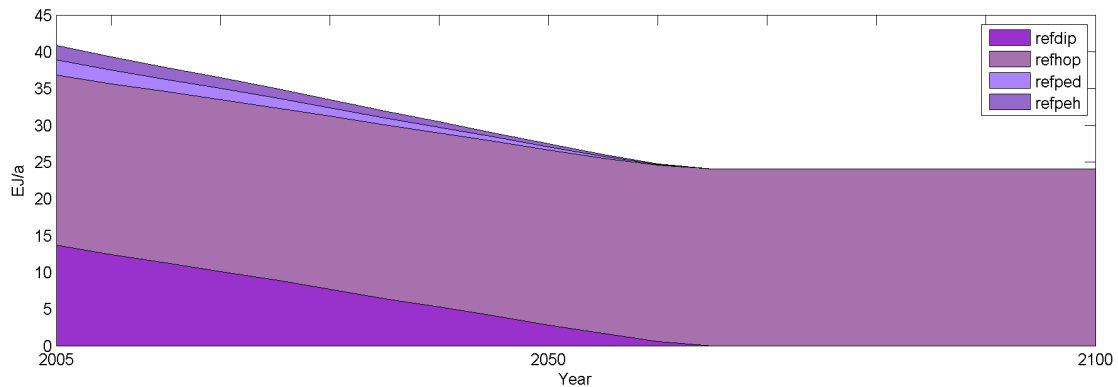


Abbildung 3.10.: Die Benzinproduktion im Policy-Szenario.

Bei der Benzinproduktion (siehe Abb. 3.10) gibt es keine Änderungen gegenüber dem BAU-Szenario. Zwar sind in genEris neben den Raffinerien noch andere Technologien implementiert (siehe Abb. 2.6), da die Benzinproduktion aber durch die exogene Heizölnachfrage bestimmt wird, kommen die anderen Technologien nicht zum Einsatz. Also ein Brennstoffwechsel wäre möglich, wird aber nicht vollzogen. In den weiteren Experimenten ändert sich nichts an diesem Verhalten, weshalb fortan auf eine Abbildung der Benzinproduktion verzichtet wird.

Bei der Heizölproduktion (siehe Abb. 3.13) gibt es keine Änderungen gegenüber dem BAU-Szenario, weil Heizöl nur durch Raffinerien bereitgestellt wird, kann kein Brennstoffwechsel vollzogen werden. Dieses Verhalten ändert sich in den weiteren Experimenten ebenfalls nicht, weshalb fortan auf eine Abbildung verzichtet wird.

Die Erdgasproduktion (siehe Abb. 3.11) verläuft anfangs identisch wie im BAU-Szenario, zwischen 2015 und 2050 wird aber mehr Erdgas produziert, da Erdgas zusätzlich für den Verkehrssektor benötigt wird. Die Verteilung der Erdgasproduktion ist ähnlich wie im

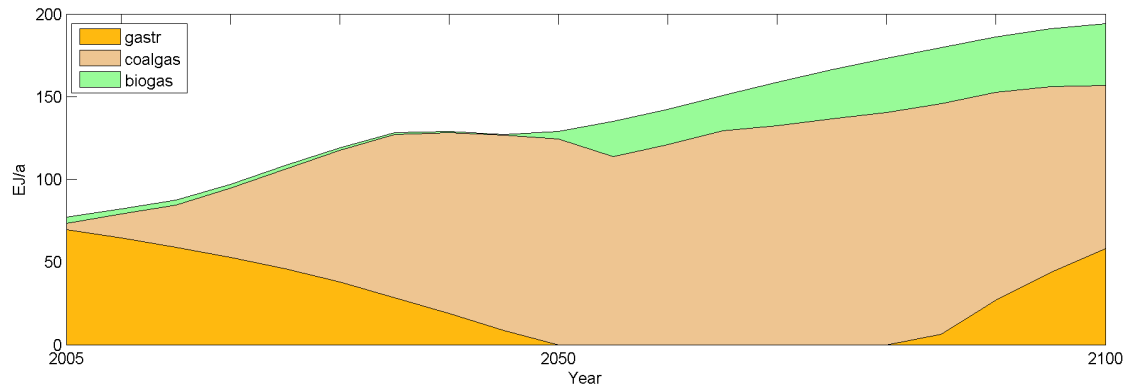


Abbildung 3.11.: Die Erdgasproduktion im Policy-Szenario.

BAU-Szenario, `coalgas` ist aber noch dominierender und ersetzt `gastr` zeitweise ganz ¹. Ab 2060 erfolgt ca.19 % der Erdgasproduktion durch `biogas`. 2100 wird 19 % des Erdgases aus `biogas`, 51 % aus `coalgas` und 30 % aus `gastr` produziert. Die Option des Brennstoffwechsels wird zwar genutzt, aber nicht wie erwartet (siehe Fußnote).

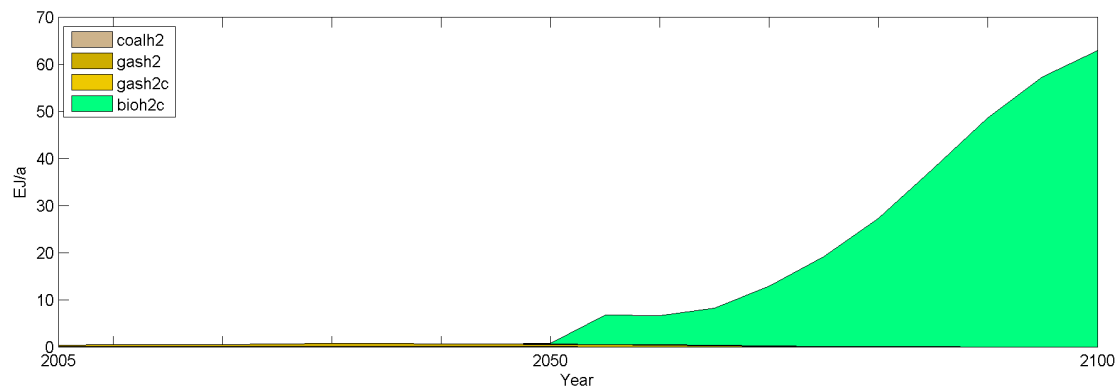


Abbildung 3.12.: Die Wasserstoffproduktion im Policy-Szenario.

Die Wasserstoffproduktion (siehe Abb. 3.12) steigt durch den früheren Einsatz von Wasserstoffhybrid-Fahrzeugen schon ab 2050 stark an. Die Nachfrage wird fast ausschließlich durch Wasserstoff aus Biomasse mit Sequestrierung (`bioh2c`) gedeckt. Offensichtlich ist die Vermeidung von Emissionen über den Wasserstoffsektor günstiger und effektiver als über die anderen Sektoren. Durch die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger fallen die Emissionen zentral an und können auch sequestriert werden (diese Option wird

¹Dieses Verhalten konnten wir uns lange nicht erklären, bis sich herausstellte, dass der Emissionskoeffizient von `coalgas` im `genEris`-Code fälschlicherweise mit 0 angegeben war. Leider konnten die Modellergebnisse mit dem korrigierten Emissionskoeffizienten in dieser Studienarbeit aus Zeitgründen nicht mehr berücksichtigt werden. Die Korrektur hatte aber keine gravierenden Änderungen zur Folge.

in diesem Experiment, mit **bioh2c** als wasserstofferzeugender Technologie auch genutzt). Bei der Wasserstoffproduktion wird die Option des Brennstoffwechsels von Erdgas zu Biomasse genutzt.

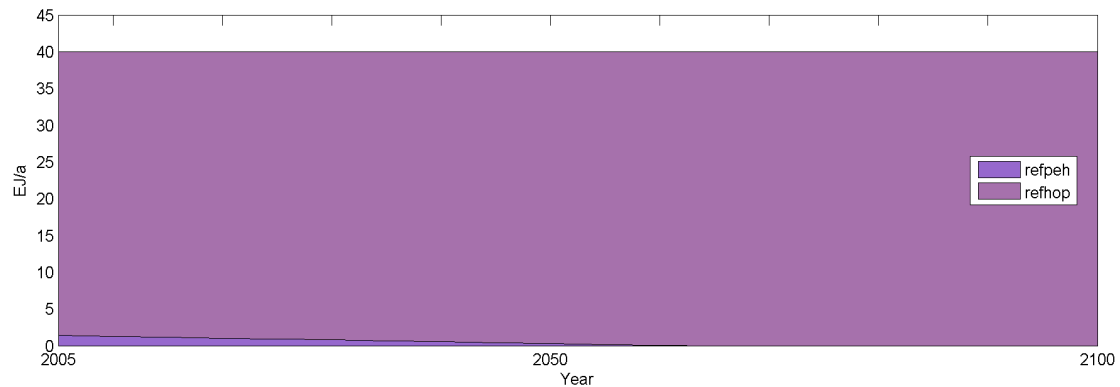


Abbildung 3.13.: Die Heizölproduktion im Policy-Szenario.

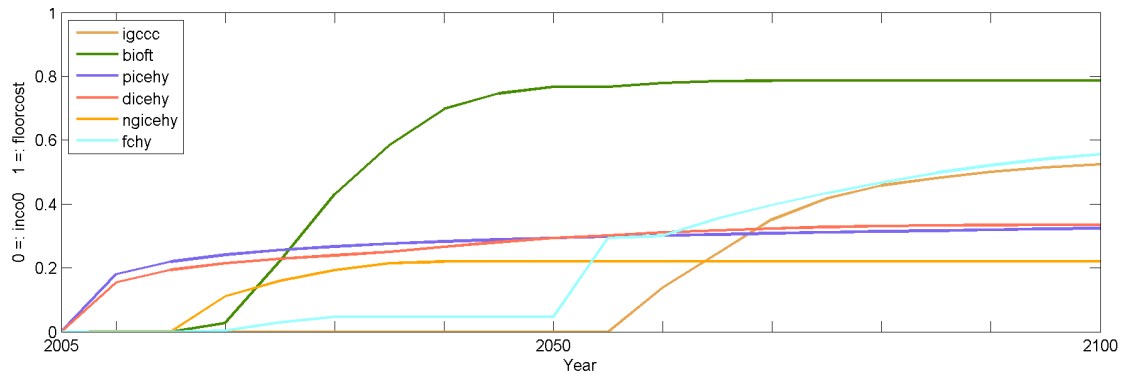


Abbildung 3.14.: Das Lernverhalten der Technologien im Policy-Szenario.

In Abbildung 3.14 ist das Lernverhalten der Technologien im Policy-Szenario dargestellt. Durch den früheren Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor und die daraus folgende geringere Verwendung von Diesel, wird das ausgeschöpfte Lernpotential von **bioft** (als Diesel-produzierende Technologie) und **dicehy** (als Diesel-nutzende Technologie) leicht abgesenkt. Dagegen werden die Investitionskosten von **fchy** früher und stärker abgesenkt.

In Abb. 3.15 sind die CO₂-Emissionen im Policy-Szenario nach Sekundär- und Endenergieträger aufgetragen, die rote Linie markiert die Emissionsrestriktion, die blaue Linie veranschaulicht die totalen Emissionen, da diese wegen den negativen Emissionen nicht direkt abgelesen werden können. Die negativen Emissionen ergeben sich aus der Umwandlung von Biomasse in Diesel und Erdgas (siehe Abschnitt 2.7), bei Wasserstoff resultieren sie aus der Sequestrierung von Biomasse (**bioh2c**). Bei der weiteren Verwendung von Diesel und Erdgas entstehen aber wieder Emissionen (siehe Emissionen

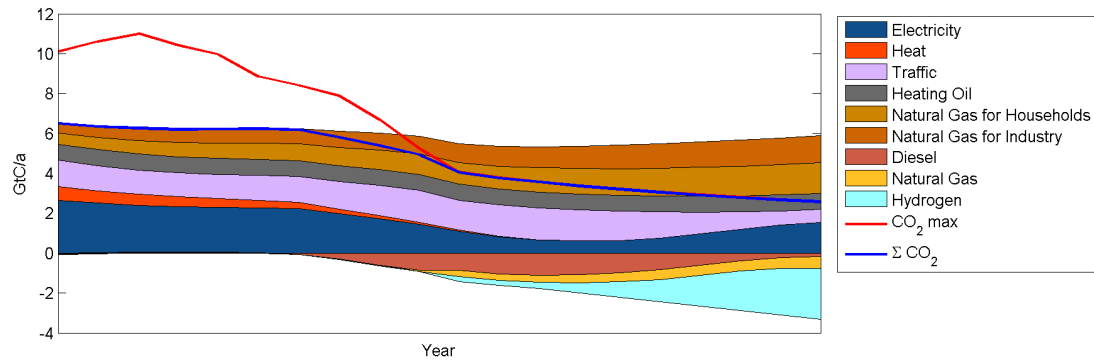


Abbildung 3.15.: Die CO₂-Emissionen im Policy-Szenario nach Sekundär- und Endenergeträger.

im Fahrzeugverkehr), deshalb sind die aus Biomasse erzeugten Sekundärenergieträger (hier: Diesel und Erdgas) CO₂-neutral. Ab 2070 sinken die Emissionen im Verkehrssektor durch den Einsatz von Wasserstoff und zusätzlich wird durch die Sequestrierung von Biomasse-Emissionen bei der Wasserstoffherzeugung CO₂ aus der Atmosphäre entfernt. Diese effektive Emissionsminderung ermöglicht es im Elektrizitätssektor ab 2070 wiederum mehr CO₂ zu emittieren. Offensichtlich ist die Emissionsminderung im Verkehrssektor durch den Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor günstiger, als die Optionen zur Emissionsvermeidung im Elektrizitätssektor.

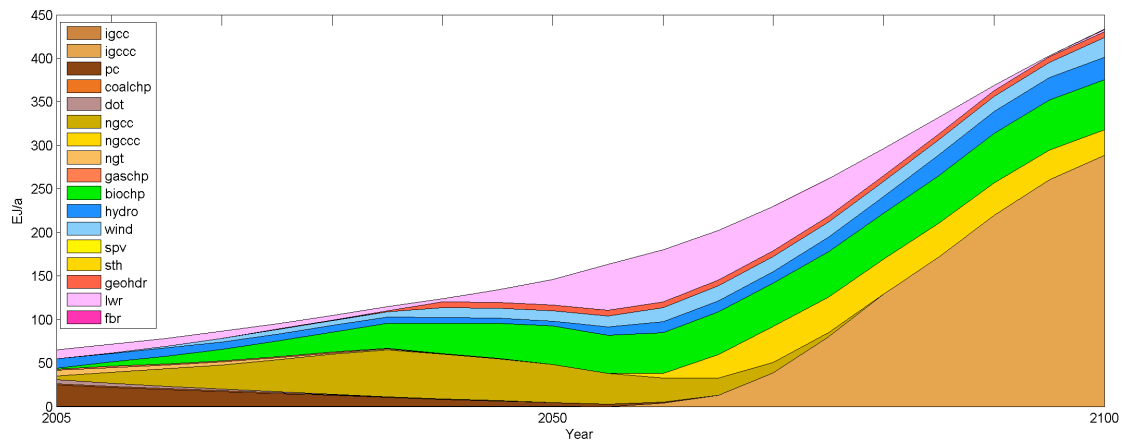


Abbildung 3.16.: Der Elektrizitätssektor im Policy-Szenario.

In Abb. 3.16 ist der Elektrizitätssektor dargestellt, erwähnenswert ist hier die massive Verwendung von Kraftwerken mit CO₂-Sequestrierung, dass so in genEris vorher nicht beobachtet werden konnte. Die zwei hauptsächlich verwendeten Kraftwerke sind: Natural gas combined cycle with carbon capture and sequestration (ngccc) und integrated coal gasification combined cycle with carbon capture and sequestration (igccc).

3.4. Paramtervariationen

Um die Robustheit der Ergebnisse, in Bezug auf die Wahl der Optionen, zu untersuchen wurden ausgehend vom BAU- und Policy-Szenario mit Standardparametern noch zusätzlich Experimente mit Paramtervariationen durchgeführt:

Experiment A: Mit diesem Experiment soll die Robustheit der Ergebnisse, bezüglich der Option des Fahrzeugwechsels (von konventionellen zu Hybrid-Fahrzeugen), untersucht werden; dafür wurden die Wirkungsgrade aller Fahrzeuge mit Hybrid-Technologie reduziert.

Experiment B: Mit diesem Experiment soll die Robustheit der Ergebnisse, bezüglich der Option des Kraftstoffwechsels (von Benzin und Diesel zu Wasserstoff), untersucht werden; dafür wurden die Wirkungsgrade von Wasserstoff-Fahrzeugen um 5 %-Punkte reduziert.

Die reduzierten Wirkungsgrade $\bar{\eta}_{\text{hy}}$ der Hybrid-Fahrzeuge für Experiment A wurden mit folgender Formel berechnet:

$$\bar{\eta}_{\text{hy}} = (\eta_{\text{hy}} - \eta_{\text{konv}})/2 + \eta_{\text{konv}} \quad (3.1)$$

Für η_{hy} ist der ursprüngliche Wirkungsgrad des Hybrid-Fahrzeugs einzusetzen, für η_{konv} der des konventionellen Pendant, für picehy ergibt sich demzufolge:

$$\bar{\eta}_{\text{picehy}} = (\eta_{\text{picehy}} - \eta_{\text{pice}})/2 + \eta_{\text{pice}}$$

In Tabelle 3.1 sind die die Wirkungsgrade aller Fahrzeugtechnologien aufgelistet, die in den Experimenten veränderten Werte sind **fett** hervorgehoben.

| | Standard | Experiment A | Experiment B |
|---------|----------|---------------|---------------|
| pice | 20,6 % | 20,6 % | 20,6 % |
| picehy | 25,7 % | 23,1 % | 25,7 % |
| dice | 23,2 % | 23,2 % | 23,2 % |
| dicehy | 28,7 % | 25,9 % | 28,7 % |
| ngice | 20,4 % | 20,4 % | 20,4 % |
| ngicehy | 30 % | 25,2 % | 30 % |
| fc | 39,7 % | 39,7 % | 34,7 % |
| fchy | 44,6 % | 42,1 % | 39,6 % |

Tabelle 3.1.: Die Paramtervariationen der Experimente.

3.4.1. Experiment A

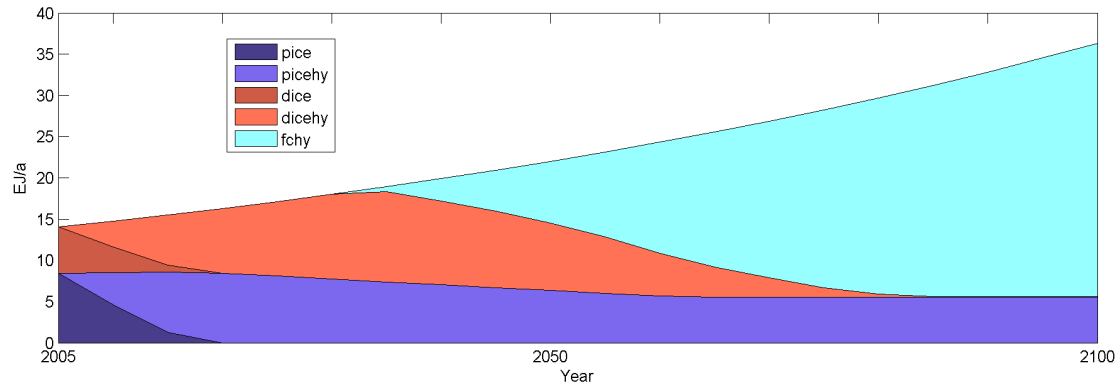


Abbildung 3.17.: Der Verkehrssektor im BAU-Szenario für Experiment A.

Im BAU-Szenario ersetzen *picehy* und *dicehy* zwar nach wie vor die konventionellen Fahrzeugtechnologien, aber *dicehy* seinerseits wird nun deutlich schneller durch *fchy* ersetzt (siehe Abb. 3.17). Offensichtlich wirkt sich die Reduzierung des Wirkungsgrades stärker auf *dicehy* aus als auf *fchy*.

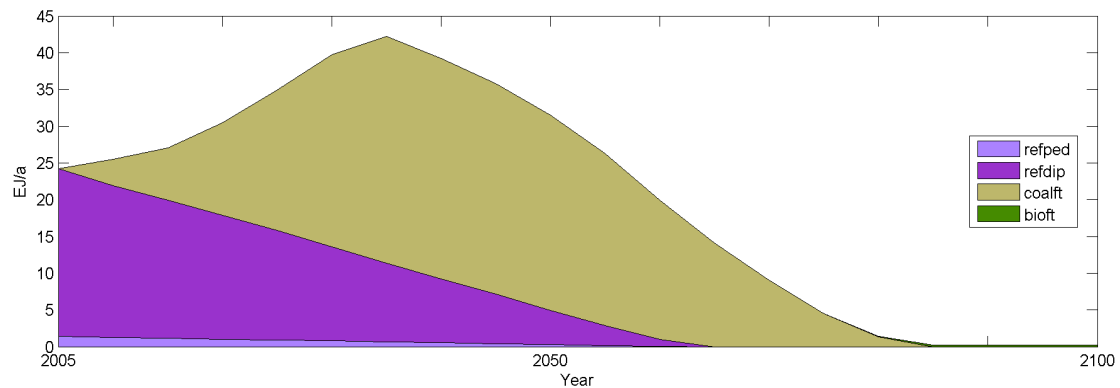


Abbildung 3.18.: Die Dieselproduktion im BAU-Szenario für Experiment A.

Da *dicehy* im Verkehrssektor schneller ersetzt wird ist die Diesel-Nachfrage und Produktion (siehe Abb. 3.18) entsprechend geringer. Durch die geringere Nachfrage nach Diesel wird bei der Dieselproduktion kein *bioft* mehr eingesetzt.

Das freiwerdende Potential an Biomasse (da *bioft* nicht eingesetzt wird), wird nun zur Erdgasproduktion (siehe Abb. 3.19) genutzt.

Da weniger Erdgas für die Erdgasproduktion benutzt wird, wird dieses für die Wasserstoffproduktion (siehe Abb. 3.20) durch *gash2* genutzt.

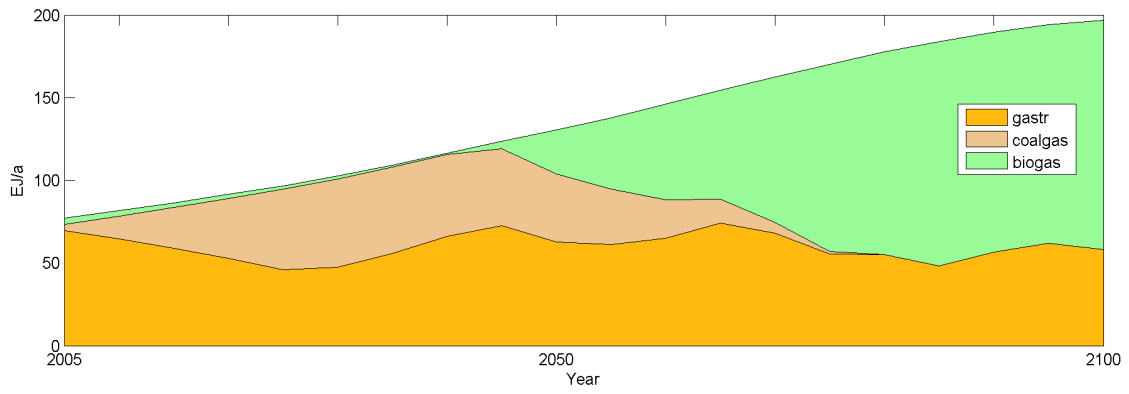


Abbildung 3.19.: Die Erdgasproduktion im BAU-Szenario für Experiment A.

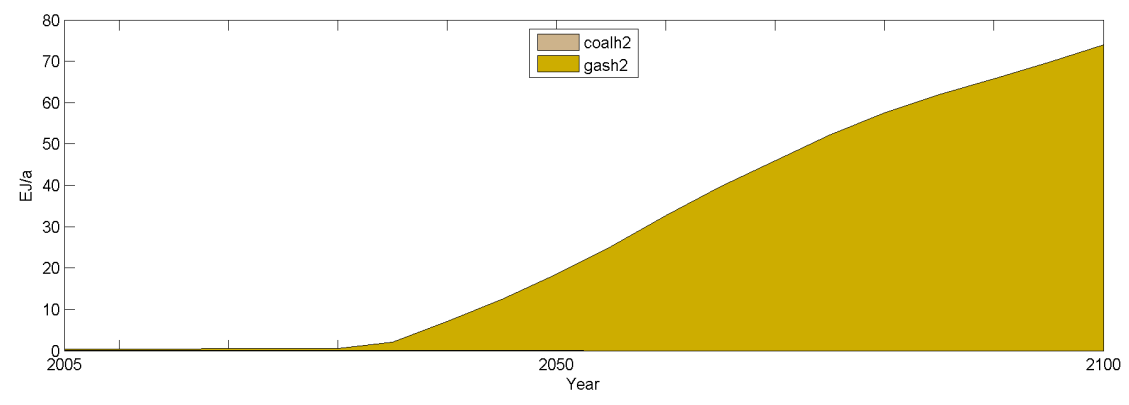


Abbildung 3.20.: Die Wasserstoffproduktion im BAU-Szenario für Experiment A.

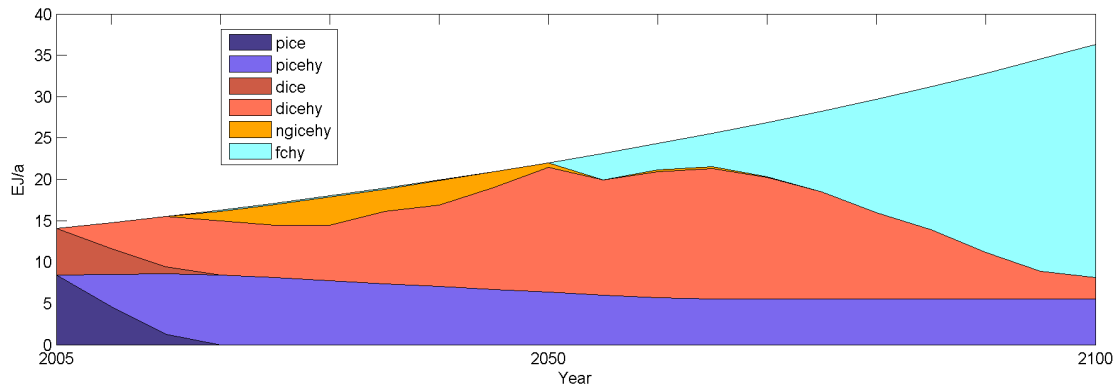


Abbildung 3.21.: Der Verkehrssektor im Policy-Szenario für Experiment A

Im Verkehrssektor (siehe Abb. 3.21) des Policy-Szenarios gibt es nur unbedeutende Änderungen gegenüber dem Policy-Szenario mit Standardparametern. Lediglich der Ausbau der Erdgas-hybrid-Fahrzeuge (**ngicehy**) erfolgt etwas weniger stark. Die Änderungen in den anderen Sektoren sind entsprechend gering, weshalb auf weitere Abbildungen zu diesem Experiment verzichtet wird.

Es lässt sich festhalten, dass trotz der reduzierten Wirkungsgrade der Hybrid-Technologien die Option des Fahrzeugwechsels weiterhin genutzt wird, und dass die Option des Kraftstoffwechsels (von Diesel zu Wasserstoff) früher einsetzt.

3.4.2. Experiment B

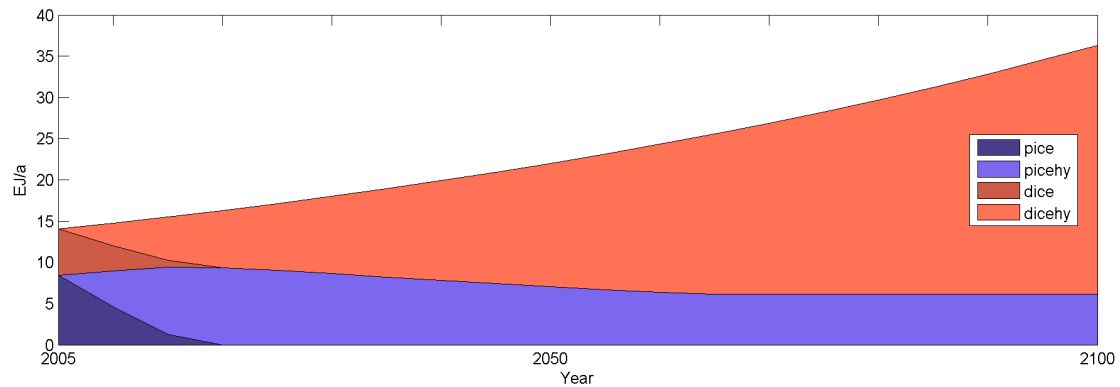


Abbildung 3.22.: Der Verkehrssektor im BAU-Szenario für Experiment B.

Bedingt durch die Verschlechterung der Wirkungsgrade für Wasserstoff-Fahrzeuge werden diese im BAU-Szenario nun nicht mehr im Verkehrssektor (siehe Abb. 3.22) eingesetzt. Somit sind die Dieselhybrid-Fahrzeuge auch am Ende des Jahrhunderts die dominierende Technologie, 2100 werden 83% der Transportenergie durch **dicehy** und 17% durch **picehy** gedeckt.

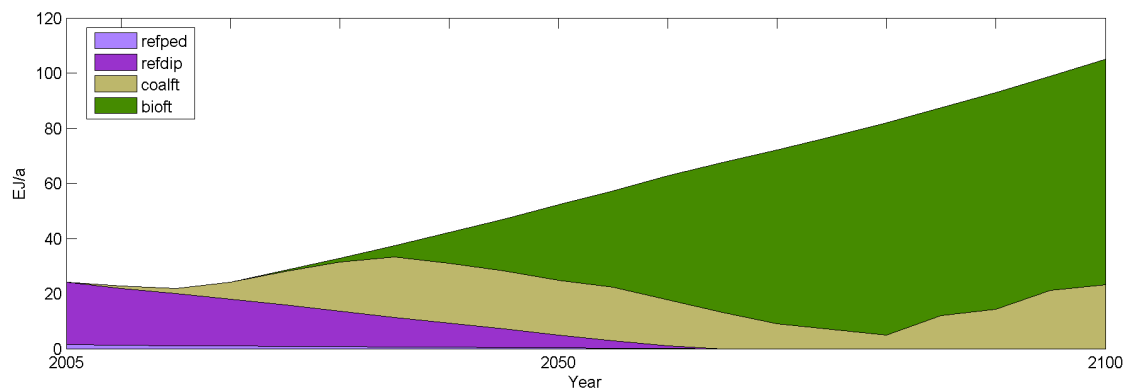


Abbildung 3.23.: Die Dieselproduktion im BAU-Szenario für Experiment B.

Bis 2080 ist die Dieselproduktion (siehe Abb. 3.23) weitestgehend identisch wie im BAU-Szenario mit den Standardparametern, durch den durchgehenden Einsatz von **dicehy** im Verkehrssektor steigt aber ab 2080 die Diesel-Nachfrage weiter an. Die gesteigerte Nachfrage kann offensichtlich nicht mehr allein durch Biomasse (siehe auch Abb. 3.24) gedeckt werden, infolgedessen wird gegen Ende des Jahrhunderts **coalft** wieder zugebaut.

Die Erdgasproduktion (siehe Abb. 3.24) verhält sich ähnlich wie im BAU-Szenario mit den Standardparametern, erwähnenswert ist hier dass der Zubau von **biogas** im letzten Zeitschritt nicht stattfindet.

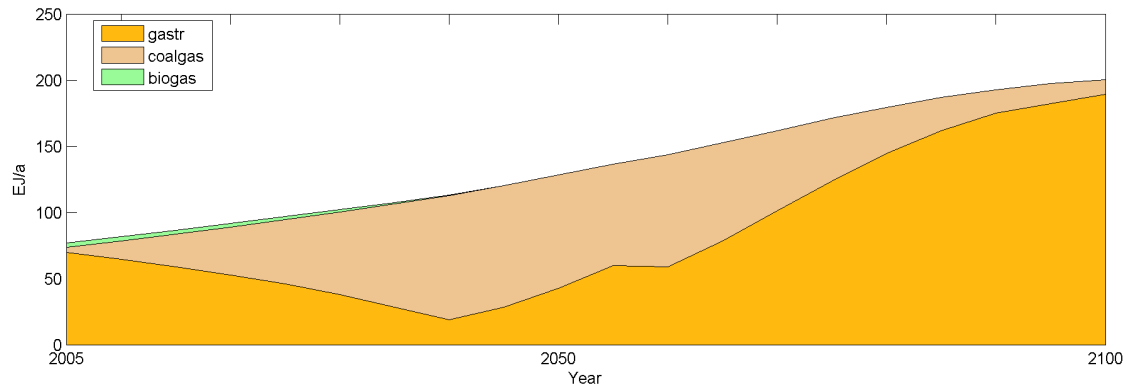


Abbildung 3.24.: Die Erdgasproduktion im BAU-Szenario für Experiment B.

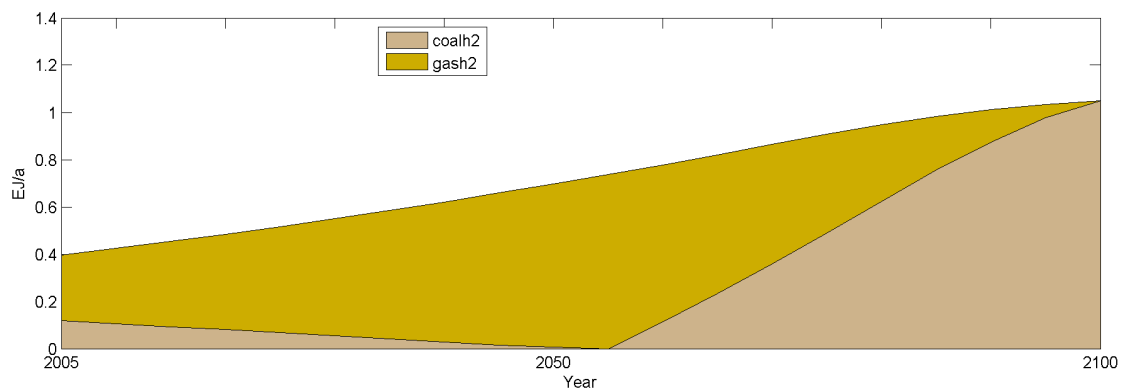


Abbildung 3.25.: Die Wasserstoffproduktion im BAU-Szenario für Experiment B.

Da kein Wasserstoff im Verkehrssektor eingesetzt wird, wird die Wasserstoffproduktion (siehe Abb. 3.25) nur durch die exogene Nachfrage bestimmt. Die jährliche Produktion liegt 2100 knapp über 1 EJ/a, damit spielt der Wasserstoffsektor nur eine unbedeutende Rolle in diesem Experiment.

Durch die Verringerung der Wirkungsgrade der Wasserstoff-Fahrzeuge wird die Option des Kraftstoffwechsels im BAU-Szenario nicht mehr genutzt.

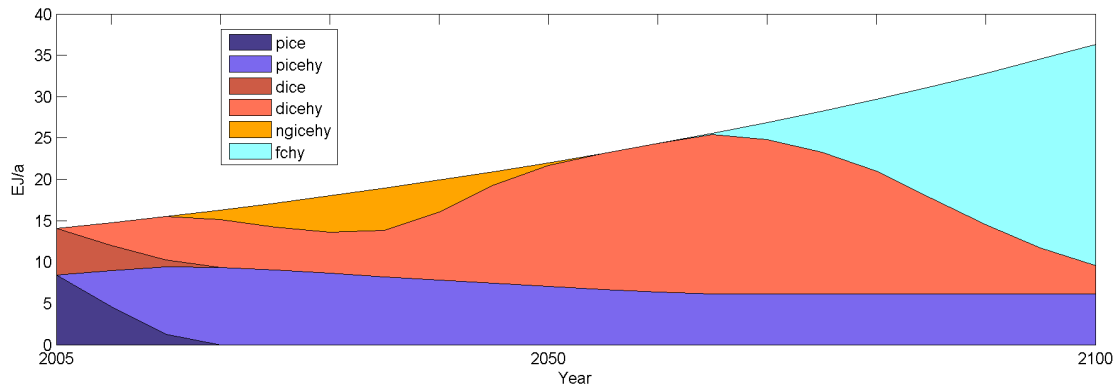


Abbildung 3.26.: Der Verkehrssektor im Policy-Szenario für Experiment B

Im Policy-Szenario verzögert sich der Einstieg von **fchy** um 15 Jahre auf 2065 im Verkehrssektor (siehe Abb. 3.26). Der weitere Ausbau von **fchy** verläuft aber ähnlich stark wie im Policy-Szenario mit Standardparametern, im Jahr 2100 wird die Transportenergie zu 74 % aus **fchy**, zu 9 % aus **dicehy** und zu 17 % aus **picehy** produziert (zum Vergleich: im Policy-Szenario mit Standardparametern verteilte sich die Produktion auf 76 % **fchy**, 7 % **dicehy** und 17 % **picehy**).

Zur Emissionsreduktion werden die Optionen des Fahrzeugwechsels und des Kraftstoffwechsels genutzt, durch die Verschlechterung des Wirkungsgrades von **fchy** findet der Kraftstoffwechsel zu Wasserstoff aber erst später statt.

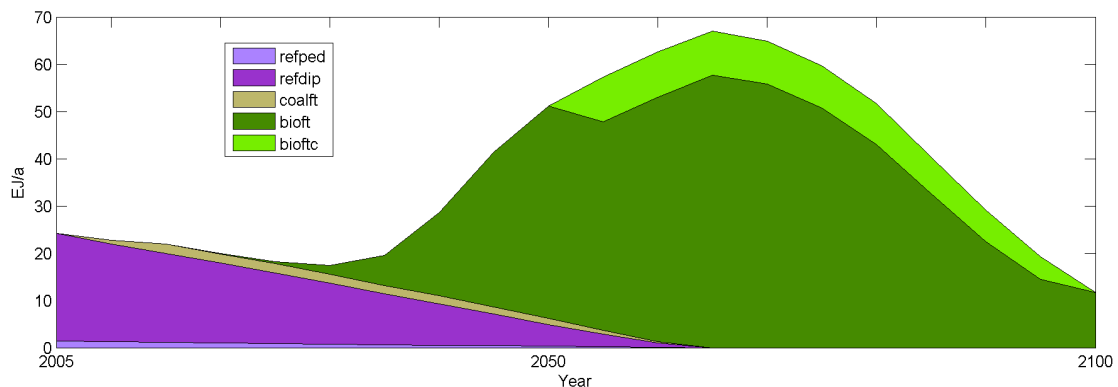


Abbildung 3.27.: Die Dieselproduktion im Policy-Szenario für Experiment B.

Die Dieselproduktion (siehe Abb. 3.27) ist bis 2050 nahezu identisch mit dem Policy-Szenario mit Standardparametern, aber ab 2055 wird erstmals Biomasse-Fischer-Tropsch mit Sequestrierung eingesetzt (**bioftc**). Wegen der Reduzierung des Wirkungsgrades für Wasserstoff-Fahrzeuge ist die Option, durch Einsatz von **fchy** im Verkehrssektor und **bioh2c** im Wasserstoffsektor Emission zu vermindern, weniger attraktiv geworden. Um die Emissionsrestriktion einzuhalten, wird daher **bioftc** 2055 einmalig zugebaut.

Neben der Option des Brennstoffwechsels von Erdöl zu Kohle findet auch noch kurz-

zeitig einen Technologiewechsel von **bioft** zu **bioftc** statt, um zusätzlich Emissionen zu reduzieren.

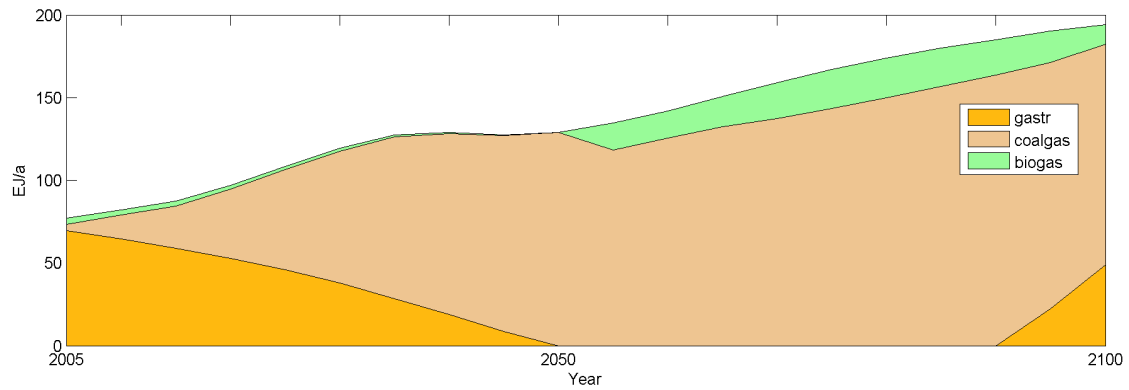


Abbildung 3.28.: Die Erdgasproduktion im Policy-Szenario für Experiment B.

Auf die Erdgasproduktion (siehe Abb. 3.28) werde ich nicht weiter eingehen, da das Verhalten ähnlich wie im Policy-Szenario mit Standardparametern ist.

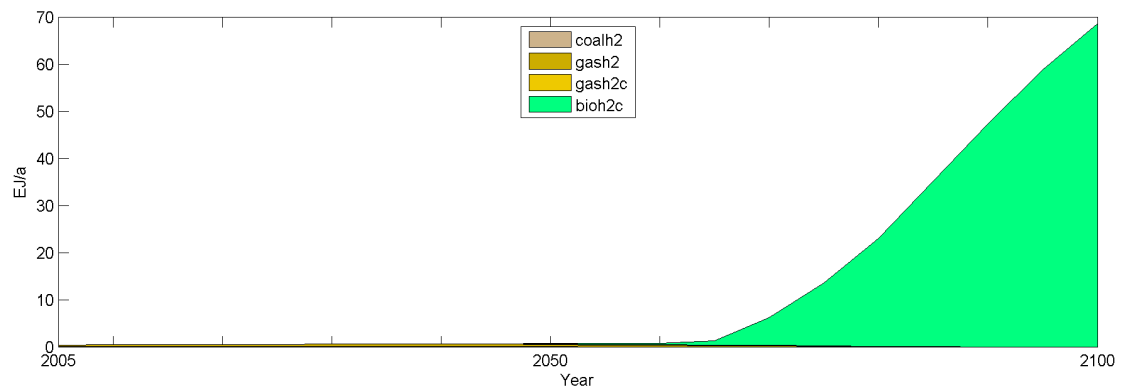


Abbildung 3.29.: Die Wasserstoffproduktion im Policy-Szenario für Experiment B.

Die Wasserstoffproduktion (siehe Abb. 3.29) steigt, entsprechend dem Einsatz von **fchy**, erst 2065 stark an. Wie im Policy-Szenario mit Standardparametern wird die gesteigerte Nachfrage durch **bioh2c** gedeckt.

4. Schlussfolgerungen und Ausblick

Ziel dieser Arbeit war es anhand einer detaillierten Beschreibung von Fahrzeugtechnologien in genEris folgende drei Optionen zur Emissionsminderung zu untersuchen:

- Fahrzeugwechsel
- Kraftstoffwechsel
- Brennstoffwechsel

Dazu wurden in genEris Fahrzeugtechnologien implementiert, der vorhandene Sekundärenergieträger „Kraftstoffe“ in Benzin und Diesel aufgeteilt und die Endenergie „Transportenergie“ eingeführt. Durch die Einführung der Fahrzeugtechnologien wurden in genEris erstmals mehrere Sekundärenergieträger mit der gleichen Endenergie verknüpft.

Es lässt sich festhalten, dass die Option des Fahrzeugwechsels von konventionellen zu Hybrid-Fahrzeugen durchgängig in allen Szenarien angewendet wird. Der Kraftstoffwechsel von Benzin zu Diesel findet ebenfalls in allen Szenarien statt. Erdgas wird in allen Policy-Szenarien als Übergangslösung eingesetzt. Der Kraftstoffwechsel zu Wasserstoff ist in den BAU-Szenarien stärker abhängig vom Wirkungsgrad als in den Policy-Szenarien, so wird in Experiment B im BAU-Szenario gar kein Wasserstoff im Verkehrssektor eingesetzt, während sich im Policy-Szenario der Einsatz verzögert.

Nachteilig an diesem Modell ist die exogene und nicht ersetzbare Nachfrage nach Heizöl. Da sie sich durch Kuppelproduktion auch auf den Verkehrssektor auswirkt, so wird in allen Szenarien im Jahr 2100 17% der Transportenergie durch `picehy` gedeckt. Auch dass die Option des Brennstoffwechsels für die Benzinproduktion nicht genutzt wird, erklärt sich dadurch.

In reMind, dem Nachfolge-Modell von genEris, wurden die Raffinerie-Technologien erfolgreich übernommen. Die Heizölnachfrage wird in reMind endogen bestimmt und kann durch andere Endenergien substituiert werden. Dort hat sich gezeigt, dass für die Benzinproduktion auch Biomasse eingesetzt wird.

A. Anhang

A.1. Technologie-Parameter

| | coalft | coalftc | bioft | bioftc | biodiesel | bioethl | bioeths |
|-----------|----------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|
| inco0 | 1010 \$/kW | 1060 \$/kW | 1500 \$/kW | 1600 \$/kW | 130 \$/kW | 2383 \$/kW | 489 \$/kW |
| mix0 | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % |
| eta | 45,4 % | 45,4 % | 45 % | 45 % | 93 % | 36,3 % | 55,3 % |
| nu | 90 % | 90 % | 90 % | 90 % | 90 % | 90,4 % | 90,4 % |
| omf | 3%/a | 3%/a | 3,4%/a | 3,4%/a | 5%/a | 6,5%/a | 11,3%/a |
| omv | 0 \$/kW _a | 0 \$/kW _a | 10,6 \$/kW _a | 10,6 \$/kW _a | 5,05 \$/kW _a | 10,6 \$/kW _a | 39 \$/kW _a |
| tlt | 50 a | 50 a | 45 a | 45 a | 25 a | 25 a | 25 a |
| incolearn | | | 600 \$/kW | 640 \$/kW | | 1192 \$/kW | 196 \$/kW |
| ccap0 | | | 0,01 TW | 0,01 TW | | 0,001 TW | 0,001 TW |
| learn | | | 18 % | 16 % | | 20 % | 20 % |

Tabelle A.1.: Die technischen und ökonomischen Parameter der alternativen Kraftstoff-Technologien

| Jahr nach Bau | 0. | 5. | 10. | 15. | 20. | 25. | 30. | 35. | 40. | 45. |
|---------------|-------|-------|--------|------|--------|------|------|------|------|------|
| coalft | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 25 % |
| coalftc | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 25 % |
| bioft | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 0 % |
| bioftc | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 0 % |
| biodiesel | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % |
| bioethl | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % |
| bioeths | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % |

Tabelle A.2.: Verlauf der Abschreibung für die alternativen Kraftstoff-Technologien.

| | coalgas | gastr | biogas |
|-----------------|----------------------|-----------------------|-------------------------|
| inco0 | 600 \$/kW | 50 \$/kW | 1000 \$/kW |
| mix0 | 5 % | 95 % | 5 % |
| eta | 60 % | 100 % | 55 % |
| nu | 90 % | 90 % | 91 % |
| omf | 3 %/a | 3 %/a | 3,5 %/a |
| omv | 0 \$/kW _a | 25 \$/kW _a | 10,9 \$/kW _a |
| tl _t | 50 a | 45 a | 45 a |

Tabelle A.3.: Die technischen und ökonomischen Parameter der Erdgas-Technologien

| Jahr nach Bau | 0. | 5. | 10. | 15. | 20. | 25. | 30. | 35. | 40. | 45. |
|---------------|-------|-------|--------|------|--------|------|------|------|------|------|
| coalgas | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 25 % |
| gastr | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 0 % |
| biogas | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 0 % |

Tabelle A.4.: Verlauf der Abschreibung für die Erdgas-Technologien.

| | coalh2 | coalh2c | gash2 | gash2c | bioh2 | bioh2c |
|-----------------|-----------|------------|-----------|-----------|------------|------------|
| inco0 | 929 \$/kW | 1051 \$/kW | 436 \$/kW | 471 \$/kW | 1604 \$/kW | 1900 \$/kW |
| mix0 | 30 % | 0 % | 70 % | 0 % | 0 % | 0 % |
| eta | 59 % | 57 % | 73 % | 70 % | 61 % | 55 % |
| nu | 85 % | 85 % | 90 % | 90 % | 90 % | 90 % |
| omf | 3 % | 3 % | 3 % | 3 % | 10 % | 10 % |
| omv | 34,3 %/a | 39,4 %/a | 13,1 %/a | 17,5 %/a | 10,6 %/a | 10,6 %/a |
| tl _t | 50 a | 50 a | 45 a | 45 a | 45 a | 45 a |

Tabelle A.5.: Die technischen und ökonomischen Parameter der wasserstofferzeugenden Technologien

| Jahr nach Bau | 0. | 5. | 10. | 15. | 20. | 25. | 30. | 35. | 40. | 45. |
|---------------|-------|-------|--------|------|--------|------|------|------|------|------|
| coalh2 | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 25 % |
| coalh2c | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 25 % |
| gash2 | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 0 % |
| gash2c | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 0 % |
| bioh2 | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 0 % |
| bioh2c | 100 % | 100 % | 97,5 % | 95 % | 92,5 % | 90 % | 80 % | 70 % | 50 % | 0 % |

Tabelle A.6.: Verlauf der Abschreibung für die wasserstofferzeugenden Technologien.

| | Costs | | | Petrol hybrid | | | Diesel hybrid | | | NG | | | NG hybrid | | | Fuel cell | | | FC hybrid | | |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | high | normal | low | high | normal | low | high | normal | low | high | normal | low | high | normal | low | high | normal | low | high | normal | low |
| Power [kW] | | | | 70 | | | 74 | | | 77 | | | 68 | | | 80 | | | 80 | | |
| Electric Motor Power [kW] | | | | 14 | | | 14 | | | 0 | | | 14 | | | 75 | | | 75 | | |
| Battery Size [kWh] | | | | 6 | | | 6 | | | 0 | | | 6 | | | 0 | | | 6 | | |
| Standard Fuel Tank | | | | 0 | | | 0 | | | -1 | | | -1 | | | -1 | | | -1 | | |
| CNG Tank [kg] | | | | 0 | | | 0 | | | 1 | | | 1 | | | 0 | | | 0 | | |
| Hydrogen Tank Capacity [kg] | | | | 0 | | | 0 | | | 0 | | | 0 | | | 4.7 | | | 4.2 | | |
| Baseline Vehicle (incl. Fuel Tank) | 18.600 | | | 18.600 | | | 20.300 | | | 18.600 | | | 18.600 | | | 18.600 | | | 18.600 | | |
| Baseline engine + Transmission | -2.310 | | | -2.310 | | | -3.720 | | | -2.310 | | | -2.310 | | | -2.310 | | | -2.310 | | |
| Powertrain and Vehicle Comp. | 2.630 | | | 2.630 | | | 2.630 | | | 2.630 | | | 2.630 | | | 2.630 | | | 2.630 | | |
| Alternative engine + Transmission | 30 | | | 2.100 | | | 2.220 | | | 2.040 | | | 2.040 | | | | | | | | |
| Friction Improvement | 60 | | | 60 | | | 60 | | | 60 | | | 60 | | | | | | | | |
| Modified Trans. for Electric Motor | 222 | | | 222 | | | 222 | | | 222 | | | 222 | | | | | | | | |
| Motor Type (DICl, DISl) | 500 | | | 500 | | | 1.500 | | | 300 | | | 300 | | | | | | | | |
| Euro IV | 300 | | | 300 | | | 300 | | | 300 | | | 300 | | | | | | | | |
| DPF | 400 | | | 400 | | | 400 | | | 400 | | | 400 | | | | | | | | |
| CNG Tank | 2.000 | 1.838 | 1.200 | | | | | | | 2.000 | 1.838 | 1.200 | 2.000 | 1.838 | 1.200 | | | | | | |
| Hydrogen Tank [€/kg] | 1.150 | 575 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fuel cell system [€/kW] | 400 | 105 | 100 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Electric Motor + Controller | 30 | 27 | 24 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Battery (Li-Ion) [€/kWh] | 1.200 | 600 | 300 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Credit for std altern + starter | -300 | | | | | | | | | -300 | | | -300 | | | -300 | | | -300 | | |
| Credit for Fuel Tank | -125 | | | | | | | | | -125 | | | -125 | | | -125 | | | -125 | | |
| Credit for three-way catalyst | -430 | | | | | | | | | -430 | | | -430 | | | -430 | | | -430 | | |
| Total [€] | 29.422 | 25.780 | 23.938 | 29.422 | 25.780 | 23.938 | 31.232 | 27.590 | 25.748 | 20.795 | 20.633 | 19.995 | 30.737 | 26.933 | 24.453 | 57.720 | 31.193 | 30.685 | 64.345 | 34.505 | 32.185 |
| Total [US\$] | 36.483 | 31.967 | 29.683 | 36.483 | 31.967 | 29.683 | 38.728 | 34.212 | 31.928 | 25.796 | 25.585 | 24.794 | 38.114 | 33.397 | 30.322 | 71.573 | 38.679 | 38.049 | 79.788 | 42.786 | 39.909 |
| specific Investc. [US\$/kW] | 521 | 457 | 424 | 523 | 462 | 431 | 523 | 462 | 431 | 335 | 332 | 322 | 560 | 491 | 446 | 895 | 483 | 476 | 997 | 535 | 499 |
| inclearn | 97 | 33 | 0 | 92 | 31 | 0 | 92 | 31 | 0 | 13 | 10 | 0 | 115 | 45 | 0 | 419 | 8 | 0 | 498 | 36 | 0 |
| inclearn/specific Investc | 18.64% | 7.15% | | 17.56% | 6.68% | | 3.85% | 3.09% | | 20.44% | 9.21% | | 46.84% | 1.63% | | 49.98% | 6.72% | | | | |

Abbildung A.1.: Hier sind verschiedene Kostenschätzungen für alle lernenden Fahrzeugtechnologien aufgelistet. In der Spalte „normal“ stehen die Kosten, von denen in der Studie [8] angenommen wurden, dass sie innerhalb der nächsten 20 Jahre erreichbar sind. In der Spalte „high“ stehen die aktuellen Kosten, auf die in der Studie hingewiesen worden ist. In der Spalte „low“ stehen die Kosten, von denen in der Studie ausgegangen wird, dass sie bei einem Lernen von über 20 Jahren erreicht werden könnten. *inclearn* berechnet sich aus der Differenz der spezifischen Investitionskosten von der „high“- zur „low“-Variante.

| Abkürzung | Erläuterung |
|-----------|--|
| igcc | integrated coal gasification combined cycle |
| igccc | integrated coal gasification cc with capture |
| pc | pulverised coal power plant |
| pcc | pulverised coal power plant with capture |
| pco | pulverised coal power plant with oxyfuel capture |
| coalchp | coal combined heat and power plant |
| coalhp | coal heat plant |
| coalgas | coal gasification |
| coalh2 | coal to hydrogen |
| coalh2c | coal to hydrogen with capture |
| coalft | coal based fischer-tropsch |
| coalftc | coal based fischer-tropsch with capture |
| coaltr | transformation of coal |
| refped | refinery crude oil to petrol with diesel cogeneration |
| refpeh | refinery crude oil to petrol with heating oil cogeneration |
| refdip | refinery crude oil to diesel with petrol cogeneration |
| refhop | refinery crude oil to heating oil with petrol cogeneration |
| ngcc | natural gas combined cycle |
| ngccc | natural gas combined cycle with capture |
| ngt | natural gas turbine |
| gaschp | natural gas combined heat and power plant |
| gashp | natural gas heat plant |
| gastr | natural gas preparation |
| gash2 | natural gas to hydrogen |
| gash2c | natural gas to hydrogen with capture |
| biochp | biomass combined heat and power plant |
| biohp | biomass heat plant |
| biogas | gasification of biomass |
| bioh2 | biomass to hydrogen |
| bioh2c | biomass to hydrogen with capture |
| bioft | biomass based fischer-tropsch |
| bioftc | biomass based fischer-tropsch with capture |
| biotr | transformation of biomass |
| bioethl | biomass to ethanol |
| bioeths | sugar and starch biomass to ethanol |
| biodiesel | oil biomass to biodiesel |
| hydro | hydro electric power plant |
| wind | wind power converters |
| spv | solar photovoltaic |
| sth | solar thermal electricity generation |
| solhe | solar thermal heat generation |
| geohdr | geothermal electric hot dry rock |
| geohe | geothermal heat |

Tabelle A.7.: Erläuterung der Technologie Abkürzungen.

Literaturverzeichnis

- [1] IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change. Climate Change 2007 - The 4th Assessment Report, 2007.
- [2] Nico Bauer; Michael Lücken. genEris: A Tool for flexibel Energy System Modelling. Unveröffentlichte Dokumentation, 2006.
- [3] Karl Otto Schallaböck; Manfred Fishedick. Klimawirksame Emissionen des PKW-Verkehrs und Bewertung von Minderungsstrategien. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, November 2006. Verfügbar unter: http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wibeitrag/ws34.pdf.
- [4] Andreas Schulze. Entwicklung der Strukturen der Erdölraffinerien in Deutschland. TU-Berlin, Juni 2005. Verfügbar unter: www.evur.tu-berlin.de/fileadmin/downloads/Seminar/SS_05/Raffinerien.pdf.
- [5] BP Lingen. Daten und Fakten. Verfügbar unter: <http://www.deutschebp.de/genericarticle.do?categoryId=2012066&contentId=2017032>.
- [6] TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH. Kurzportrait, Januar 2007. Verfügbar unter: http://www.total.de/de/detotal.nsf/V5_OPM/1EA2A2EA31BF8170C1256EE4004FFC65?OpenDocument.
- [7] BP Deutschland. Vereinfachtes Fließbild der Erdöl-Raffinerie Emsland. Verfügbar unter: www.deutschebp.de/liveassets/bp_internet/germany/STAGING/home_assets/assets/ere/ereschema.pdf.
- [8] P. Rouveiroles. Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Technical report, EUCAR, CONCAWE and JRC, May 2006. Tank-to-Wheels Report. Verfügbar unter: http://ies.jrc.ec.europa.eu/media/scripts/getfile.php?file=fileadmin/H04/Well_to_Wheels/TTW/TTW_Report_010307.pdf.

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| 2.1. Die technischen und ökonomischen Parameter der Raffinerien (zur Erläuterung der Variablen, siehe Kap. 2.1). | 12 |
| 2.2. Verlauf der Abschreibung für die Raffinerien. | 12 |
| 2.3. Daten von zwei ausgewählten realen Raffinerien. | 13 |
| 2.4. Die Kuppelprodukt-Koeffizienten und der Gesamtwirkungsgrad der Raffinerie-Typen. | 14 |
| 2.5. Heizwert und energiespez. CO ₂ -Emissionen der Kraftstoffe | 19 |
| 2.6. Die technischen und ökonomischen Parameter der Fahrzeugtechnologien, Quelle: siehe Erläuterungen im Text. | 24 |
| 2.7. Der Verlauf der Abschreibung für die Fahrzeugtechnologien. | 24 |
| 2.8. Die Emissionskoeffizienten vor und nach der Einbindung der Fahrzeugtechnologien. | 27 |
| 3.1. Die Parametervariationen der Experimente. | 38 |
| A.1. Die technischen und ökonomischen Parameter der alternativen Kraftstoff-Technologien | 47 |
| A.2. Verlauf der Abschreibung für die alternativen Kraftstoff-Technologien. . . | 47 |
| A.3. Die technischen und ökonomischen Parameter der Erdgas-Technologien . . | 48 |
| A.4. Verlauf der Abschreibung für die Erdgas-Technologien. | 48 |
| A.5. Die technischen und ökonomischen Parameter der wasserstofferzeugenden Technologien | 48 |
| A.6. Verlauf der Abschreibung für die wasserstofferzeugenden Technologien. . . | 48 |
| A.7. Erläuterung der Technologie Abkürzungen. | 50 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| 1.1. Veränderung der CO ₂ -Emissionen von 2002 gegenüber 1990 unterteilt nach Sektoren [3]. | 5 |
| 2.1. Darstellung des Energiesystems, Kuppelprodukt-Ströme sind nur für KWK und Raffinerien dargestellt. | 8 |
| 2.2. Die verschiedenen Cracker-Typen [4]. | 11 |
| 2.3. Vereinfachtes Fließbild der Erdöl-Raffinerie Emsland [7]. | 15 |
| 2.4. Die Struktur der Raffinerien in genEris. | 16 |
| 2.5. Energiebezogene CO ₂ -Emissionen von verschiedenen Kraftstoffen [8]. | 17 |
| 2.6. Die implementierten Kraftstoffe mit ihren jeweiligen Technologien zur Herstellung (ohne Raffinerien); Erläuterung zu den Technologieabkürzungen siehe Tab. A.7 im Anhang. | 20 |
| 2.7. Die Fahrzeugtechnologien und ihr spezifischer Energieeinsatz über den NEFZ [8]. | 21 |
| 2.8. Die eingebauten Fahrzeugtechnologien. | 23 |
| 2.9. Globaler Kraftstoffverbrauch [3]. | 25 |
| 3.1. Der Verkehrssektor im BAU-Szenario. | 28 |
| 3.2. Die Dieselproduktion im BAU-Szenario. | 29 |
| 3.3. Die Benzinproduktion im BAU-Szenario. | 30 |
| 3.4. Die Erdgasproduktion im BAU-Szenario. | 30 |
| 3.5. Die Wasserstoffproduktion im BAU-Szenario. | 31 |
| 3.6. Die Heizölproduktion im BAU-Szenario. | 31 |
| 3.7. Das Lernverhalten der Technologien im BAU-Szenario. | 32 |
| 3.8. Der Verkehrssektor im Policy-Szenario. | 33 |
| 3.9. Die Dieselproduktion im Policy-Szenario. | 34 |
| 3.10. Die Benzinproduktion im Policy-Szenario. | 34 |
| 3.11. Die Erdgasproduktion im Policy-Szenario. | 35 |
| 3.12. Die Wasserstoffproduktion im Policy-Szenario. | 35 |
| 3.13. Die Heizölproduktion im Policy-Szenario. | 36 |
| 3.14. Das Lernverhalten der Technologien im Policy-Szenario. | 36 |
| 3.15. Die CO ₂ -Emissionen im Policy-Szenario nach Sekundär- und Endenergieträger. | 37 |
| 3.16. Der Elektrizitätssektor im Policy-Szenario. | 37 |
| 3.17. Der Verkehrssektor im BAU-Szenario für Experiment A. | 39 |
| 3.18. Die Dieselproduktion im BAU-Szenario für Experiment A. | 39 |
| 3.19. Die Erdgasproduktion im BAU-Szenario für Experiment A. | 40 |
| 3.20. Die Wasserstoffproduktion im BAU-Szenario für Experiment A. | 40 |

| | |
|--|----|
| 3.21. Der Verkehrssektor im Policy-Szenario für Experiment A | 41 |
| 3.22. Der Verkehrssektor im BAU-Szenario für Experiment B. | 42 |
| 3.23. Die Dieselproduktion im BAU-Szenario für Experiment B. | 42 |
| 3.24. Die Erdgasproduktion im BAU-Szenario für Experiment B. | 43 |
| 3.25. Die Wasserstoffproduktion im BAU-Szenario für Experiment B. | 43 |
| 3.26. Der Verkehrssektor im Policy-Szenario für Experiment B | 44 |
| 3.27. Die Dieselproduktion im Policy-Szenario für Experiment B. | 44 |
| 3.28. Die Erdgasproduktion im Policy-Szenario für Experiment B. | 45 |
| 3.29. Die Wasserstoffproduktion im Policy-Szenario für Experiment B. | 45 |
| | |
| A.1. Hier sind verschiedene Kostenschätzungen für alle lernenden Fahrzeugtech- nologien aufgelistet. In der Spalte „normal“ stehen die Kosten, von denen in der Studie [8] angenommen wurden, dass sie innerhalb der nächsten 20 Jahre erreichbar sind. In der Spalte „high“ stehen die aktuellen Kosten, auf die in der Studie hingewiesen worden ist. In der Spalte „low“ stehen die Kosten, von denen in der Studie ausgegangen wird, dass sie bei einem Lernen von über 20 Jahren erreicht werden könnten. <code>incolearn</code> berechnet sich aus der Differenz der spezifischen Investitionskosten von der „high“- zur „low“-Variante. | 49 |

Eidesstattliche Erklärung

Die selbstständige und eigenhändige Anfertigung versichere ich an Eides Statt.

Ort, Datum

Unterschrift (Richard Moll)