

Abschlussbericht

Ökologische und ökonomische Analyse der Energieversorgung und Mobilität einer Referenzregion und deren Entwicklungspotentiale bis 2030

Im Auftrag der:

GLOCK Technology GmbH

Ausgeführt durch:

Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik

Institut für Energietechnik und Thermodynamik

Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften

Technische Universität Wien

November 2019

I Autoren

Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik (E315)

Dipl.-Ing. Thomas Bruckmüller

Dipl.-Ing. Dr.techn. Josef Graf

Johannes Konrad, MSc

Institut für Energietechnik und Thermodynamik (E302)

Dipl.-Ing. Georg Scharinger-Urschitz

Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Andreas Werner

Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und & technische Biowissenschaften (E166)

Dipl.-Ing. Martin Hammerschmid

Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Hermann Hofbauer

Dipl.-Ing. Maximilian Lehr

Dipl.-Ing. Dr.techn. Stefan Müller

Unter der Leitung von:

Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Bernhard Geringer

Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik

Kontakt:

Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Bernhard Geringer
bernhard.geringer@ifa.tuwien.ac.at

Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik
Technische Universität Wien
Getreidemarkt 9
1060 Wien

II Vorwort der Autoren

Im 1. Quartal 2019 wandte sich die Glock Technology GmbH an Hrn. Univ. Prof. Dr. B. Geringer vom Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik (E315) der Technischen Universität Wien, um im Rahmen einer Studie das Potential der erneuerbaren Energieversorgung in Österreich im Hinblick auf Ökonomie und Ökologie zu untersuchen.

Hr. Prof. Geringer kontaktierte daraufhin das Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Biowissenschaften (E 166), vertreten durch Hrn. Univ. Prof. Dr. H. Hofbauer und das Institut für Energietechnik und Thermodynamik (E 302), vertreten durch Hrn. Univ. Prof. Dr. M. Haider, um gemeinsam einen Vorschlag auszuarbeiten. Ein entsprechendes Angebot für eine Studie wurde dem Auftraggeber überreicht. Inhalt und Struktur der Studie wurden im Rahmen von drei Projekttreffen (14.05.2019, 11.06.2019 und 11.07.2019) zwischen Auftraggeber und Auftragnehmer präzisiert.

Der Studie liegt eine ausführliche Literaturrecherche zugrunde. Zur ökonomischen und ökologischen Bewertung von Energieversorgungskonzepten wurde das Excel-basierte Berechnungstool „ENECO₂Calc“ entwickelt. Mit diesem Berechnungstool wurden vier Regionen analysiert und daraus eine Referenzregion gebildet. Diese Referenzregion stellt die Basis für die Betrachtung drei angenommener Entwicklungen der Energieversorgung dar. Die daraus resultierenden Auswirkungen auf Ökologie und Ökonomie wurden für das Jahr 2030 analysiert und der aktuellen Situation gegenübergestellt.

Mit dem zugrunde liegenden Berechnungstool „ENECO₂Calc“ ist es erstmals möglich, auf Basis von Daten von Statistik Austria den Endenergiebedarf einer beliebigen Modellregion in der Größe zwischen 500 und 5000 Einwohnern zu berechnen und darauf aufbauend den ökologischen und ökonomischen Fußabdruck der Region abzubilden.

Der nachfolgende Projektendbericht zeigt die im Projekt entwickelte Methodik und stellt die erzielten Ergebnisse dar.

III Inhaltsverzeichnis

I Autoren	III
II Vorwort der Autoren	V
III Inhaltsverzeichnis	VII
IV Kurzfassung	IX
1 Auswahl und Vorstellung der Modellregionen	1
1.1 St. Margareten im Rosental.....	1
1.2 Großarl	2
1.3 Moorbad Harbach.....	3
1.4 Güssing	4
2 Berechnungstool „ENECO₂Calc“	6
2.1 Berechnung des Endenergiebedarfs	8
2.2 Energietechnologie Blockheizkraftwerk	11
2.3 Wirkungsgrade unterschiedlicher Energieumwandlungsarten	12
2.4 Ökonomische Analyse.....	13
2.5 Ökologische Analyse	19
3 Referenzregion	22
3.1 Analyse.....	22
3.2 Validierung	28
4 Entwicklung der Referenzregion im Möglichkeitsraum bis zum Jahr 2030 30	
4.1 Szenario 1: 100 % Wärme regenerativ.....	31
4.2 Szenario 2: 100 % BEV Neuzulassungen	36
4.3 Szenario 3: 100 % Elektrische Autarkie.....	42
4.4 Vergleich der Szenarien und Vergleich mit der Ist-Situation.....	48
5 Entwicklungspotentiale von „ENECO₂Calc“	52
5.1 Implementierung weiterer Energie- und Mobilitätstechnologien	52
5.2 Implementierung von Lastgängen	56
5.3 Implementierung von Energiespeichern	58
5.4 Rechtliche Regelwerke.....	59
6 Zusammenfassung	60
7 Literaturverzeichnis	64

IV Kurzfassung

In der vorliegenden Studie wurde für eine Referenzregion eine ökologische und ökonomische Analyse von Energieversorgung und Mobilität durchgeführt, zudem die Entwicklungspotentiale für das Jahr 2030 anhand von drei Szenarien aufgezeigt.

Die Referenzregion basiert auf den Analysen ausgewählter Modellregionen. Die Struktur und Parameter der Modellregionen wurde detailliert analysiert, dazu Energiebereitstellung, Endenergiebedarf und Mobilitätsverhalten mittels energetischer, ökonomischer und ökologischer Analysen in dem an der TU Wien entwickelten Berechnungstool „ENECO₂Calc“ abgebildet. Die Referenzregion repräsentiert Endenergiebedarf sowie Mobilitätsverhalten einer typischen ländlichen Region mit einer Bevölkerungszahl zwischen 500 und 5000 Einwohnern in Österreich. Der Endenergiebedarf der Referenzregion beträgt 53 GWh/a, dabei fällt der energetische Hauptanteil von 24 GWh/a auf den Heizwärmebedarf. Die Mobilität in der Form von PKW und leichten Nutzfahrzeugen fordert in der Referenzregion einen Endenergiebedarf von 13 GWh/a. Die prozentuale Energieträgerverteilung von Wärme, Strom und Treibstoff zeigt einen großen fossilen Anteil. Die Wärme wird in der Referenzregion mit 53 % aus regenerativen Quellen, vor allem Scheitholz, Biomassekraftwerken und Pellets bereitgestellt. Der restliche Anteil wird fossil und durch elektrischen Strom gedeckt. Der Strombedarf wird zu 64 % in die Modellregion importiert, den verbleibenden Anteil decken großteils Biomassekraftwerke, Wasserkraftwerke und Biogasanlagen ab. Aus dem Endenergiebedarf resultieren jährlich 12 Mio. kg CO_{2e}. Dezentrale Wärmeerzeugung und der Verkehrssektor stellen mit jeweils 4 Mio. kg CO_{2e} pro Jahr, die Hauptemittenten dar, gefolgt vom AT-Strommix. Dezentrale Heizungen können beispielsweise durch Holzgas-Blockheizkraftwerke (BHKW) ersetzt werden. Diese zeichnen sich durch die gekoppelte Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie aus und erreichen folglich einen hohen Gesamtwirkungsgrad. Für repräsentative Holzgas-BHKW in der elektrischen Leistungsklasse von 20 bis 50 kW liegen die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung bei ca. 50 g CO_{2e}/kWh_{el} und damit niedriger als bei der Stromerzeugung durch Photovoltaik (68 g CO_{2e}/kWh_{el}). Die detaillierte Bilanzierung der BHKW zeigt, dass ca. ein Drittel der CO₂-Emission auf den Transport des

Brennstoffs zurückzuführen ist. Für BHKW-Anlagen im Leistungsbereich unter $500 \text{ kW}_{\text{el}}$, mit der Annahme eines Wärmepreises von $5 \text{ ct/kWh}_{\text{th}}$, ermöglicht ein Ökostromeinspeisetarif von ca. $20 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ einen wirtschaftlichen Betrieb. Im Fall des Leistungsbereiches über $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ und der Annahme des Wärmepreises von $4 \text{ ct/kWh}_{\text{th}}$ ist ein Ökostromeinspeisetarif von ca. $15 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ erforderlich.

Im Weiteren wurde die Entwicklung der Referenzregion durch drei Szenarien abgedeckt. Das Szenario 1 „100% Wärme regenerativ“ zeigt die Substitution von fossilen Wärmeproduktionstechnologien durch Biogasanlagen, BHKW, Wärmepumpen und Solarthermie. Die Neuzulassungen von Batterieelektrischen Fahrzeuge (BEV) folgen dem aktuellen Trend. Der BEV-Bestand liegt in Szenario 1 im Jahr 2030 bei 11%. Bedingt durch den BEV-Bestand sinkt der Kraftstoffbedarf um 10 %. Durch die Substitution der fossilen Wärmeträger lässt sich eine CO_2 -Reduktion von 26 % erzielen. Der durch die BHKW bereitgestellte Strom substituiert den importierten AT-Strommix und trägt dadurch zur CO_2 -Reduktion bei. Für Szenario 1 ergibt sich aus der Substitution der fossilen Wärmebereitstellungstechnologien eine Reduktion der CO_2 -Emissionen bei gleichbleibenden Energiekosten. Das Szenario 2 „100 % BEV Neuzulassungen“ bildet zusätzlich das Potential zur Einsparung fossiler Kraftstoffe ab. Es basiert grundsätzlich auf Szenario 1, jedoch werden ein erhöhter BEV-Bestand von insgesamt 32 % sowie ein reduzierter Anteil an dezentralen Heizungen angenommen. Der signifikante BEV-Anteil führt zu einer Reduktion des Treibstoffbedarfs von 32 % und ergibt gleichzeitig einen zusätzlichen Strombedarf von 10 %. Die CO_2 -Emissionen sinken um 34 %. Noch stärker als die Reduktion der Kraftstoffe zeigt sich die Substitution fossiler durch regenerative Energieträger bei der Wärmeerzeugung in der CO_2 -Emissionsbilanz. Die Energiekosten können wiederum gleich gehalten werden. Szenario 3 „100% elektrische Autarkie“ bildet zusätzlich Auswirkungen durch die bilanzielle Substitution des AT-Strommix in der Referenzregion durch regionale Stromproduzenten ab. Dazu sind die Anteile an Photovoltaik, Wasserkraft und BHKW auszubauen. Da der gesamte AT-Strommix sowie teilweise fossile Energieträger zur Wärmebereitstellung durch regenerative Energieformen ersetzt werden, zeigt sich eine Reduktion der CO_2 -Emissionen um 40 %. Die bilanzielle elektrische Autarkie führt zu einer geringfügigen Zunahme der Energiekosten.

1 Auswahl und Vorstellung der Modellregionen

Für die ökologische und ökonomische Analyse der Energieversorgung einer Referenzregion ist die Auswahl der zugrunde liegenden Modellregionen wesentlich. Um die Aussagen der Analyse allgemein zu halten, wurden vier Modellregionen mit bis zu 5000 Einwohnern ausgewählt, um daraus eine Referenzregion zu bilden. Den vier Haupthimmelsrichtungen (Nord, West, Ost und Süd) entsprechend, wurden folgende Modellregionen untersucht:

- St. Margareten im Rosental (Süden)
- Großarl (Westen)
- Moorbach Harbach (Norden)
- Güssing (Osten)

Neben der geographischen Lage sind die Modellregionen durch weitere Besonderheiten gekennzeichnet, die folgend beschrieben werden.

1.1 St. Margareten im Rosental

In der folgenden Abbildung 1 sind die Gemeindegrenzen von St. Margareten im Rosental (Kärnten) in dunkelblau, welche die erste Modellregion darstellt. Es handelt sich um die östlichste Gemeinde des Rosentales, die Fläche des Gemeindegebietes beträgt 43,98 km². Nach dem Katasterstand besteht die Gemeindefläche zu 77 % aus Wald, 16 % sind landwirtschaftliche Nutzflächen, der Rest setzt sich aus Bauflächen, Straßenanlagen, Gewässern und sonstigen Flächen zusammen, vgl. [1].

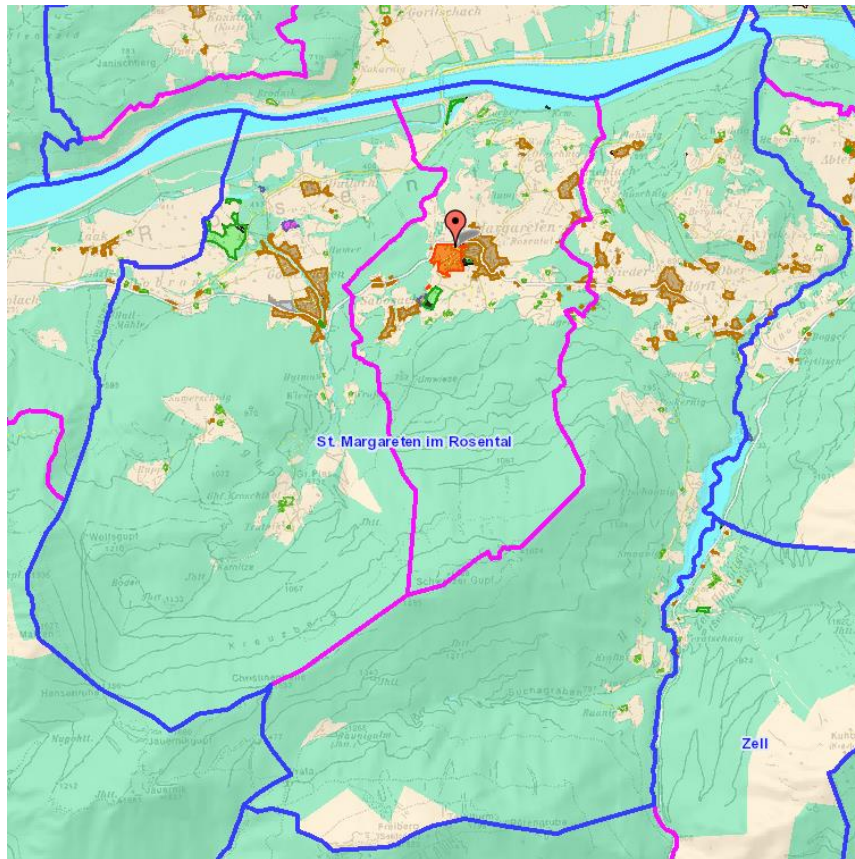


Abbildung 1: Gemeindegrenzen von St. Margareten im Rosental, vgl. [2].

Mit dem Stichtag 31.12.2017 betrug die Einwohnerzahl 1104 Personen mit dem Hauptwohnsitz in St. Margareten. Lt. [3] gibt es in der Gemeinde keine Industrie und Großbetriebe. Wohl aber sind Klein- und Mittelbetriebe aus den Bereichen Dienstleistung, Bauwesen, Maschinen- und Stahlbau, Fertigungstechnik, Holzverarbeitung, Gastronomie sowie Geld- und Versicherungswesen vorhanden.

1.2 Großarl

Großarl, in Salzburg ist die westlichste der ausgewählten Modellregionen (siehe Abbildung 2, rot umrandeter Bereich). In der Gemeinde Großarl leben 3825 Einwohner. Die Fläche des Gemeindegebietes beträgt lt. [4] 129,25 km². Diese Fläche teilt sich lt. [5] zu 0,3 % auf Bauten, zu 13,6 % auf landwirtschaftliche Nutzflächen, zu 0,4 % auf Gärten und zu 45 % auf Wald auf. Gewässer und sonstige Flächen machen 2,8 % der Gemeindefläche aus, der Rest von 37 % sind die Alpen.

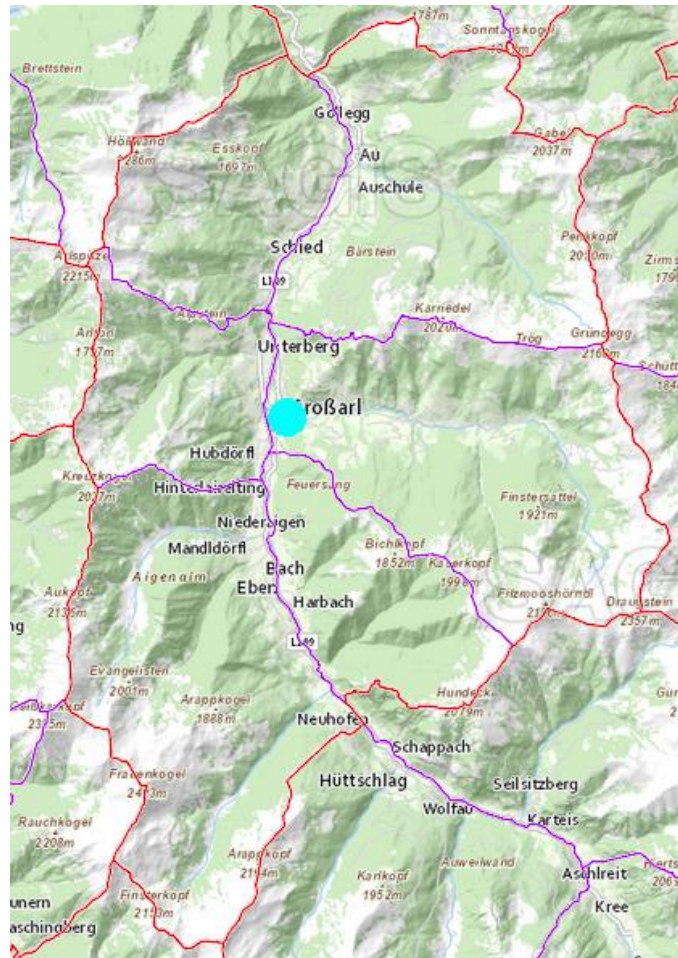


Abbildung 2: Gemeindegrenzen von Großarl, vgl. [6].

Im sekundären Sektor findet man den Hauptteil der Beschäftigten im produzierenden Bereich (Herstellung von Waren) und im Bausektor. Im tertiären Sektor sind die ÖNACE-Abschnitte „Beherbergung und Gastronomie“, „Persönl., soziale u. öffentl. Dienste“ die wichtigsten Arbeitsstätten, vgl. [7]. Die Gemeinde Großarl wurde u. a. wegen seiner holzverarbeitenden Industrie, des existierenden Nahwärmnetzes und seiner zahlreichen Gastronomiebetriebe, als energieversorgungstechnisch interessante Region ausgewählt.

1.3 Moorbad Harbach

Die Gemeinde Moorbad Harbach (Niederösterreich) liegt im nordwestlichen Waldviertel an der Staatsgrenze zu Tschechien (siehe [Abbildung 3](#)), vgl. [8]. Die Einwohnerzahl liegt lt. [9] im Jahr 2019 bei 720 Personen. Aus [10] ergibt sich eine

Gemeindefläche von 35,5 km². Von dieser fallen 0,5 % auf Baufläche. Landwirtschaftliche Nutzflächen belegen 27,1 %, Gärten 0,7 %, Gewässer 0,3 % und sonstige Flächen 2,1 %. 69,3 % der Gemeindefläche besteht aus Wald.

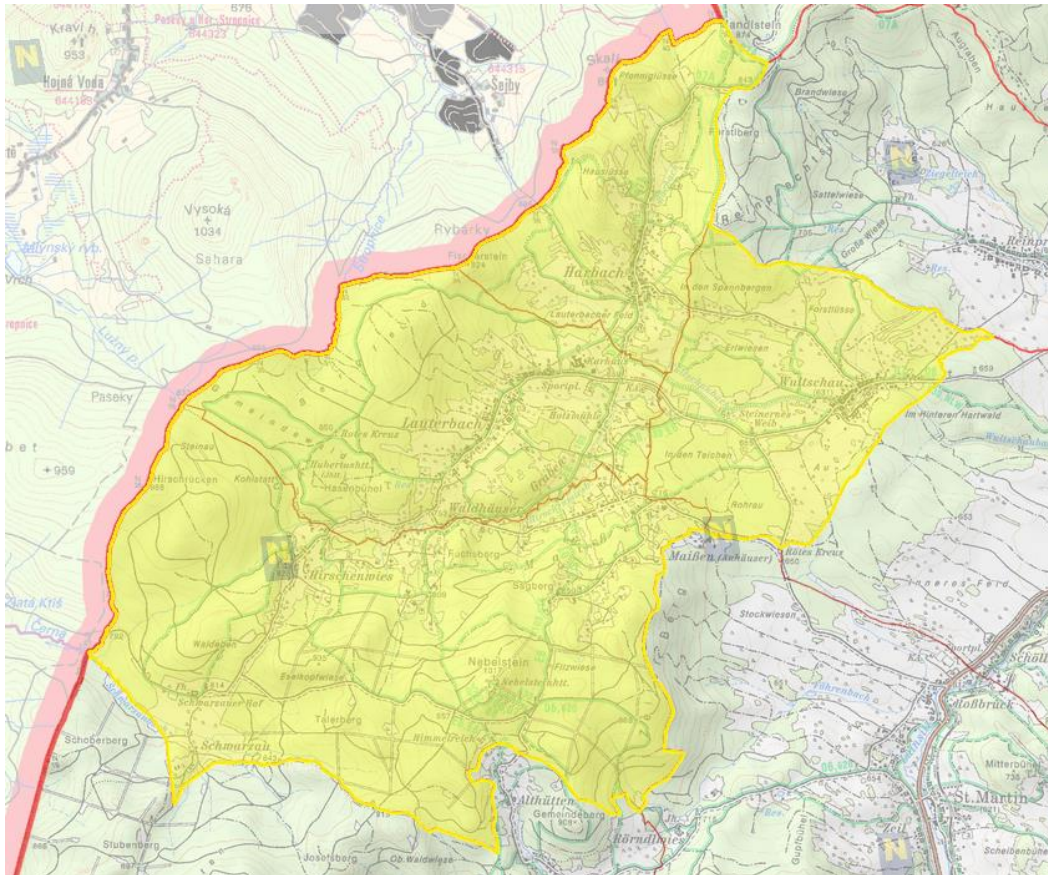


Abbildung 3: Gemeindegrenzen von Moorbath Harbach, vgl. [8]

Aus energetischer Sicht ist die Gemeinde wegen des Moorheilbades mit ca. 600 Betten von Interesse. Der Waldreichtum bietet ideale Voraussetzungen für die dezentrale Energieversorgung mittels KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung Anlagen).

1.4 Güssing

Die Gemeinde Güssing (Burgenland) ist die östlichste Modellregion mit einer Einwohnerzahl von 3686 Personen (siehe [Abbildung 4](#), türkis umrandeter Bereich). Da Güssing wegen seiner energetischen Aktivitäten hinsichtlich regenerativer Energieversorgung eine technisch interessante Region ist, wurde diese ausgewählt [11].

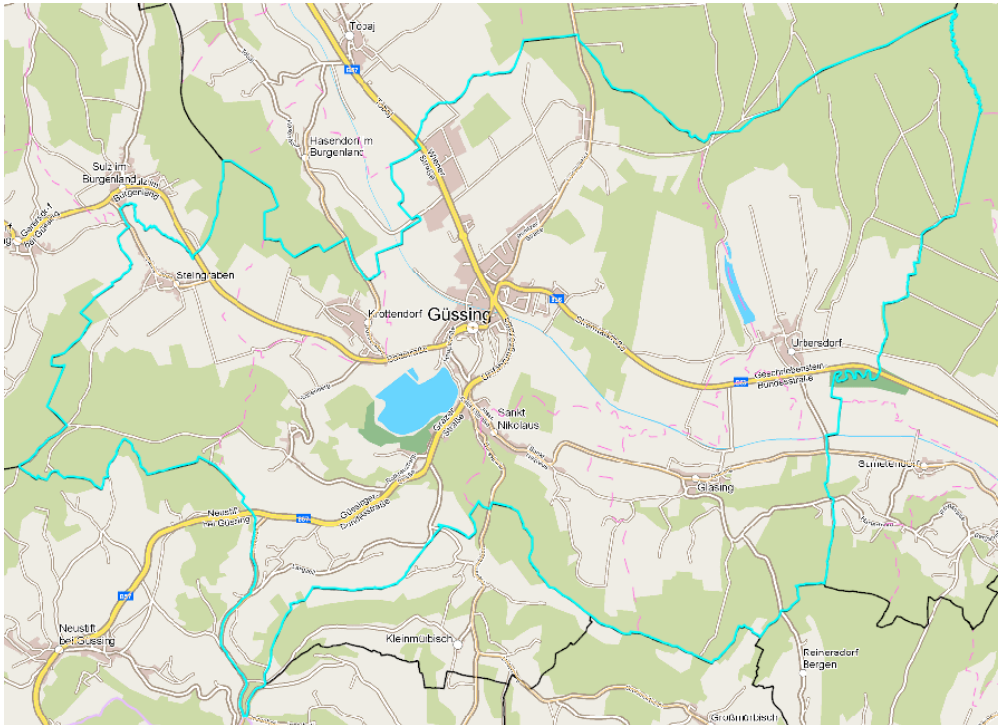


Abbildung 4: Gemeindegrenzen von Güssing, vgl. [12]

Die Gemeindefläche beträgt lt. [13] 49,31 km². Davon sind 1,2 % Baufläche, 46,9 % landwirtschaftliche Nutzflächen, 3,4 % Gärten, 4,12 % Weingärten, 39,3 % Wald, 3,1 % Gewässer und 5,9 % sonstige Flächen. In Güssing existiert eine Fernwärmeversorgung mit einer Anschlussleistung von ca. 22 MW und einer Trassenlänge von etwa 35 km, vgl. [14]; die pro Jahr verkaufte Energiemenge beträgt ca. 50 GWh. Der Brennstoff stammt von regionalen Land- und Forstwirten sowie von zwei Parkettherstellern. In Güssing gibt es zwei weitere Fernwärmenetze, welche die Ortsteile Glasing und Urbersdorf versorgen, vgl. [14]. Weiters gibt es ein Holzvergaser-Biomassekraftwerk, das nach dem KWK-Prinzip arbeitet; die Anlage wurde 2001 erbaut und 2016 nach Auslaufen des Ökostromtarifes stillgelegt. Pläne für eine neue Holzvergaser-Forschungsanlage sind in Arbeit, vgl. [15].

In der Stadtgemeinde Güssing gibt es zahlreiche Industriebetriebe, vgl. [16] sowie ebenfalls viele Handwerks- und Gewerbebetriebe, vgl. [17].

2 Berechnungstool „ENECO₂Calc“

Zur Betrachtung einer für Österreich repräsentativen Referenzregion mit einer Einwohnerzahl von bis zu 5000 Einwohnern wurde das Berechnungstool „ENECO₂Calc“ (**E**nergy **E**conomy **E**cology **C**alculation, [18]) entwickelt. In Abbildung 5 ist die Vorgangsweise zur Auswertung der Modellregionen, Bildung der Referenzregion und der Szenarien dargestellt. Für jede der in Kapitel 1 vorgestellten Modellregionen wird auf Basis von statistischen Daten, der Endenergiebedarf an Strom, Wärme und Treibstoff berechnet. Auf Basis der Berechnung des Endenergiebedarfs der vier gewählten Modellregionen wurde eine ökonomische und ökologische Analyse durchgeführt. Aus den Berechnungen der vier Modellregionen wurde eine **Referenzregion** gebildet. Diese soll eine typische ländliche Region mit einer Bevölkerungszahl unter 5000 Einwohnern abbilden. Zudem ist sie energetisch repräsentativ für Gemeinden ähnlicher Größe in Österreich und kann daher für weiterführende Analysen als Basis dienen.

Zur Bildung der Referenzregion wurde der dabei ermittelte Endenergiebedarf der einzelnen Module gemittelt. Im Modul Mobilität wurden hingegen die bestehenden Fahrzeuge gemittelt und daraus der Endenergiebedarf berechnet, damit später Szenarien, die einen anderen Treibstoffträgermix berücksichtigen, gebildet werden können. Des Weiteren wurde die Energieträgerverteilung gemittelt, um einen Referenz-Energiemix zu erhalten. Abschließend wurden auf Basis dieser Daten die CO₂-Emissionen und die Energiegestehungskosten der Referenzregion berechnet.

Auf die Referenzregion wird im nächsten Schritt eine energetische, ökonomische und ökologische Analyse angewandt, durch welche der Endenergiebedarf, aufgeteilt auf verschiedene Energieträger und Wandlungsverfahren, und die spez. Energiekosten sowie die damit verbundenen Emissionen dargestellt werden (siehe Kapitel 2.3 & 2.5).

Die Referenzregion dient als Basis für die Ausarbeitung von Szenarien. Von den Ergebnissen der Referenzregion ausgehend werden drei Szenarien für das Jahr 2030 prädiziert (siehe Kapitel 3). In den Szenarien werden die Auswirkungen der Substitution von fossilen hin zu erneuerbaren Energieträgern hinsichtlich Ökonomie und Ökologie betrachtet. Blockheizkraftwerke stellen aufgrund der flexiblen

Einsatzmöglichkeiten (dezentral und zentral) eine Chance dar, aus holzartiger Biomasse emissionsarm Strom und Wärme zu produzieren (siehe Kapitel 2.2).

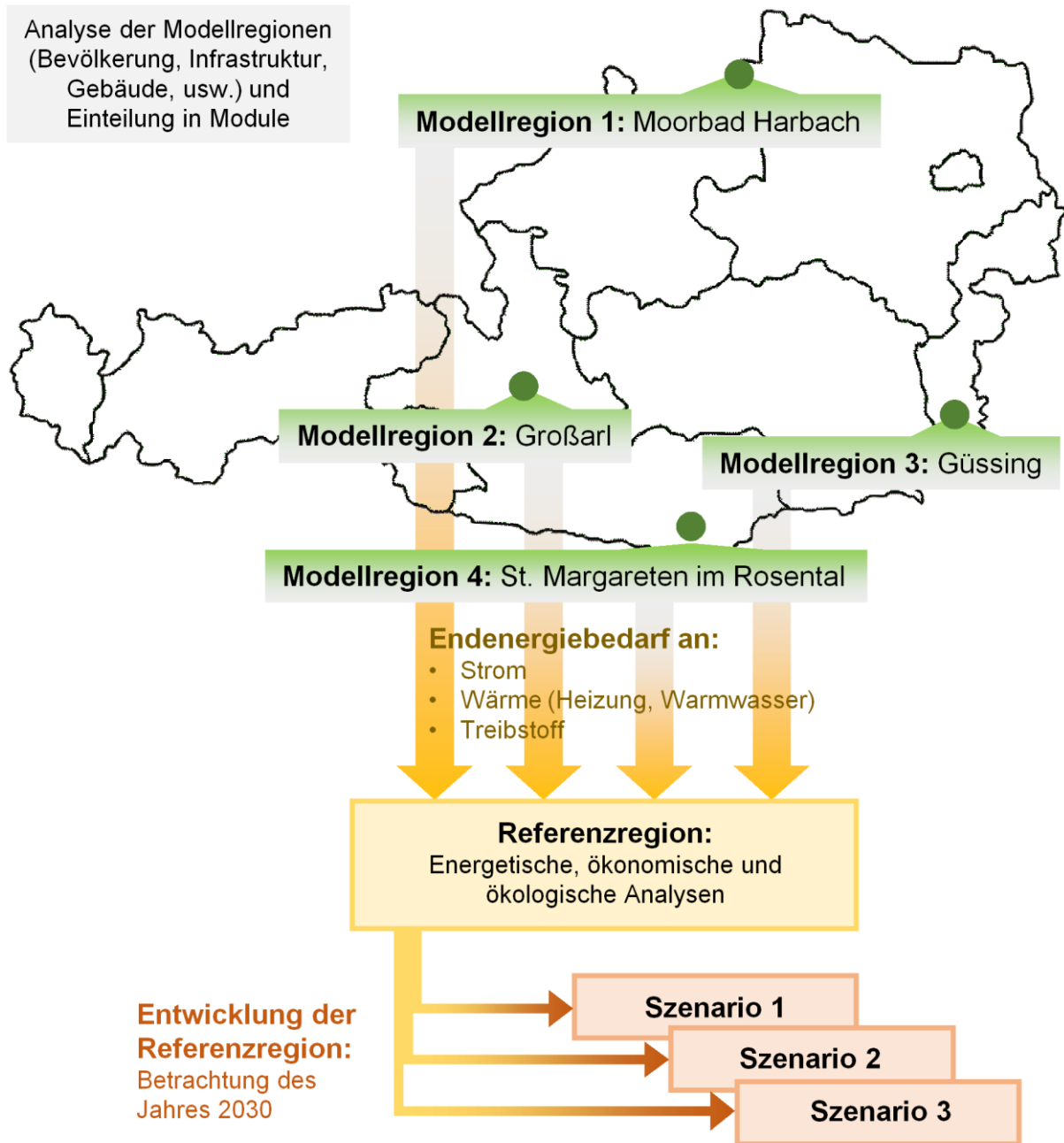


Abbildung 5: Schema zur Methodik der Energieregionsanalyse

2.1 Berechnung des Endenergiebedarfs

Die Berechnung des Endenergiebedarfs jeder Modellregion, stellt den ersten Berechnungsschritt dar. Dafür wird jede Modellregion in die folgenden sechs Grundmodule unterteilt, welche auf den in [Abbildung 6](#) dargestellten statistischen Parameter [19] beruhen:

- **Wohngebäude:** Gebäude werden entsprechend ihres Typs (Wohngebäude, Hotels, Bürogebäude, Industrie- und Lagergebäude...) unterschieden. Private Gebäude werden dem Modul Wohngebäude zugerechnet, die weiteren den entsprechenden Modulen. Hinzu kommt eine Unterteilung der Wohngebäude nach Anzahl der vorhandenen Wohnungen. Weitere Infos beziehen sich auf die Wohnerverteilung und das Alter der Gebäude. Alle Daten stammen von Statistik Austria. Aus den genannten Daten werden Strombedarf, Heizwärmebedarf und Bedarf an Endenergie zur Warmwasseraufbereitung berechnet.
- **Landwirtschaft:** Im Modul Landwirtschaft wird die Waldfläche, der Viehbestand (aufgeteilt in die verschiedenen Zuchtterrassen) und die Anzahl der landwirtschaftlichen Betriebe betrachtet. Es erfolgt eine Berechnung des Strom- und Heizwärmebedarfs für die Wirtschaftsgebäude. Der Warmwasserbedarf für die Wirtschaftsgebäude wird dem Heizwärmebedarf zugeordnet.
- **Tourismus:** Das Modul Tourismus liefert monatsweise Auskunft über die Anzahl der Nächtigungen, sowie über die Anzahl der Einrichtungen in der Sommer- und Wintersaison, lt. Statistik Austria. In weiterer Folge werden aus diesen Daten der Heizwärmebedarf, der Endenergiebedarf für die Warmwasserbereitung sowie der Strombedarf pro Jahr ermittelt.
- **Gewerbe:** Im Modul Gewerbe wird die Zahl der Betriebe im primären, sekundären und tertiären Bereich, sowie die Zahl der dort Beschäftigten genannt. Auf Basis der statistischen Daten wird der jährliche Wärme- und Strombedarf nach Aufteilung in produzierenden Gewerbesektor und Dienstleistungssektor berechnet.
- **Öffentliche Einrichtungen:** Hier werden in der Modellregion die zu berücksichtigenden öffentlichen Einrichtungen wie Schulen, Kindergärten, Krankenhäuser u. a. betrachtet und wiederum der Heizwärmebedarf, der Warmwasserbedarf sowie der Strombedarf ermittelt.

- **Mobilität:** Hier wird der Endenergiebedarf der in der Region vorhandenen PKW und leichten Nutzfahrzeuge bilanziert. Andere Fahrzeugarten (schwere Nutzfahrzeuge, Sonderfahrzeuge etc.) werden wegen deren geringer Anzahl (wegen der geringen Gemeindegröße) in den Modellregionen, und weil bei diesen Fahrzeugarten in den Szenarien bis 2030 kein signifikanter Bestand an alternativen Antrieben erwartet wird, vernachlässigt. Die wesentlichen Treibstoffträger sind Otto- und Dieselmotoren, sowie Strom. Für zukünftige Betrachtungen wurde bereits Wasserstoff in „ENECO2Calc“ implementiert.

Zur energetischen Versorgung der Modellregion ergeben sich aus den Modulen ein Gesamtenergiebedarf an Heizwärme und Warmwasser sowie Strom. Der Heizwärme- und Warmwasserbedarf werden nachfolgend zu einem Wärmebedarf zusammengefasst. Im Modul Mobilität wird der Treibstoffbedarf in Form von Diesel, Benzin und Strom berechnet.

Sollten in der Modellregion individuelle Objekte wie energieintensive Verbraucher vorkommen, besteht die Möglichkeit diese ebenso in das Berechnungstool „ENECO2Calc“ zu implementieren.



Abbildung 6: Parametrierung der Module und Definition der Energieflüsse

Auf Basis des Endenergiebedarfs in Form von Wärme, Strom und Treibstoff, wird eine ökonomische und ökologische Analyse durchgeführt. Zuvor werden jedoch

Blockheizkraftwerke (BHKW) in unterschiedlichen Konfigurationen einer ökonomischen und ökologischen Bilanzierung unterzogen. Daraus folgt die Berechnung der sogenannten Strom- und Wärmegestehungskosten sowie der spezifischen CO₂-Emissionen der BHKW. Dabei werden möglichst alle Faktoren, die zu CO₂-Emissionen führen können, berücksichtigt. Einerseits während der Produktion des BHKW und andererseits im Betrieb über die geplante Laufzeit. Nachfolgend wird ein Vergleich mit anderen Strom- und Wärmebereitstellungs-technologien durchgeführt. Als Grundlage für die ökonomische und ökologische Bilanzierung wird in Kapitel 2.2 die Energietechnologie Blockheizkraftwerk, sowie die Baureihen und Kaskadierungsstufen der Fa. Glock Ökoenergie vorgestellt.

2.2 Energietechnologie Blockheizkraftwerk

Ein BHKW beruht auf dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung, worin ein flüssiger oder gasförmiger Brennstoff in einem Verbrennungsmotor zu Strom und Wärme umgesetzt wird. Die Erzeugung regenerativer Energie ist bspw. in einem BHKW der Fa. Glock Ökoenergie GmbH möglich, wo mittels Festbettvergasung Hackschnitzel bzw. Pellets in ein Produktgas umgewandelt wird. Dieses Produktgas kann nach Gasreinigung und -kühlung einem Gasmotor zugeführt werden, um Strom und Wärme bereitzustellen. Für weitere Informationen zur Vergasungstechnologie wird auf [20], [21] und [22] verwiesen.

BHKW stellen zu den etablierten Strom- und Wärmeproduktionstechnologien eine weitere Möglichkeit dar, je nach Größe, dezentral bzw. zentral Energie zu erzeugen. Derzeit sind bei Glock Ökoenergie GmbH zwei Baureihen erhältlich. Der GGV 1.7 stellt mit einer thermischen Leistung von 44 kW_{th} und einer elektrischen Leistung von 18 kW_{el} die kleinere Baureihe dar. Der GGV 2.7 besitzt eine thermische Leistung von 120 kW_{th} und eine elektrische Leistung von 50 kW_{el}. Die größere Baureihe wird auch für die Kaskadierung herangezogen. Die BHKW der Fa. Glock Ökoenergie können modular aneinandergereiht werden, um eine Kaskadierung zu ermöglichen. Dabei können derzeit thermische Leistungen bis zu knapp 2 MW_{th} zentral produziert werden. Das BHKW stellt daher je nach Anwendung und Kaskadierung eine Mischung aus dezentraler und zentraler Energietechnologie dar. [23]

Für die Implementierung der BHKW in dem entwickelten Berechnungstool „ENECO2Calc“, werden die in Abbildung 7 gezeigten Baureihen und Kaskadierungsstufen herangezogen.

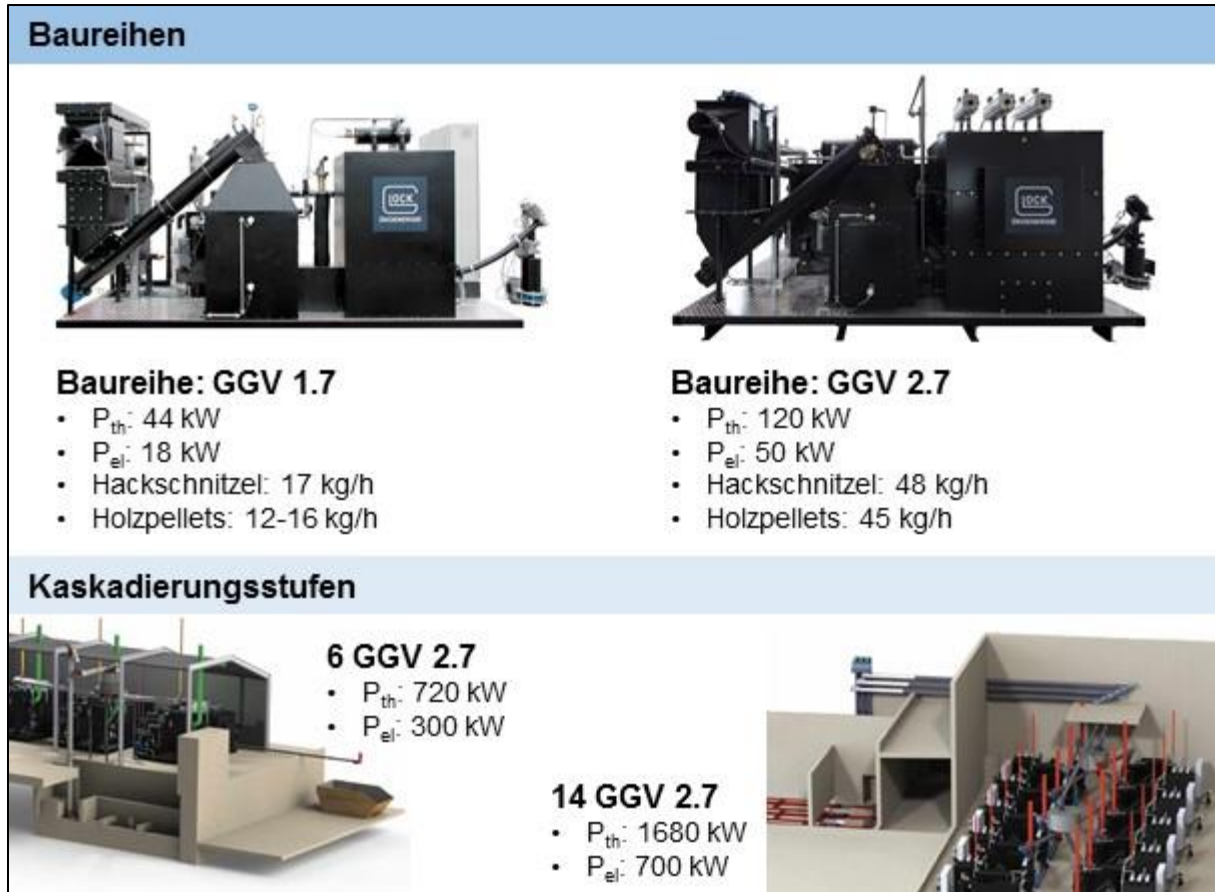


Abbildung 7: BHKW-Baureihen und Kaskadierungsstufen [22]

2.3 Wirkungsgrade unterschiedlicher Energieumwandlungsarten

Für die, bei der techno-ökonomischen Analyse betrachteten Energiewandlungsverfahren wurden der jeweiligen Technologie entsprechende Wirkungsgrade aus der Literatur angenommen, vgl. [25], [26], [27]. Den Autoren der Studie ist bewusst, dass diese, auch für ein bestimmtes Energiewandlungsverfahren, in gewissen Grenzen variieren können. Grundsätzlich wird zwischen dem „Wirkungsgrad der Umwandlung von Brennstoffenergie in thermische Nutzenergie“ (Wärmeerzeugungswirkungsgrad), welcher die Umwandlung im Brennstoff gebundener chemischer Energie in Nutzenthalpie (Systemgrenze Wärmeerzeuger) und einem „Wirkungsgrad der Umwandlung von Brennstoffenergie in elektrische Energie“ (elektrischer Erzeugungswirkungsgrad) unterschieden, [28]. Bei letzterem ist, abhängig vom

Umwandlungsverfahren, die gesamte Umwandlungskette zu berücksichtigen; beispielsweise beeinflussen beim kalorischen Kraftwerk Dampferzeugerwirkungsgrad (= Wärmeerzeugerwirkungsgrad), thermischer Wirkungsgrad des Kreisprozesses, Turbinen-, Getriebe-, und Generatorwirkungsgrad die produzierte elektrische Bruttoleistung. Der Anlageneigenbedarf für z. B. Saugzüge, Pumpen und sonstige Hilfsantriebe reduziert die Brutto- zur Nettoleistung, welche an das elektrische Netz geliefert wird.

Eine Parameterstudie, welche den Einfluss der Wirkungsgradvariation innerhalb des für das Umwandlungsverfahren geltenden Grenzen für die ökonomisch / ökologische Analyse zeigt, wurde in dieser Studie nicht durchgeführt.

Die thermischen Umwandlungswirkungsgrade wurden, dem Brennstoff und damit vor allem dessen Aggregatzustand entsprechend angenommen.

Für Power-to-Heat-Systeme, wo z. B. aus elektrischer Energie wieder thermische Energie erzeugt wird, das betrifft z. B. Photovoltaik, Windenergie und Kleinwasserkraft wurden Wirkungsgrade von mit dem Wert Eins angenommen.

Der Brennstoffnutzungsgrad von Kraft-/Wärmekopplungsarbeiten wurde nach der „Finnischen Methode“ berechnet [56].

Die Leitungsverluste im thermischen Netz wurden dezentral mit 5 % (Nahwärmenetz) und zentral mit 10 % (Fernwärmenetz) angenommen [29].

Die Leitungsverluste im elektrischen Netz wurden mit 4 % angenommen, [30], [31], [32].

2.4 Ökonomische Analyse

Eine gute Grundlage für eine ökonomische Analyse bieten die Kennzahlen LCOE (Levelized Costs of Electricity / Stromgestehungskosten) und LCOH (Levelized Costs of Heat / Wärmegestehungskosten) nach Gleichung 1 und 2. Dadurch können unterschiedliche Energietechnologien miteinander verglichen werden. Die LCOE/LCOH Bewertung stellt keine Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer spezifischen Anlage dar. Die LCOE/LCOH Berechnung dient dem relativen Vergleich verschiedener Energieerzeugungsvarianten unter der Berücksichtigung der wesentlichen Kostenfaktoren. Die Kennzahlen beruhen dabei auf einem Verhältnis von

der Summe der Investitionskosten und Betriebskosten auf Anlagennutzungsdauer zu der produzierten Leistung auf Anlagennutzungsdauer. Für weiterführende Erklärungen zur LCOE/LCOH Bewertung wird auf [33] verwiesen.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

$$LCOH = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,th}}{(1+i)^t}} \quad (2)$$

LCOE ... Stromgestehungskosten in Euro/kWh_{el}

LCOH ... Wärme gestehungskosten in Euro/kWh_{th}

I₀ ... Investitionsausgaben in Euro

A_t ... Jährliche Gesamtkosten in Euro im Jahr t

M_{t,el} ... Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh_{el}

M_{t,th} ... Produzierte Wärmemenge im jeweiligen Jahr in kWh_{th}

i ... realer kalkulatorischer Zinssatz

n ... wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren

t ... Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ...n)

Für die ökonomische Analyse der BHKW-Varianten wurden ein realer kalkulatorischer Zinssatz von 3% und eine Nutzungsdauer von 15 Jahren angenommen. Die Daten für die Betriebskosten, Investitionskosten und produzierte Wärmemenge der BHKW wurden vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt. Für die produzierte Strommenge wurde die elektrische Leistung I_t. Datenblatt mit einer Betriebsdauer von 8000 Volllaststunden jährlich angenommen.

Für die Berechnung wurden 4 Aufstellungsvarianten in Betracht gezogen (siehe auch Abbildung 7). Einerseits wurde ein Betrieb einer einzelnen Anlage des Typs GGV 1.7 und GGV 2.7 berechnet. Andererseits wurden Kaskadierungen mit 6 und 14 BHKW des Typs GGV 2.7 betrachtet. Dabei wurde angenommen, dass die spezifischen Kosten wie z.B.: die Wartung oder der Stromverbrauch mit steigender BHKW-Anzahl sinken. Zusätzlich sind Biomassekessel für die Spitzenlastabdeckung im Winter

vorgesehen, während das BHKW die Wärmegrundlast über das gesamte Jahr deckt und Strom liefert.

Da das BHKW je nach Kaskadierung als zentrale oder dezentrale Technologie eingestuft werden kann, wird nachfolgend der Vergleich mit zentralen und dezentralen Wärmeproduktionstechnologien durchgeführt.

Im Gegensatz zu reinen Stromproduktionstechnologien wie Windenergie oder Wasserkraft wird nach dem KWK-Konzept in einem BHKW auch Wärme bereitgestellt, welche in den LCOE-Kosten nicht enthalten sind. Dadurch ergeben sich, wie in Abbildung 8 ersichtlich, höhere Stromgestehungskosten für das BHKW im Vergleich zu anderen reinen zentralen Stromproduktionstechnologien. Der Vergleich zeigt auch, dass mit Ausnahme der BHKW, Ölkraftwerke und solarthermische Anlagen die höchsten Stromgestehungskosten aufweisen, Windenergie und Wasserkraft hingegen die geringsten. Abbildung 8 enthält auch die Wärmegestehungskosten (LCOH-Kosten) der zentralen Energietechnologien. Der Vergleich der Wärmegestehungskosten der betrachteten BHKW-Varianten mit anderen zentralen Wärmeproduktionstechnologien zeigt, dass die zentrale Wärmebereitstellung, wie in Abbildung 8 dargestellt aufgrund der Skalierbarkeit viel geringere Wärmegestehungskosten wie die dezentrale Wärmeproduktion (siehe Abbildung 9) aufweist. Das wird auch im Vergleich der Wärmegestehungskosten der einzelnen Kaskadierungsstufen der BHKW ersichtlich.

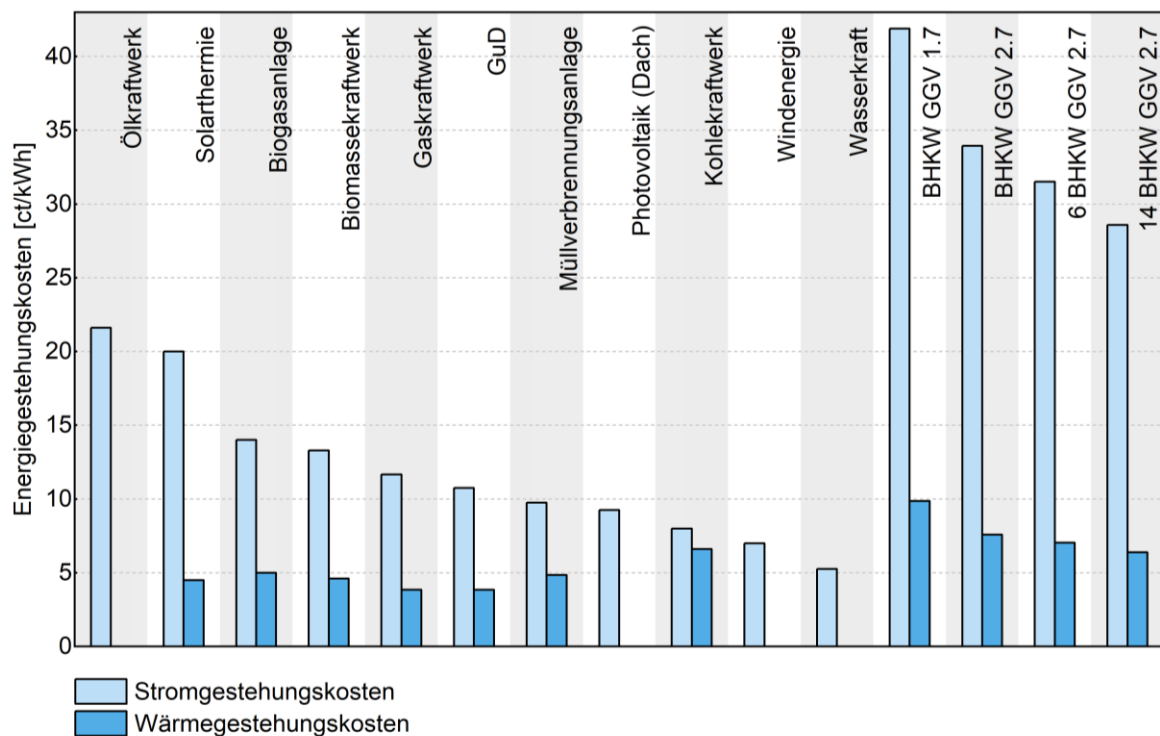


Abbildung 8: Strom- und Wärmegestehungskosten der betrachteten zentralen Energietechnologien, [34 - 41]

In Abbildung 9 sind die Wärmegestehungskosten unterschiedlicher dezentraler Energietechnologien dargestellt und mit den einzelnen BHKW-Aufstellungsvarianten verglichen. Im Vergleich zu den meisten anderen dezentralen Wärmeproduktionstechnologien ergeben sich für die BHKW je nach Kaskadierungsvariante aufgrund der zentralen Wärmeproduktion niedrigere Wärmegestehungskosten. Die höchsten Wärmegestehungskosten entstehen beim dezentralen Heizen mit elektrischer Energie.

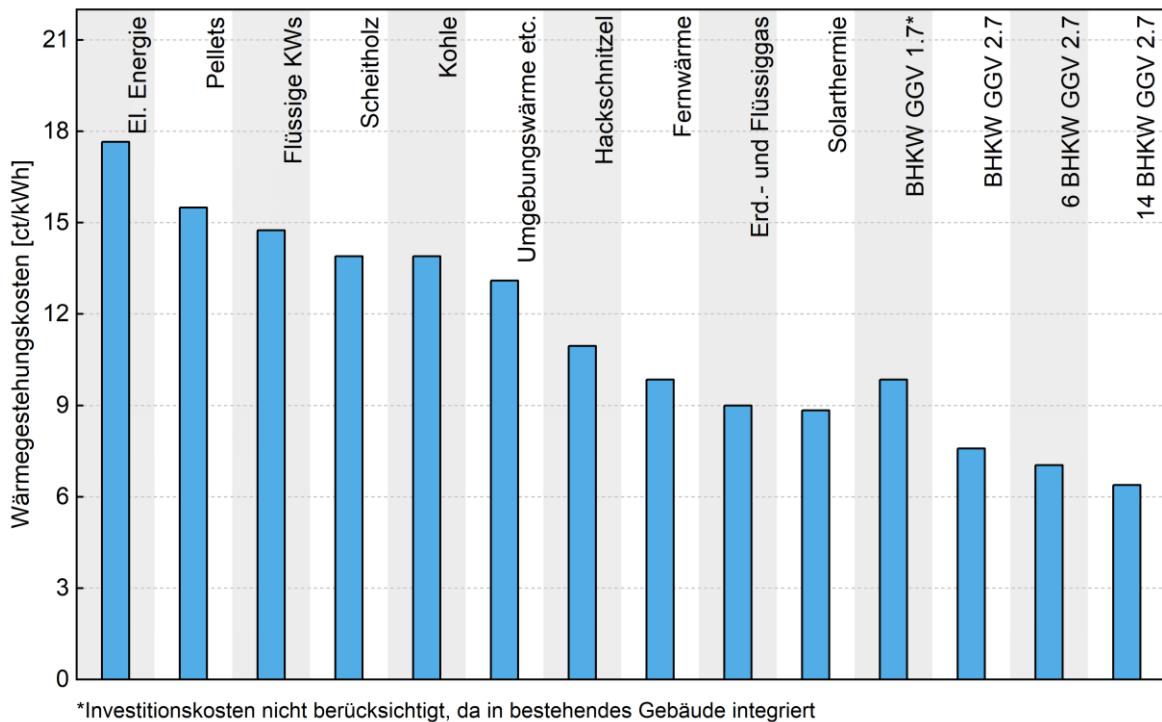


Abbildung 9: Wärmegestehungskosten der betrachteten dezentralen Energietechnologien, [33, 36, 37, 39, 42 - 51]

Betrachtet man die Investitionskosten etwas genauer, sind die zwei größten Positionen die Investition in das Gebäude und das BHKW selbst, wobei die Kosten für das Betriebsgebäude die des BHKW übersteigen. Für das kleine BHKW GGV 1.7 wurde im Vergleich zu den dezentralen Energietechnologien keine Investition für das Gebäude berücksichtigt, da angenommen wird, dass diese Variante in ein bestehendes Gebäude integriert wird. Bei den Betriebskosten sind es vor allem die Brennstoffkosten, die den Großteil darstellen. Etwas weniger aber immer noch relevant sind die Wartungs- und Instandhaltungskosten ebenso wie die Personalkosten für den laufenden Betrieb.

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich aus den jährlichen bedarfsgebundenen Kosten (Brennstoff, Betriebsmittel) und den jährlichen betriebsgebundenen Kosten (Instandhaltung, Wartung, Versicherung, Verwaltung, Arbeiter) zusammen (siehe Abbildung 10).

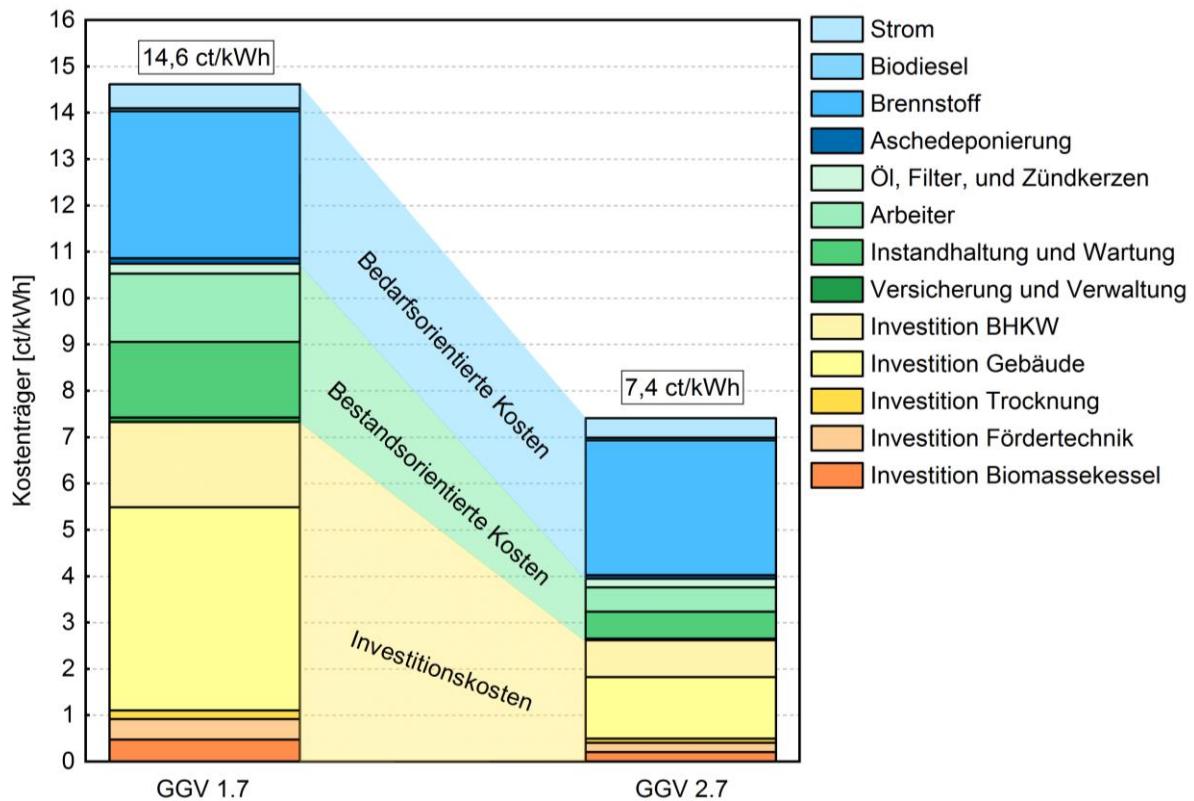


Abbildung 10: Aufschlüsselung der Energiegestehungskosten der beiden BHKW-Baureihen GGV 1.7 und GGV 2.7

Für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage wurden nun die wesentlichen Kostenfaktoren genannt. Andererseits ist man beim Betrieb eines BHKW immer auf den erzielbaren Verkaufspreis für Wärme und Strom angewiesen. Für das BHKW eignen sich die Energiegestehungskosten für eine anschauliche Darstellung. Dabei werden in den Formeln 1 und 2 im Nenner die gesamte produzierte Energie eingesetzt. Folglich werden die Kosten für eine Kilowattstunde Energie (thermisch und elektrisch) berechnet. Im Fall des BHKW ergibt das Werte zwischen 5,2 und 8 ct/kWh, abhängig von der Baureihe und Kaskadierungsvariante. Würden nun Strom und Wärme für diesen Mischpreis verkauft werden, wäre ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Bei Wärmepreisen von 4-5 ct/kWh_{th} (abhängig von Kaskadierungsstufe) muss der beim BHKW geringere Stromanteil dementsprechend teurer verkauft werden. Laut Ökostrom-Einspeisetarifverordnung [24] erfolgt eine Staffelung der Förderung nach Anlagenleistung. Für das BHKW im Leistungsbereich < 500 kW_{el} mit der Annahme eines Wärmepreises von 5 ct/kWh_{th} würde ein Ökostromeinspeisetarif von ca. 20 ct/kWh_{el} nötig sein, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Im Fall des Leistungsbereiches > 500 kW_{el} und der Annahme des Wärmepreises von 4 ct/kWh_{th}

wäre ein Ökostromeinspeisetarif von ca. 15 ct/kWh_{el} erforderlich. Eine andere Möglichkeit um einen ökonomisch sinnvollen Betrieb darzustellen ist die innerbetriebliche Deckung des Eigenverbrauchs. Wenn der erzeugte Strom nicht oder nur zu einem geringen Teil ins Netz eingespeist wird und dadurch weniger Strom aus dem Netz bezogen wird, könnte auch so in Abhängigkeit vom Energieliefervertrag ein Betrieb sinnvoll sein, auch ohne garantierte Ökostromeinspeisetarife.

2.5 Ökologische Analyse

Die ökologische Bewertung der Modellregionen hinsichtlich CO₂-Emissionen erfolgt auf Basis des ermittelten Endenergiebedarfs und CO₂-Emissionsfaktoren der jeweiligen Energieformen. Dabei wurden die CO₂-Emissionsfaktoren der in Kapitel 2.3 betrachteten dezentralen und zentralen Energietechnologien mit Ökobilanz-Datenbanken, Studien und eigenen Bilanzierungen ermittelt u. a. [52-55]. Für die BHKW wurden für die beiden Baureihen GGV 1.7 und GGV 2.7 eine eigene CO₂-Bilanzierung durchgeführt, welche nachfolgend vorgestellt wird.

Das BHKW der Fa. Glock Ökoenergie basiert auf der thermochemischen Umwandlung von Hackschnitzel oder Pellets und anschließender Verbrennung des Produktgases in einem Gasmotor. Die dabei entstehenden direkten CO₂-Emissionen dieser erneuerbaren Energieträger sind grundsätzlich mit 0 zu bewerten, da dieselbe CO₂-Menge bereits beim Pflanzenwachstum (Photosynthese) aufgenommen wurde. Die CO₂-Bilanzierung beinhaltet daher die indirekten CO_{2e}-Emissionen¹, wie der Brennstoffherstellung, Transport, Betriebsstoffe und Hilfsenergie, Wartung sowie eine Abschätzung der BHKW-Herstellung. Einige Bilanzierungsparameter sind stark von der Situation in der jeweiligen Region bzw. BHKW-Anwendung abhängig und müssen für eine detaillierte Bilanzierung einer Region entsprechend eingestellt werden. Für die in Kapitel 4 entwickelten Szenarien werden folgende Parameter herangezogen:

- Transportweg des Brennstoffs (Hin & Retour): 150 km
- Transportierte Brennstoffmenge pro Transport: 10 t
- Dieserverbrauch für den Transport (Traktor): 40 l/100km
- Aufteilung von Hackschnitzel/Pellets: 50/50

¹ Treibhausgase in CO₂-Äquivalenter Emission: 1 kg CH₄ = 25 kg CO_{2e}, 1 kg N₂O = 298 kg CO_{2e}

Die CO₂-Bilanzierung wurde, zunächst bezogen auf den zugeführten Brennstoff, durchgeführt und anschließend mit der finnischen Methode [56] auf die elektrische und thermische Energie bei Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) aufgeteilt.

Die Ergebnisse der CO₂-Bilanzierung der beiden BHKW Varianten sind in Abbildung 11 zu sehen. Die Pellets-Herstellung und der Transport nehmen den größten Teil ein. Folglich ist die Verwendung von Hackschnitzel hinsichtlich der CO₂-Emissionen zu bevorzugen. Der hier vorliegende Transportweg von 150 km (Hin- und Rückweg) ist aufgrund der regionalen Holzbeschaffung in den Modellregionen bereits sehr niedrig, hat jedoch einen signifikanten Einfluss auf die CO₂-Bilanz. Daraus lässt sich ableiten, dass eine regionale Holzbeschaffung für die CO₂-Emissionen von größter Bedeutung ist. Eine weitere Reduktion des Transportweges (sofern möglich) oder der Einsatz alternativer Antriebe bzw. Kraftstoffe beim Transport (z. B. Fuel-Cell Traktor) bietet noch ein großes Potential für eine weitere Emissionsreduktion der Strom- und Wärmeerzeugung mit BHKW.

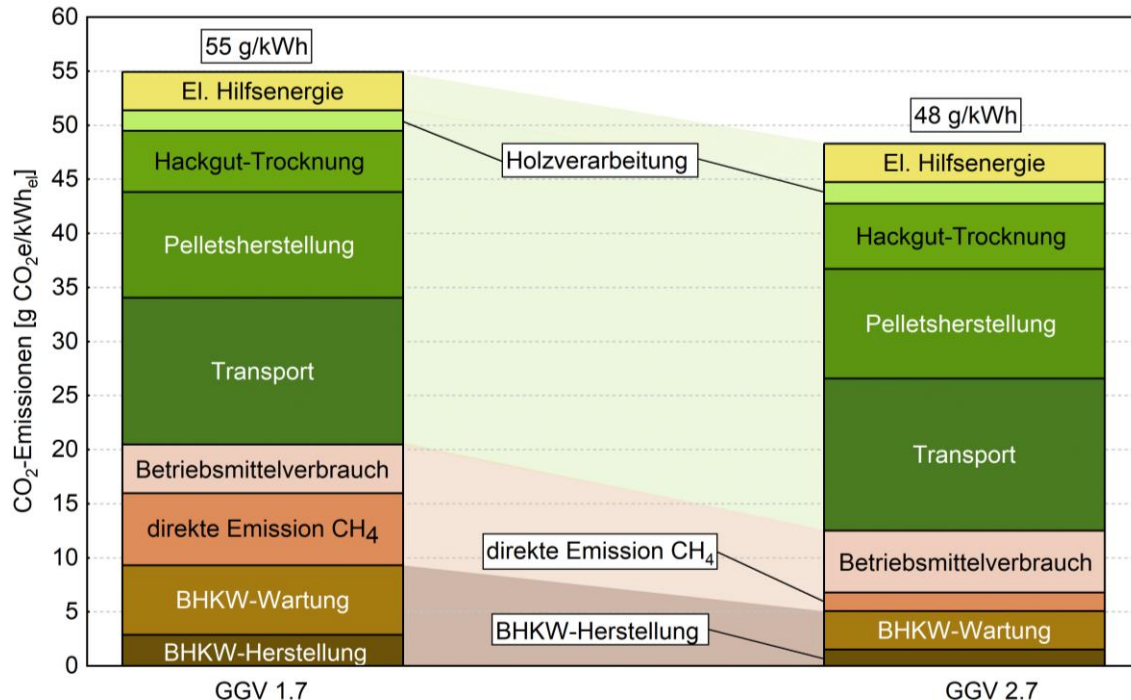


Abbildung 11: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung bei Kraft-Wärme-Kopplung des Glock BHKW GGV 1.7 und GGV 2.7 [18], [52]

In Abbildung 12 sind die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung der Glock BHKW GGV 1.7 und GGV 2.7 im Vergleich zu anderen Stromproduktionstechnologien (inkl. KWK) aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass die CO₂-Emissionen der Glock BHKW vergleichsweise niedrig sind und im Bereich von Photovoltaik, Wind und Wasserkraft liegen. Der Grund dafür liegt hauptsächlich in der Verwendung von regionalem Holz mit entsprechend kurzen Transportwegen. Da Wasserkraft in Österreich weitgehend ausgeschöpft ist und die Stromerzeugung durch Wind und Photovoltaik volatil ist, stellen die Glock BHKW in der regionalen Anwendung eine gute Ergänzung zu den anderen regenerativen Energieformen dar.

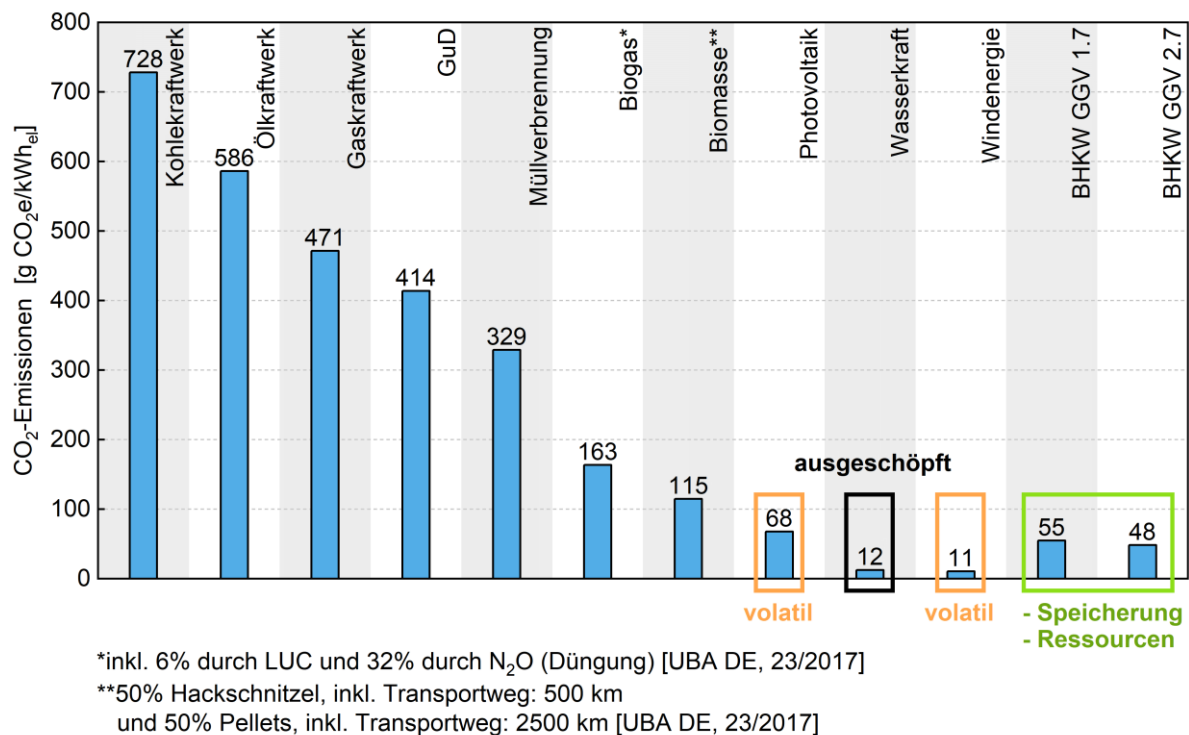


Abbildung 12: CO₂-Emissionen verschiedener Stromerzeugungsvarianten (inkl. KWK) im Vergleich zu den Glock BHKW GGV 1.7 und GGV 2.7 [18, 25–28]

Basierend auf der Berechnung des Endenergiebedarfs, der Energiekosten, sowie der CO₂-Emissionen der in Kapitel 1 vorgestellten Modellregionen wird die in Kapitel 3 betrachtete Referenzregion gebildet.

3 Referenzregion

Die Referenzregion bildet eine typische ländliche Region mit einer Bevölkerungszahl zwischen 500 und 5000 Einwohnern² ab. Sie ist energetisch repräsentativ für Gemeinden ähnlicher Größe in Österreich. Im Nachfolgenden wird die Referenzregion analysiert, deren Energieflüsse in Form eines Sankey-Diagramms dargestellt und die erzielten Ergebnisse validiert.

3.1 Analyse

Der Endenergiebedarf jedes Moduls ist in Abbildung 13 zu sehen. Es ist zu erkennen, dass die meiste Energie auf das Modul Wohngebäude, insbesondere den Heizwärmebedarf entfällt. Ein weiterer großer Teil betrifft das Modul Mobilität, welches PKW und leichte Nutzfahrzeuge in der Referenzregion umfasst. Andere Fahrzeugarten (schwere Nutzfahrzeuge, Sonderfahrzeuge etc.) werden nicht betrachtet (siehe Kapitel 2.1).

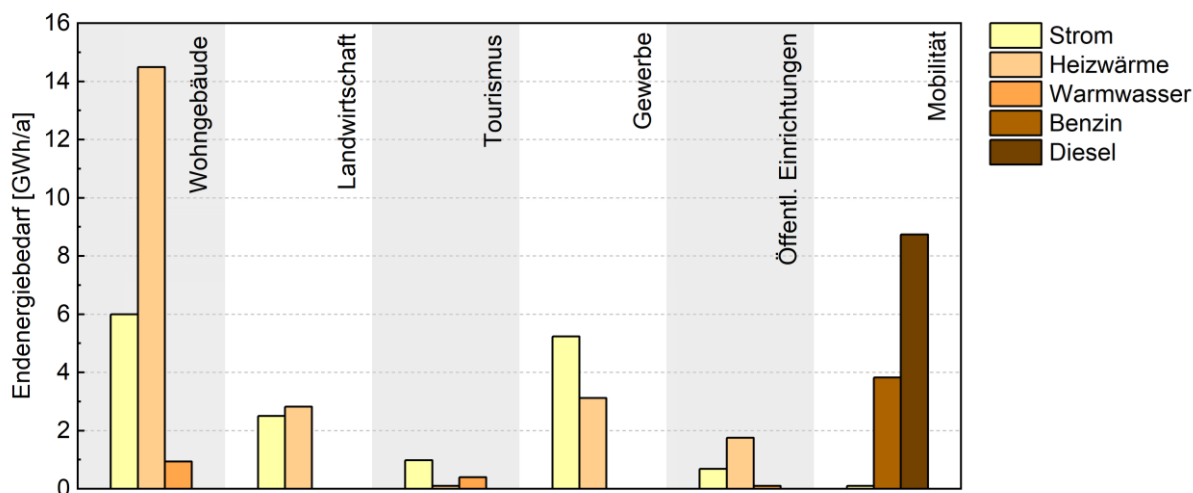


Abbildung 13: Endenergiebedarf der Module in der Referenzregion [18]

Aus der Mittelung der Wärme-, Strom- und Treibstoffträgerverteilung der einzelnen Gemeinden resultiert die Verteilung der Referenzregion, welche in Abbildung 14 zu

² Der Durchschnitt der Einwohnerzahlen der vier ausgewählten Modellregionen beträgt 2.324.

finden ist. Die Wärmeträgerverteilung der Referenzregion zeigt, dass mehr als die Hälfte der Wärmeträger aus regenerativen Energieformen besteht. Dennoch ist ein deutlicher Anteil an fossilen Brennstoffen, wie Erd- und Flüssiggas, sowie Flüssige KWs ersichtlich, wodurch sich ein großes Potential zur CO₂-Reduktion ergibt. Beim Strom dominiert der Bezug des österreichischen Strommix (AT-Strommix) aus dem Stromnetz über die Referenzregion hinweg. In der Region selbst wird fast ausschließlich durch Biogas, Biomasse und Wasserkraft der restliche Strom produziert. Die Stromproduktion mittels Photovoltaikanlagen spielt in der Referenzregion eine untergeordnete Rolle. Bei der Treibstoffverteilung ergibt sich, wie bereits beim Endenergiebedarf in Abbildung 13 ersichtlich, ein größerer Anteil an Diesel im Vergleich zu Benzin. Die derzeit noch geringe Anzahl an BEV (Battery Electric Vehicle) spielt im Strombedarf der Referenzregion eine untergeordnete Rolle.

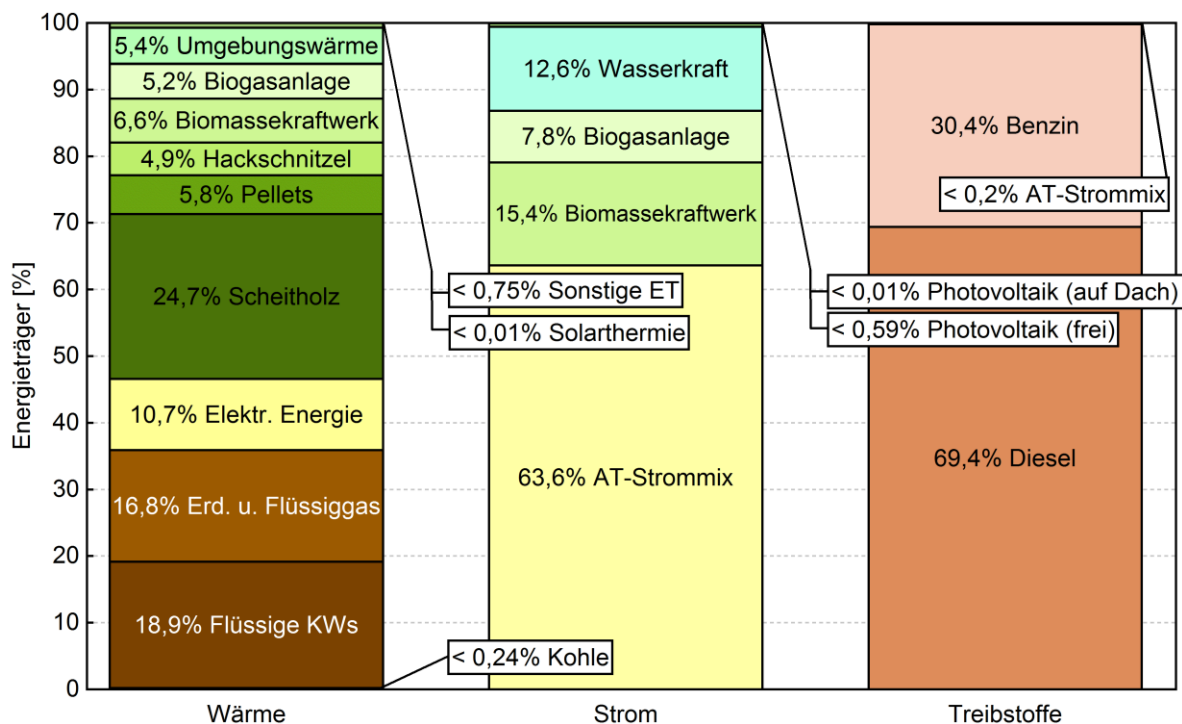


Abbildung 14: Wärme-, Strom- und Treibstoffträgerverteilung in Referenzregion [18]

Die CO₂-Emissionen der Referenzregion ergeben sich aus den Emissionsfaktoren der Energieträger, der Energieträgerverteilung und dem Endenergiebedarf. Die Ergebnisse der CO₂-Bilanzierung sind in [Abbildung 15](#) zu sehen. Insgesamt ergeben sich 11,5 Mio. kg CO₂e pro Jahr. Die größten Anteile der CO₂-Emissionen sind durch die dezentrale Wärmeproduktion, den Import aus dem österreichischen Stromnetz (AT-Strommix) und die fossilen Kraftstoffe Benzin und Diesel gegeben. Der Grund für diese hohen CO₂-Anteile ergibt sich aus dem hohen Endenergiebedarf an Wärme,

Strom und Treibstoffen sowie dem Anteil an fossilen Energieträgern. In den drei erwähnten Bereichen besteht ein großes Potential zur CO₂-Reduktion.

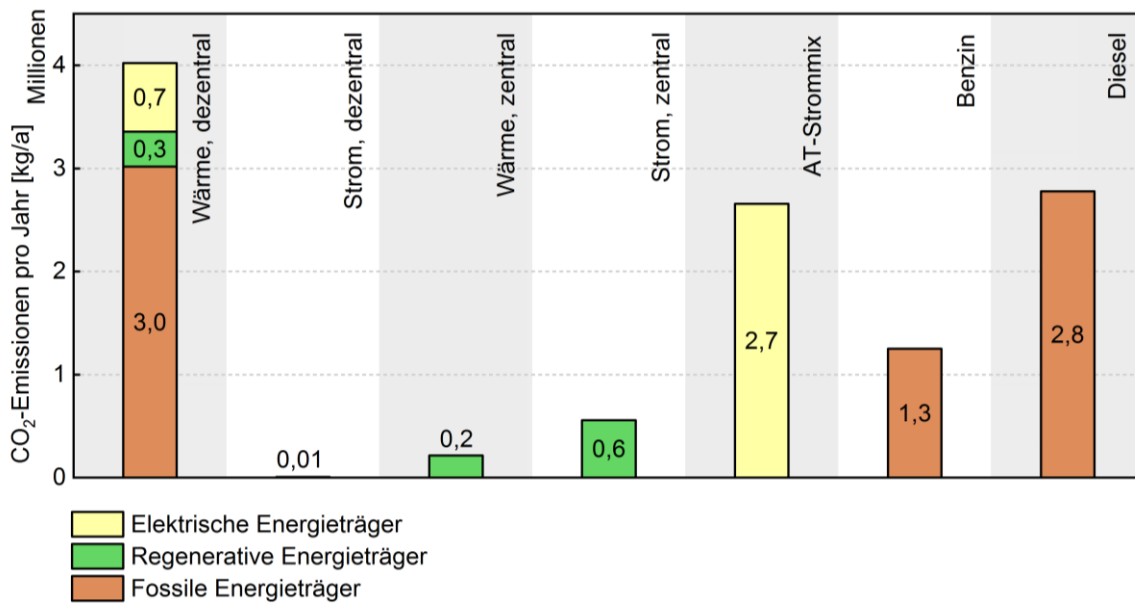


Abbildung 15: CO₂-Emissionen der Referenzregion [18]

Die Energiegestehungskosten der Referenzregion ergeben sich aus den Energiegestehungsfaktoren der Energieträger, der Energieträgerverteilung und dem Endenergiebedarf. Die Ergebnisse der Kostenberechnung sind in Abbildung 16 zu sehen.

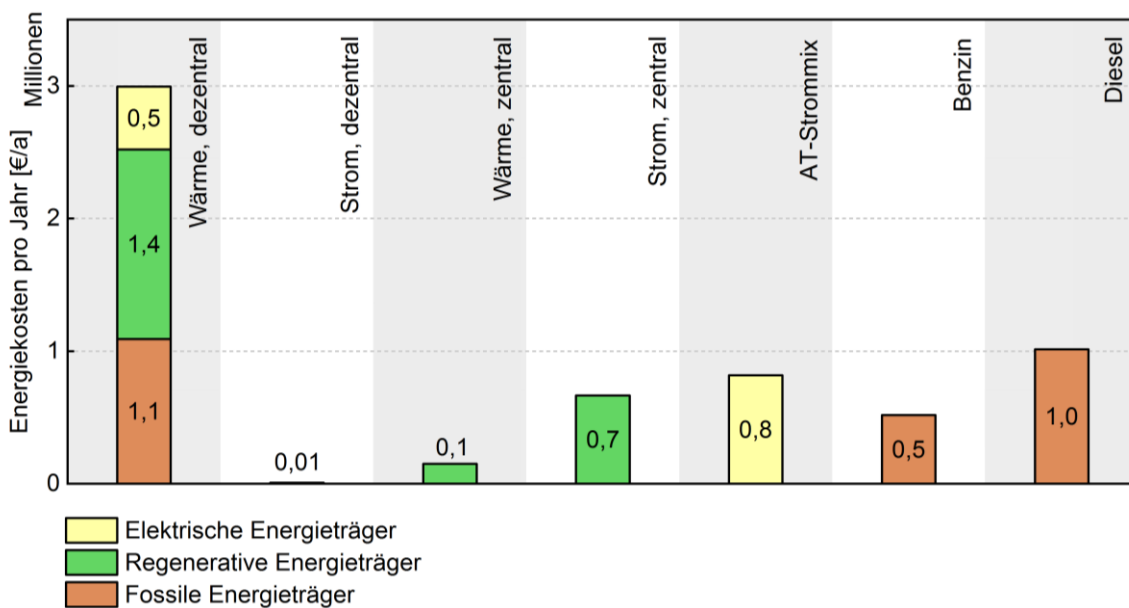


Abbildung 16: Energiegestehungskosten der Referenzregion [18]

Die Gesamtkosten betragen 6,2 Mio. € pro Jahr, wobei der größte Anteil der Kosten auf die dezentrale Wärmeproduktion fällt. Die Gründe hierfür liegen im hohen Endenergiebedarf der dezentralen Wärmeproduktion und in den höheren Energiegestehungsfaktoren der dezentralen Energietechnologien.

Abbildung 17 zeigt das Energieflussdiagramm für die Referenzregion. Das Energieflussdiagramm soll zeigen, dass das Berechnungstool „ENECO₂Calc“ sehr detailliert die Energieströme für Strom, Wärme und Treibstoffe beschreibt. Von links nach rechts, ist das Energieflussdiagramm in die Primärenergiequellen, die Umwandlung im Ausland, die Umwandlung in Österreich außerhalb der Referenzregion und die Umwandlung zentral und dezentral in der Referenzregion gegliedert.

Abschließend sind auf der rechten Seite die Verbraucher der Referenzregion und deren Endenergiebedarf ersichtlich. Die Primärenergiequellen kommen zum Teil aus der Modellregion, aus Österreich bzw. auch aus dem Ausland. Das Energieflussdiagramm zeigt, dass ein großer Teil der Gesamtprimärenergie aus regenerativen biogenen Primärenergiequellen aus der Referenzregion stammt, welche in der Referenzregion zentral in Wasserkraftwerken, Biogasanlagen und Biomassekraftwerke bzw. dezentral in kalorischen oder elektrischen Heizungen, sowie PV-Anlagen, Solarthermie und Wärmepumpen in Strom und Wärme umgewandelt wird.

Um den Strombedarf der Referenzregion zu decken, muss ein in Österreich produzierter Strom bzw. importierter Strom aus dem Ausland in die Modellregion importiert werden. Dieser in die Modellregion importierte Energiemix zur Deckung des Strombedarfs wird nachfolgend als AT-Strommix bezeichnet. Dieser besteht zu einem großen Teil aus Wasserkraft, aber auch Windkraftanlagen und kalorische Anlagen tragen zur Stromproduktion in Österreich bei. Da der österreichische Strombedarf durch bestehende Kraftwerke in Österreich nicht gedeckt werden kann, wird durchschnittlich 18% des Strombedarfs importiert [52]. Dieser Importstrom besteht zu einem Großteil aus Kohle- und Atomstrom aus Deutschland sowie Tschechien. Weiters ist in dem Energieflussdiagramm ersichtlich, dass der Verkehr einen sehr großen Einfluss auf die Referenzregion hat, da ein großer Anteil des Endenergiebedarfs in den Sektor Mobilität fließt. Neben dem großen Endenergiebedarf an Treibstoffen im Modul Mobilität, weist das Modul Wohngebäude

den größten Anteil an Wärmebedarf auf. Der größte Strombedarf ist in den Modulen Wohngebäude und Gewerbe zu sehen.

Das Energieflussdiagramm zeigt somit, dass großes Potential zur Einsparung fossiler Energieflüsse und somit CO₂-Emissionen in der Substitution fossiler dezentraler kalorischer Heizungen liegt. Weiters besteht sehr großes Einsparungspotential in der Substitution fossiler Treibstoffe durch E-Mobilität oder Biotreibstoffe und in dem Ausbau von lokalen regenerativen Stromproduktionstechnologien, um den Import an fossilen Atom- oder Kohlestrom aus Nachbarländern, sowie die fossilen Gaskraftwerke in Österreich zu ersetzen.

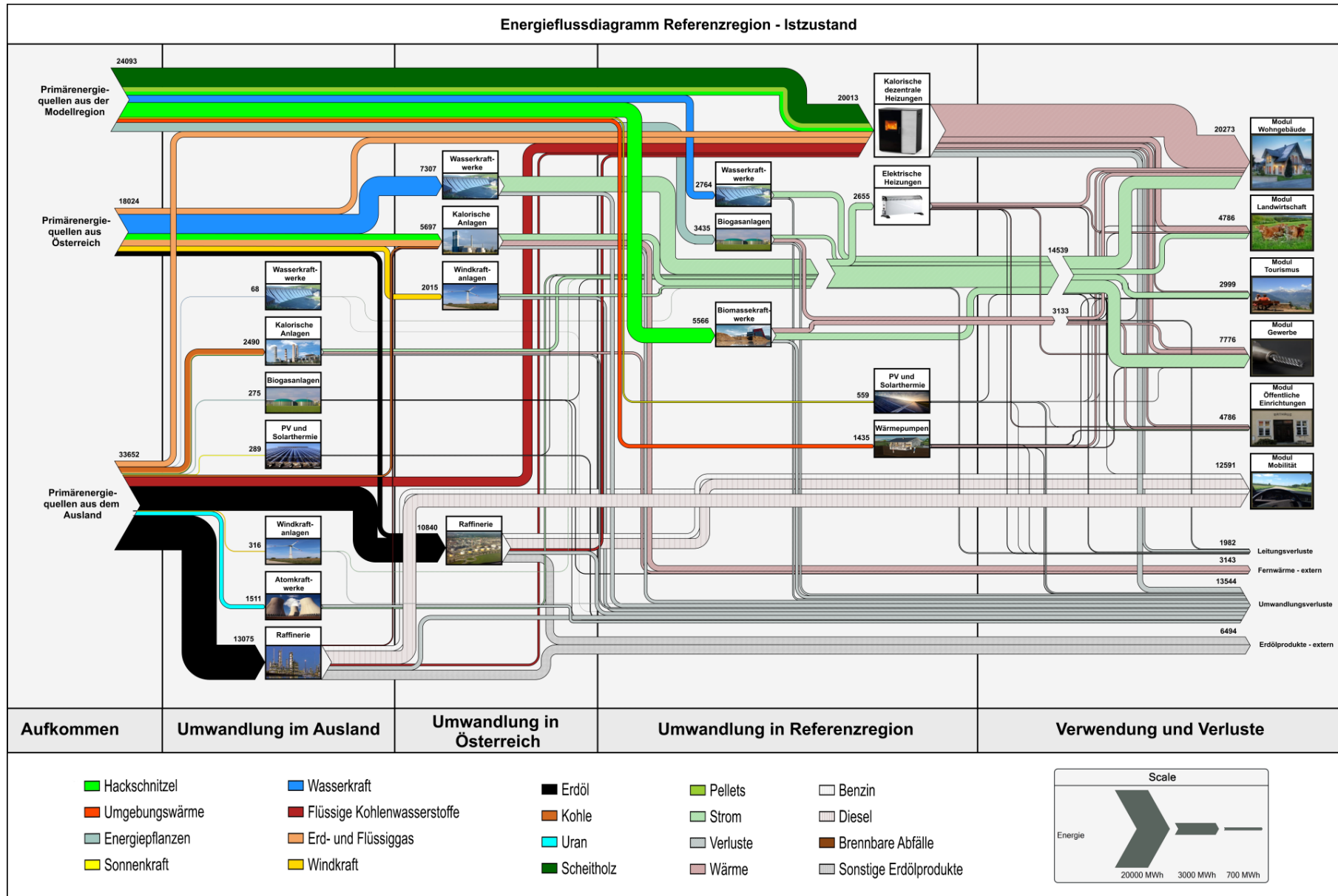


Abbildung 17: Energieflussdiagramm der Referenzregion

3.2 Validierung

Für die Validierung der Ergebnisse der Referenzregion wurden zum Großteil österreichweite statistische Daten auf die Referenzregion skaliert.

Der Wärmebedarf der Referenzregion wurde mit Hilfe der Austrian Heatmap [58] (Werte für 2012 und 2025 gemittelt) validiert. Der Strombedarf der Referenzregion wurde mit dem österreichischen Gesamtstrombedarf lt. [60], nach Einwohnern skaliert, validiert. Dabei wurde der hohe Strombedarf für Industrie in Österreich (36 %) an den niedrigeren Industrieanteil in der Referenzregion (16 %) angepasst, um keine Verzerrung durch die Großindustrie zu erhalten. Der Treibstoffbedarf wurde mit dem österreichweiten Ölbedarf für Verkehr lt. Energieflussdiagramm Österreich [59] validiert, wobei schwere Nutzfahrzeuge, Motorräder, Schiff- und Flugverkehr, sowie Treibstoffexporte lt. [61] rausgerechnet wurden, da diese in der Referenzregion vernachlässigt wurden (siehe Kapitel 2.1). Die Validierung der CO₂-Emissionen der Referenzregion erfolgt auf Basis der österreichischen Treibhausgasbilanz 2017 [54]. Dabei wurden wiederum die österreichweiten CO₂-Emissionen um den Anteil des Emissionshandels (36,8%) reduziert. Weiters wurden analog zur Validierung des Treibstoffbedarfs die CO₂-Emissionen durch den Verkehr um den Anteil durch schwere Nutzfahrzeuge, Motorräder, Schiff- und Flugverkehr, sowie Treibstoffexporte lt. [61] reduziert.

Das Ergebnis der Validierung ist in Abbildung 18 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Ergebnisse der Referenzregion gut mit den Datenquellen der Validierung übereinstimmen. Die größte Abweichung ergibt sich beim Strombedarf mit 17 %, was auf den in der Referenzregion hohen Anteil an Strombedarf durch landwirtschaftliche Betriebe zurückgeführt werden könnte. Die Abweichung beim Treibstoffbedarf entsteht aus der Abhängigkeit von zahlreichen Parametern, wie den regionalen Gegebenheiten (Umgebungstemperatur, Verkehrsaufkommen, Straßenarten, etc.), dem Mobilitätsverhalten oder der Fahrweise. Die erzielte Abweichung von 7 % stellt daher eine gute Übereinstimmung dar. In der CO₂-Emission ergibt sich aufgrund der unterschiedlichen Bilanzierungsmethodik eine Abweichung von 6 %.

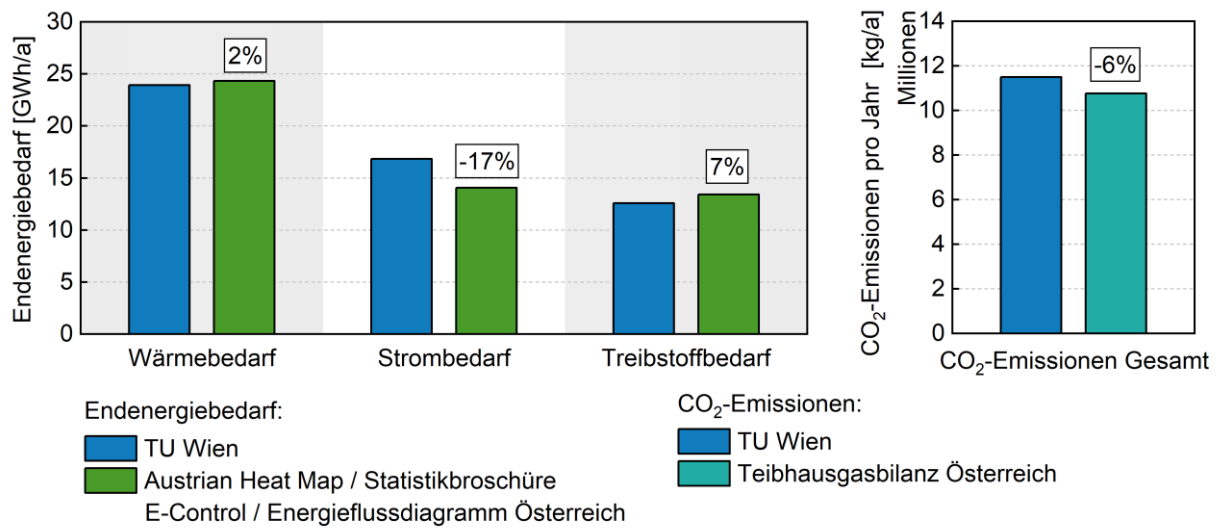


Abbildung 18: Validierung des Endenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen der Referenzregion [54, 58, 59, 60]

Die berechnete und validierte Referenzregion bildet nun die Basis für zukünftige Szenarien, welche das Potential der CO₂-Emissionsreduktion bspw. durch Substitution fossiler Energieträger und die Auswirkungen auf die Energiegestehungs-kosten darstellen soll. Die entwickelten Szenarien sind nachfolgend in Kapitel 4 beschrieben.

4 Entwicklung der Referenzregion im Möglichkeitsraum bis zum Jahr 2030

Die Entwicklung der Referenzregion wird durch einen Möglichkeitsraum abgedeckt. Der Möglichkeitsraum geht vom aktuellen Zeitpunkt mit den sozialen, technischen, wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen aus und ist über die Zeit durch die nachfolgenden Dimensionen aufgespannt:

- Recht
- EU
- Endenergiebedarf
- Staatliche Energieversorger
- Staatliche Netzbetreiber
- Emissionsvorschriften
- Energiekosten
- Technische Innovationen

Mit fortschreitendem Blick in die Zukunft ergeben sich zunehmende Entwicklungsmöglichkeiten: die aufgespannte Fläche des Kegels nimmt wie in Abbildung 19 dargestellt zu. Im Möglichkeitsraum repräsentieren Szenarien eine mögliche Zukunft und den Weg dorthin. Auf der Mantelfläche des Kegels liegen die Extremszenarien. Durch die Variation der Parameter lässt sich der aufgespannte Möglichkeitsraum füllen.

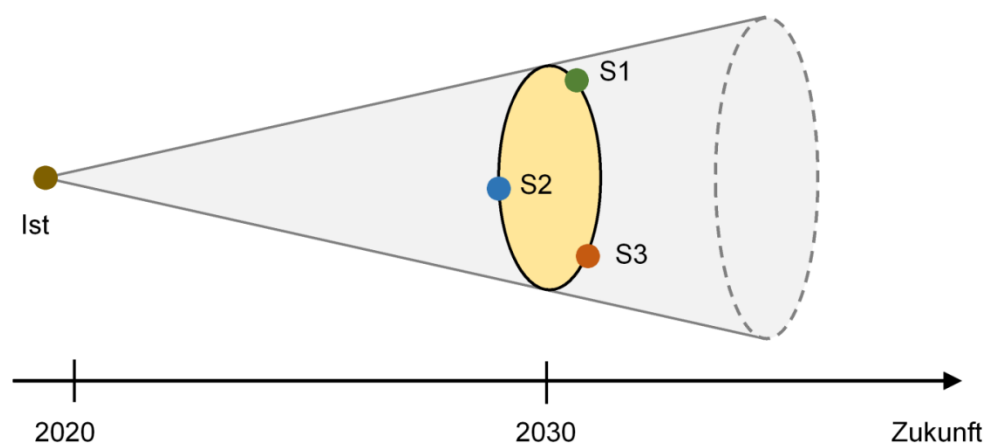


Abbildung 19: Szenarien im Möglichkeitsraum

Um eine möglichst vielschichtige Entwicklung der definierten Referenzregion abdecken zu können, wurden **drei Extremszenarien** mit variierenden Parametern für das Jahr 2030 gewählt. Die Szenarien unterscheiden sich dabei in den oben angeführten Parametern. Das **Szenario 1 „100% Wärme regenerativ“** fokussiert sich dabei auf die Substitution von fossilen Wärmeproduktionstechnologien. Das **Szenario 2 „100 % BEV Neuzulassungen“** bildet das Potential zur Einsparung fossiler Treibstoffe ab. Weiters soll das **Szenario 3 „100% Elektrische Autarkie“** die ökologischen und ökonomischen Auswirkungen durch die bilanzielle Substitution des AT-Strommix in einer Modellregion durch regionale Stromproduzenten darstellen. Dieses Szenario beschäftigt sich auch mit rechtlichen Aspekten und Fragen zur Volatilität von erneuerbaren Energietechnologien.

4.1 Szenario 1: 100 % Wärme regenerativ

Das Szenario 1 „100 % Wärme regenerativ“ soll darstellen, welches Potential in der Substitution von fossilen Wärmeproduktionstechnologien steckt. Abbildung 20 zeigt die Rahmenbedingungen welche durch das betrachtete Szenario gesetzt wurden. Die rechtlichen Rahmenbedingungen werden hinsichtlich des Stromnetzes und der Energieversorgung strenger. Die rechtlichen Zuständigkeiten liegen zum Teil auf EU-Ebene und teilweise beim Nationalstaat. Die Folge daraus sind keine einheitlichen Regelungen hinsichtlich des Ausbaus von Fernwärmenetzen. Der Ausbau von Nahwärmenetzen ist dabei nicht betroffen. Die ökologischen rechtlichen Rahmenbedingungen bleiben unverändert, wodurch Feinstaubemissionen nicht weiter reglementiert werden. Die staatlichen Energieversorger und Netzbetreiber können aufgrund der strengeren Rechtslage keinen weiteren Netzausbau vollziehen bzw. keine erneuerbaren zentralen Stromproduktionstechnologien errichten. Die Energieversorgung bleibt weiterhin stabil, sodass der Strombedarf durch den AT-Strommix gedeckt werden kann. Aufgrund des steigenden Preises für CO₂-Emissionszertifikate in den letzten beiden Jahren [62], wird ein gleichbleibender Trend für 2030 angenommen. Dies impliziert die Motivation der Substitution von fossilen Energieträgern. Aufgrund von Förderungen setzen sich lokale Hersteller durch, wodurch dezentrale Energietechnologien mehr an Bedeutung gewinnen.

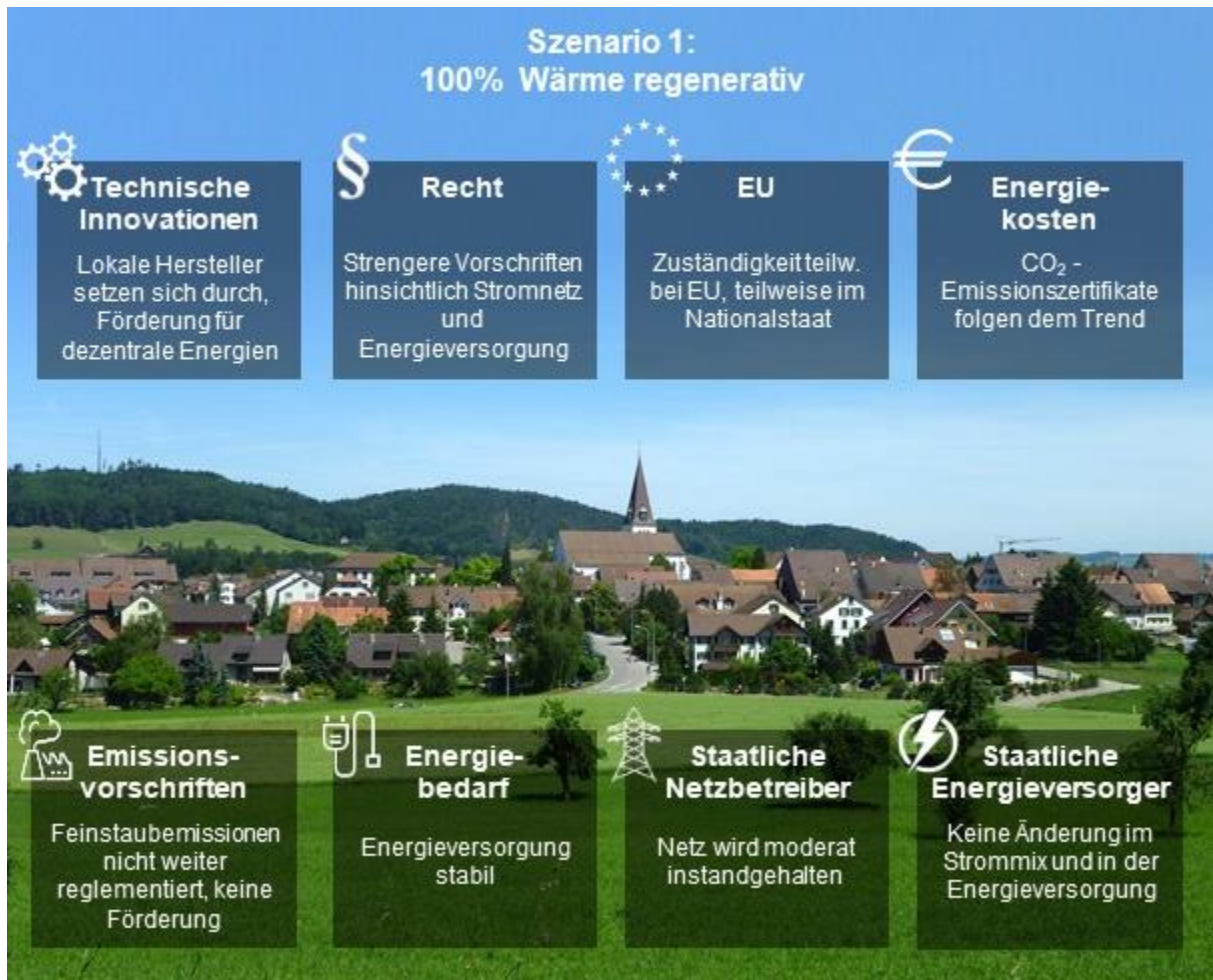


Abbildung 20: Rahmenbedingungen in Szenario 1 „100 % Wärme regenerativ“ [63]

Auf Basis dieser Rahmenbedingungen werden folgende Änderungen in diesem Szenario im Vergleich zum Istzustand der Referenzregion angenommen:

- Neuzulassungen von BEV steigen wie in [64] erwartet an (es werden ca. 11% BEV-Bestand im Jahr 2030 erwartet)
- Erd- und Flüssiggas für Gasthermen werden zu 100% durch Biogas aus Biogasanlagen ersetzt,
- Fossile kalorische dezentrale Heizungen werden zu je einem Drittel durch Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen und Solarthermie ersetzt,
- Elektrische Heizungen und biogene kalorische dezentrale Heizungen bleiben bestehen,

- Der durch die Blockheizkraftwerke gelieferte Strom wird zur Deckung des Mehrbedarfs durch BEV verwendet, der Überschuss substituiert den AT-Strommix.

Abbildung 21 zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfs im Szenario „100% Wärme regenerativ“ im Vergleich zum Istzustand der Referenzregion. Dabei ist ersichtlich, dass lediglich die Substitution von Diesel- und Benzinfahrzeugen durch BEV eine Änderung im Endenergiebedarf bringt. Aufgrund des hohen Wirkungsgrades des Elektromotors kann ein Teil des Endenergiebedarfs durch E-Mobilität eingespart werden. Dies ist auf den Wirkungsgrad des Antriebsstrangs zurückzuführen, wobei in dieser Darstellung keine Vorkette berücksichtigt ist, sondern lediglich der Endenergiebedarf durch die Fahrzeuge selbst.

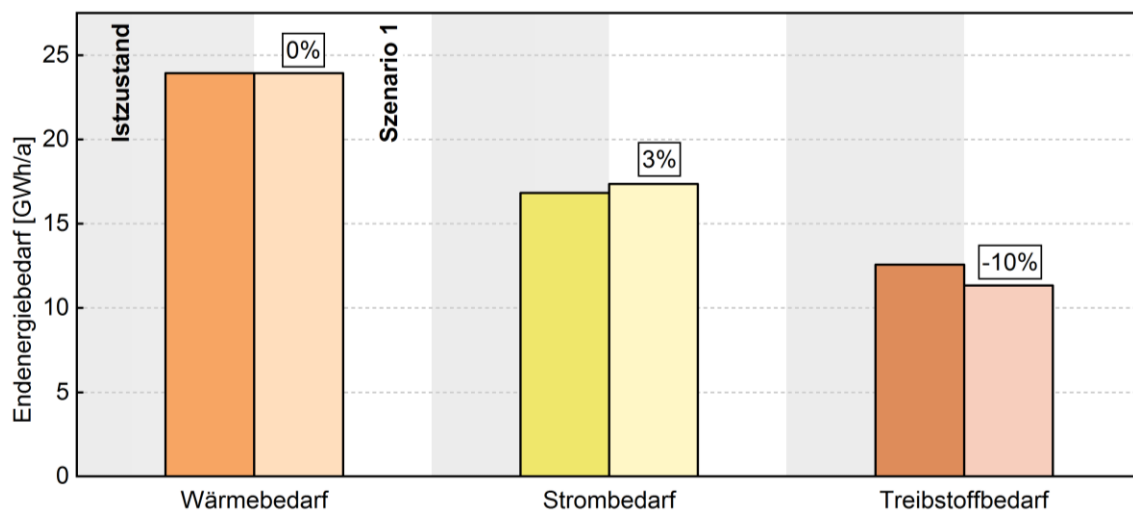


Abbildung 21: Endenergiebedarf in Szenario 1 „100 % Wärme regenerativ“

Der Vergleich der Wärmeträgerverteilungen in Abbildung 22 zeigt die Substituierung des Erd- und Flüssiggases und der flüssigen Kohlenwasserstoffe durch Biogasanlagen, Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen und Solarthermie. Die biogenen kalorischen Anlagen (Scheitholz, Pellets, Hackschnitzel) bleiben unverändert.

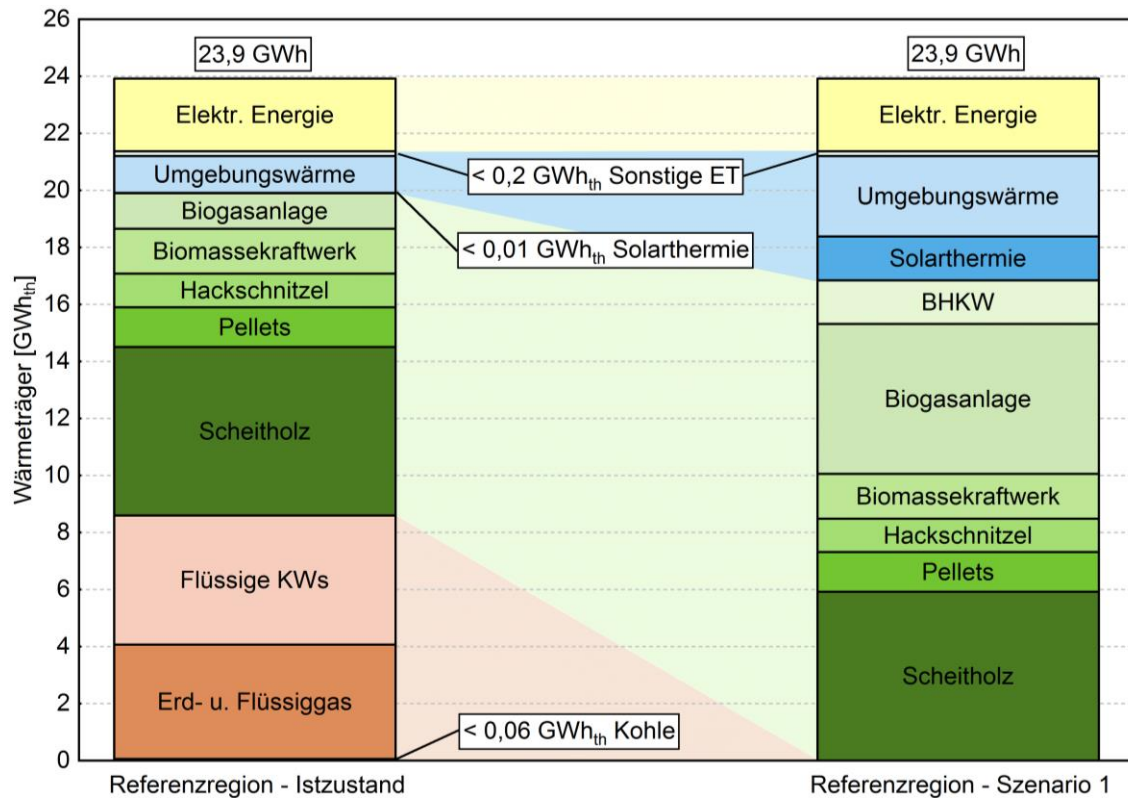


Abbildung 22: Vergleich Wärmeträgerverteilung der Referenzregion - Istzustand mit Szenario 1 „100 % Wärme regenerativ“

Die Darstellung der CO₂-Emissionen in [Abbildung 23](#) zeigt, dass durch die Substitution der fossilen dezentralen Energieträger eine Einsparung der CO₂-Emissionen von 26% erzielt werden kann. Weiter ist ersichtlich, dass die Einsparung der Treibhausgase im Bereich der dezentralen Wärmeproduzenten enormes Potential zeigt. Der Vergleich der Energiekosten in [Abbildung 24](#) macht deutlich, dass durch die Substituierung von dezentralen fossilen Wärmeproduzenten hin zu zentralen regenerativen Wärmetechnologien neben der Einsparung von CO₂-Emissionen, keine wesentlichen Mehrkosten für die Energieaufbringung entstehen.

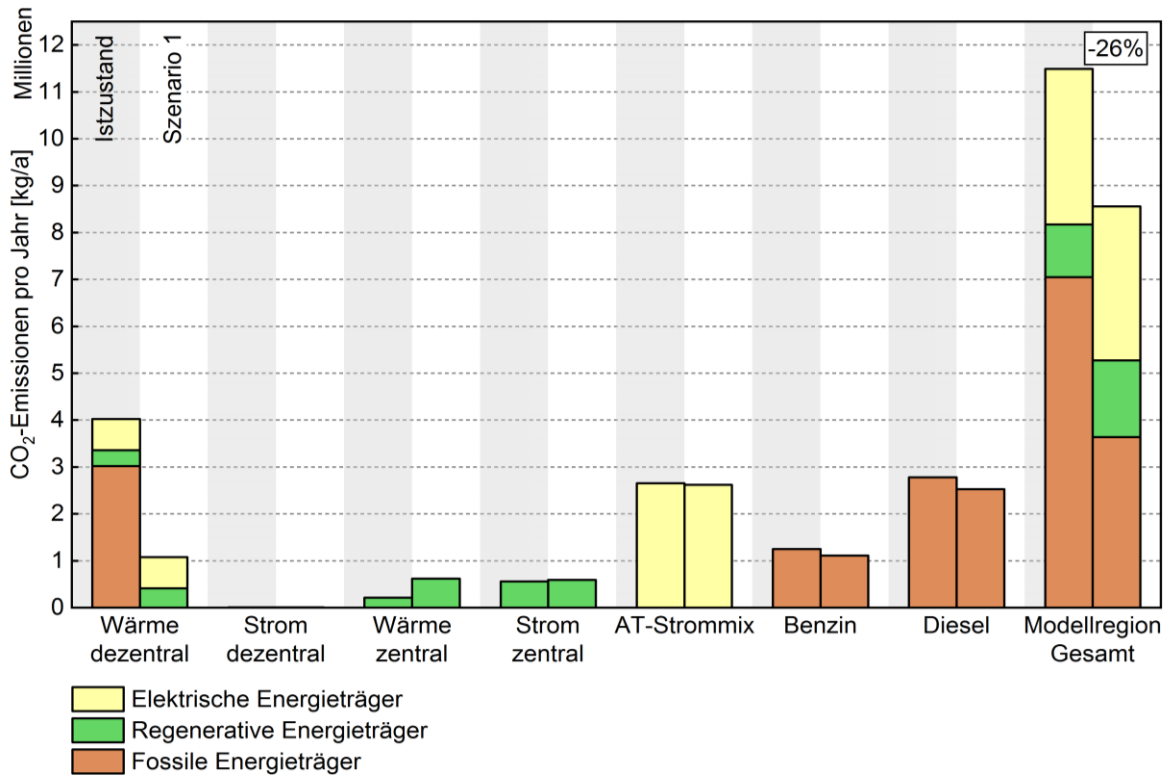


Abbildung 23: Vergleich CO₂-Emissionen der Referenzregion - Istzustand mit Szenario 1 „100 % Wärme regenerativ“

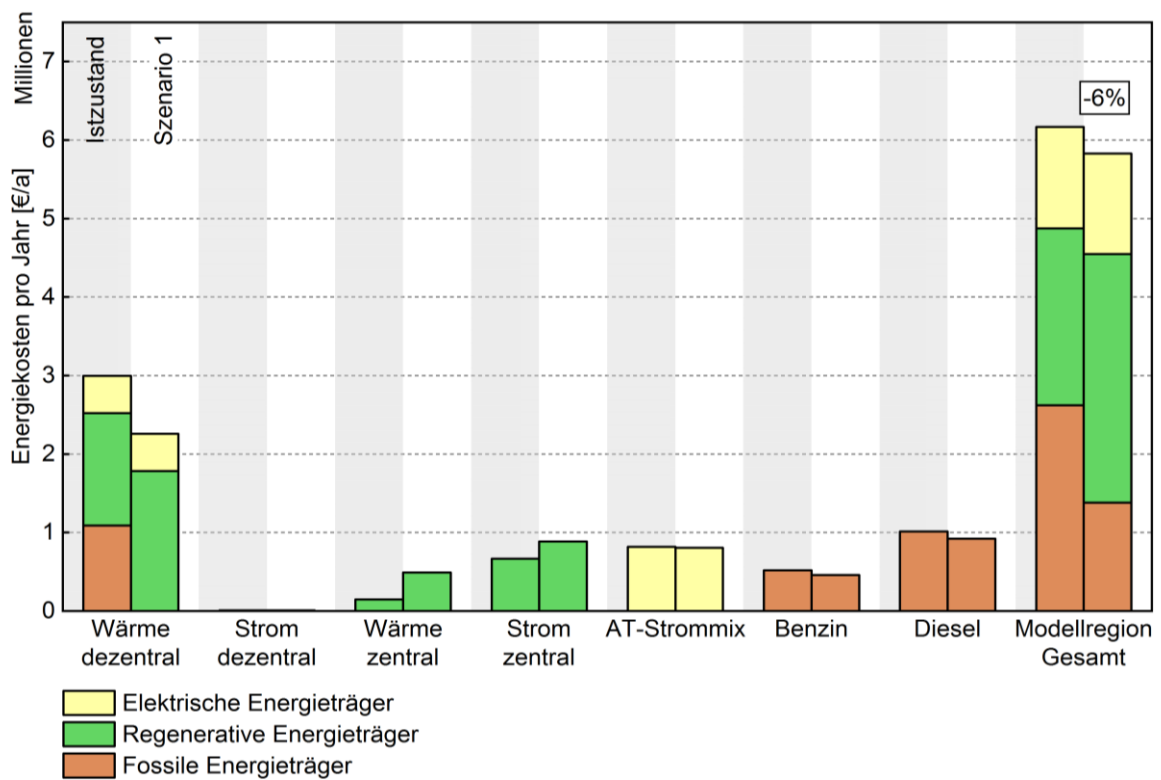


Abbildung 24: Vergleich Energiekosten der Referenzregion - Istzustand mit Szenario 1 „100 % Wärme regenerativ“

4.2 Szenario 2: 100 % BEV Neuzulassungen

Die Ausgangslage von Szenario 2 bildet Szenario 1 (siehe Kapitel 4.1). In diesem Szenario soll demnach neben dem Reduktionspotential durch die Substitution fossiler Wärmeproduktionstechnologien auch das Einsparungspotential von Treibhausgasen im Bereich der E-Mobilität untersucht werden. Dazu wird eine Entwicklung angenommen, bei welcher im Jahr 2030 100 % der Neuzulassungen von PKW und leichten Nutzfahrzeuge Elektroautos (BEV) sind. Wie in Abbildung 25 aufgelistet ändern sich die Rahmenbedingungen im Vergleich zu Szenario 1.

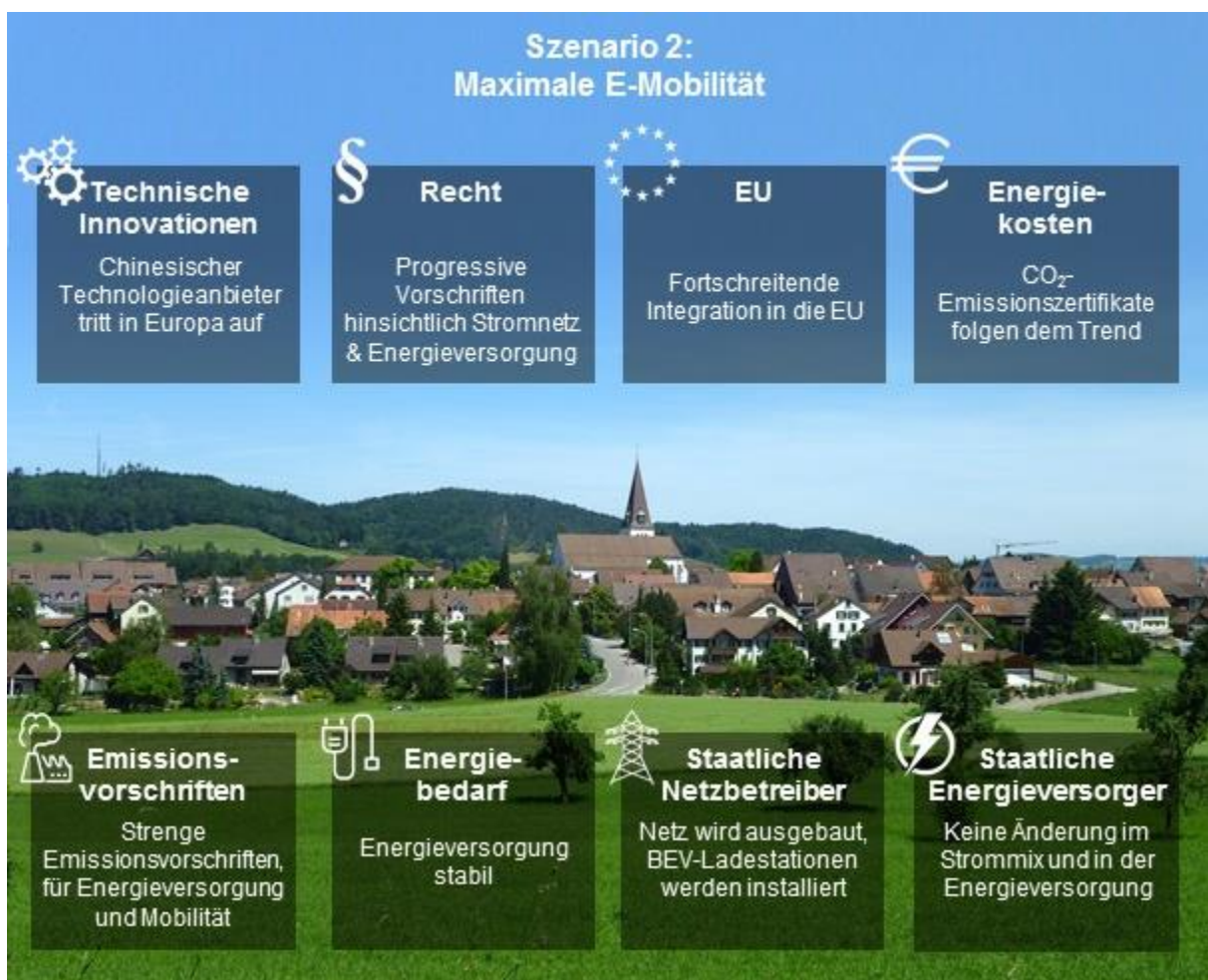


Abbildung 25: Rahmenbedingungen Szenario 2 „100 % BEV Neuzulassungen“ [63]

Die rechtlichen Vorschriften hinsichtlich des Stromnetzes und der Energieversorgung verhalten sich progressiv. Folglich besteht die Möglichkeit für Netzbetreiber und Energieversorger, die Infrastruktur (Fernwärme- und Stromnetz) moderat auszubauen. Durch die fortschreitende Integration in die EU wird die Rechtslage hinsichtlich

Emissionsvorschriften für Energieversorgung und Mobilität verschärft. Diese strengeren Emissionsvorschriften hinsichtlich Feinstaub bewirken, dass dezentrale Scheitholz-, Hackschnitzel- und Pelletsheizungen nicht mehr gefördert werden. Die Energieversorgung bleibt weiterhin stabil, sodass AT-Strommix in der Modellregion bezogen werden kann. Der Ausbau des Stromnetzes, sowie der BEV-Ladestationen schafft die Infrastruktur für den hohen Anteil an BEV. Aufgrund des steigenden Preises für CO₂-Emissionszertifikate in den letzten beiden Jahren [62], wird ein gleichbleibender Trend für 2030 angenommen. Dies impliziert die Motivation der Substitution von fossilen Energieträgern. Ein chinesischer Technologieanbieter hinsichtlich E-Mobilität setzt sich am Markt durch, sodass die Anschaffung von BEV leistbar wird.

Aus den getroffenen Annahmen lassen sich untenstehende Folgerungen ableiten:

- 100% Neuzulassungen von BEV im Jahr 2030. Es werden ca. 32% BEV-Bestand (PKW und LNF) in 2030 erwartet.
- Erd- und Flüssiggas für Gasthermen werden zu 100% durch Biogas aus Biogasanlagen ersetzt,
- Kohle und FKW werden zu je 1/3 durch BHKW, Umgebungswärme (Wärmepumpe) und Solarthermie ersetzt,
- Elektrische Wärmeanlagen und Biomasseheizkraftwerke bleiben gleich,
- Strengere Feinstaub-Emissionsrichtlinie: Scheitholz, Pellets und Hackschnitzelheizungen werden um 50% reduziert,
- Der durch die BHKW gelieferte Strom wird zur Deckung des Mehrbedarfs durch BEV verwendet, Überschuss substituiert AT-Strommix.

Mit Hilfe der am IFA entwickelten Emissionsprognose-Software PROVEM 2.0 [65, 66] wurde der sich einstellende BEV-Bestand bei 100 % Neuzulassungen bis 2030 berechnet. Dieser ergibt sich in diesem Szenario im Jahr 2030 mit ca. 32 % BEV, sowohl für PKW als auch leichte Nutzfahrzeuge (LNF).

In Abbildung 26 ist der Endenergiebedarf in Szenario 2 zu sehen. Entsprechend der getroffenen Annahmen bleibt der Wärmebedarf konstant. Durch den hohen BEV-Anteil ergibt sich eine entsprechende Reduktion von 32 % im Treibstoffbedarf. Der durch BEV benötigte zusätzliche Strom verursacht einen Mehrbedarf von ca. 10 %. Wobei wiederum darauf hingewiesen wird, dass die Reduktion des Treibstoffbedarfs auf den

Wirkungsgrad des Antriebsstrangs zurückzuführen ist, wobei in dieser Darstellung keine Vorkette berücksichtigt ist, sondern lediglich der Endenergiebedarf durch die Fahrzeuge selbst.

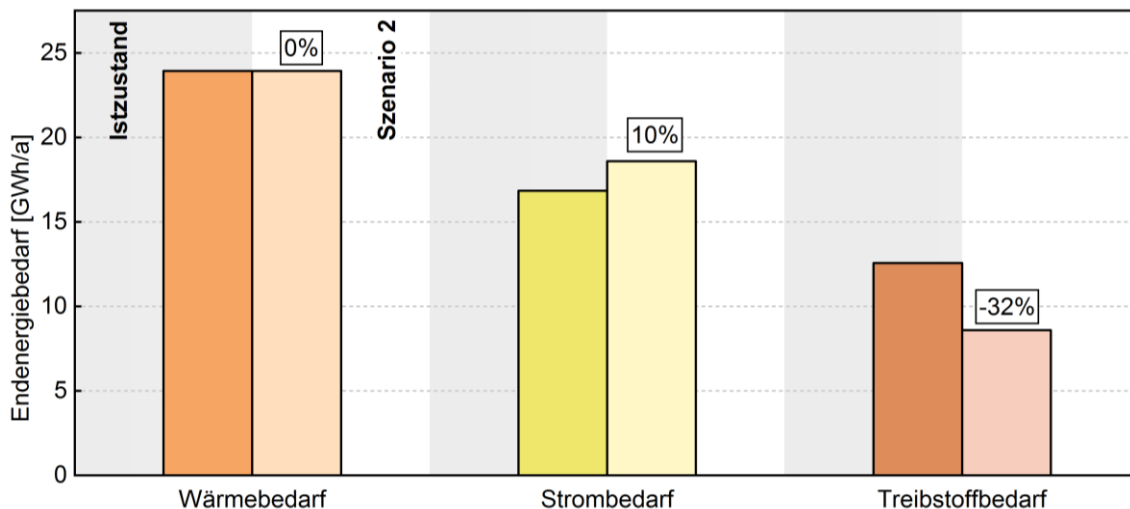


Abbildung 26: Endenergiebedarf in Szenario 2 „100 % BEV Neuzulassungen“

Die Wärmeträgerverteilung, die aus den Folgerungen abgeleitet wurde, ist in [Abbildung 27](#) zu finden. Hier lässt sich die Substitution der fossilen Wärmeträger durch Biogasanlagen, BHKW, Umgebungswärme und Solarthermie erkennen. Weiters wird die zusätzliche Verschiebung von konventionellen Scheitholz-, Pellets- und Hackschnitzel-Heizungen zu BHKW ersichtlich. Die Gesamtwärmemenge bleibt konstant.

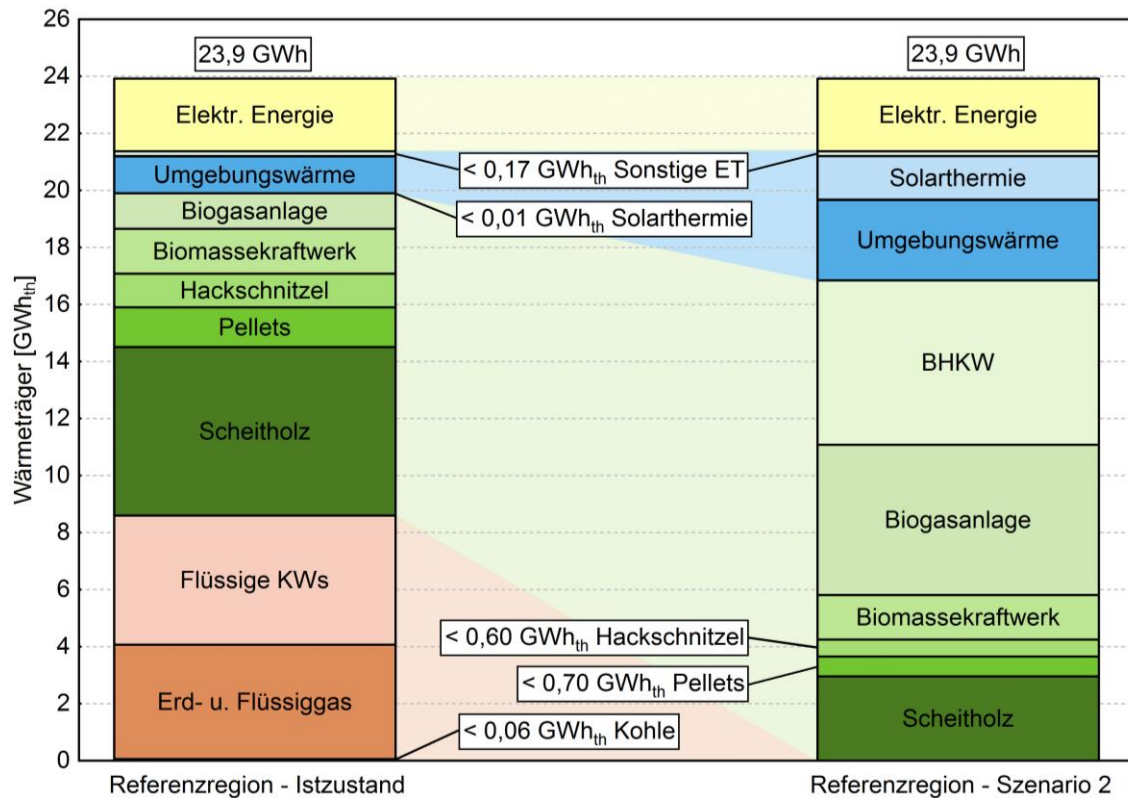


Abbildung 27: Vergleich Wärmeträgerverteilung der Referenzregion - Istzustand mit Szenario 2 „100 % BEV Neuzulassungen“

In Abbildung 28 ist die Treibstoffträgerverteilung in Szenario 2 zu sehen. Durch den höheren Anteil an BEV sinkt der Treibstoffbedarf von Benzin und Diesel. Der benötigte Strom für BEV nimmt einen geringen Anteil ein und führt daher zu einem geringeren Endenergiebedarf, wobei in dieser Darstellung die Vorkette nicht abgebildet ist. Der zusätzlich durch BHKW erzeugte Strom übersteigt den hier dargestellten Mehrbedarf durch den erhöhten BEV-Anteil, wodurch zusätzlich der Bezug des AT-Strommix reduziert wird.

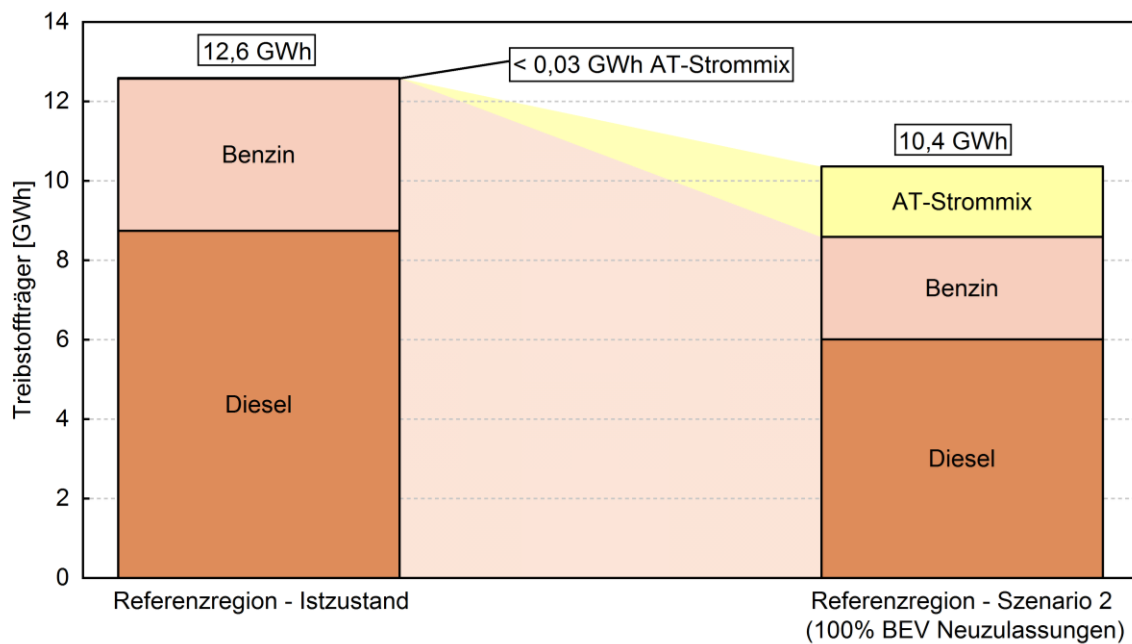


Abbildung 28: Vergleich Treibstoffträgerverteilung der Referenzregion – Istzustand mit Szenario 2 „100 % BEV Neuzulassungen“

Durch die variierte Energieerzeugung und Mobilität ergibt sich eine Änderung in der CO₂-Emission. Die Ergebnisse der CO₂-Bilanzierung sind in [Abbildung 29](#) dargestellt. Es ist zu erkennen, dass gegenüber der Referenzregion eine deutliche CO₂-Reduktion von 34 % erzielt werden kann. Die Gründe dafür liegen in der Verlagerung von der dezentralen Wärmeproduktion zu zentralen regenerativen Energie-technologien, wodurch eine effiziente und CO₂-arme Energiezeugung erzielt werden kann. Der hohe Anteil an BHKW und Biogasanlagen (siehe [Abbildung 27](#)) ermöglicht eine regenerative Produktion von Strom und Wärme durch Kraft-Wärme-Kopplung mit regionalem Holz bzw. Biomasse. Die dabei erzeugte Wärme erhöht die zentrale Wärme- und Stromproduktion und folglich auch die Emissionen geringfügig, in Summe kann jedoch, vor allem durch die Reduktion bei der dezentralen kalorischen Wärmeproduktion eine deutliche CO₂-Einsparung erzielt werden. Der so produzierte Strom wird in BEV zur Substitution von Benzin- und Diesel-Fahrzeugen verwendet, wodurch sich bei den fossilen Kraftstoffen eine deutliche CO₂-Reduktion ergibt. Durch den überschüssigen Strom, der durch die BHKW erzeugt wird, reduziert sich der bezogene AT-Strommix, wodurch sich diese CO₂-Emissionen ebenfalls reduzieren.

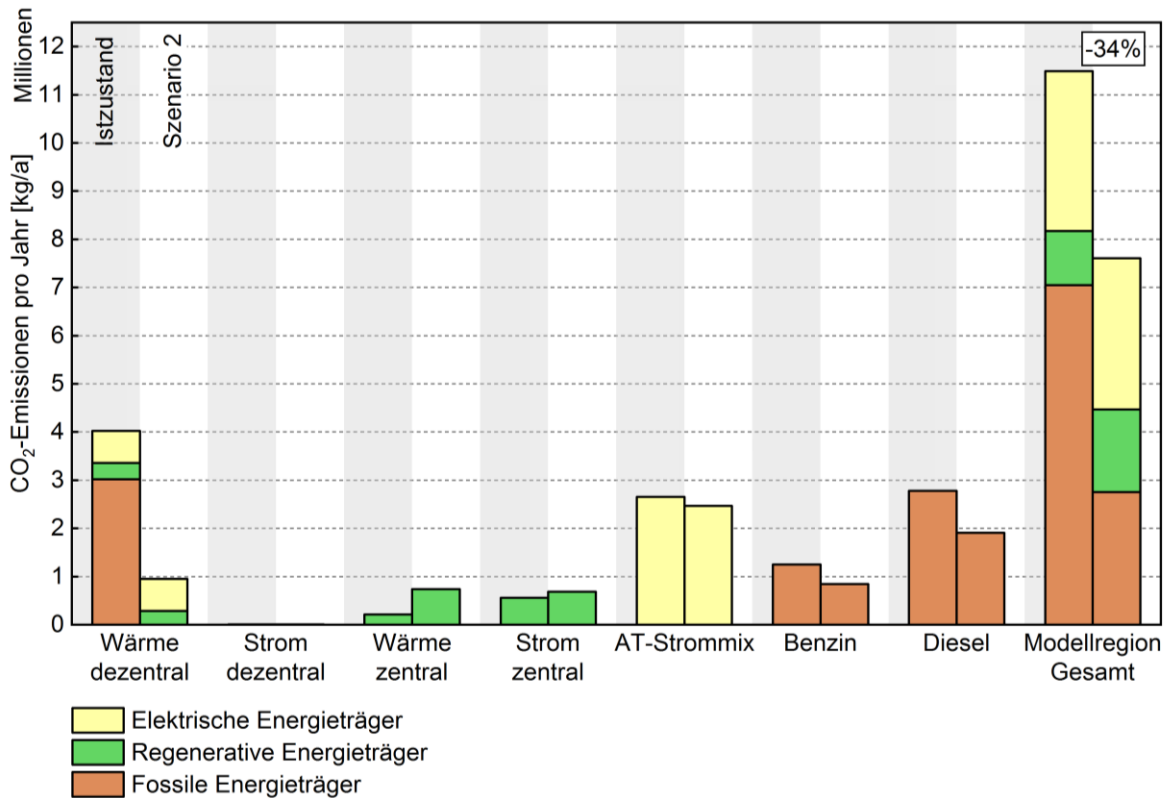


Abbildung 29: Vergleich CO₂-Emissionen der Referenzregion - Istzustand mit Szenario 2 „100 % BEV Neuzulassungen“

Bei den Energiegestehungskosten, welche in Abbildung 30 zu finden sind, zeigt sich analog zu den CO₂-Emissionen eine Verlagerung von dezentraler zu zentraler Energieerzeugung. Durch die teilweise Substitution der Kraftstoffe durch Strom (wegen BEV-Anteil) ergibt sich hierbei eine Kostenreduktion. In Summe bleiben die Energiekosten annähernd gleich, während jedoch eine große Reduktion der CO₂-Emissionen erzielt wird.

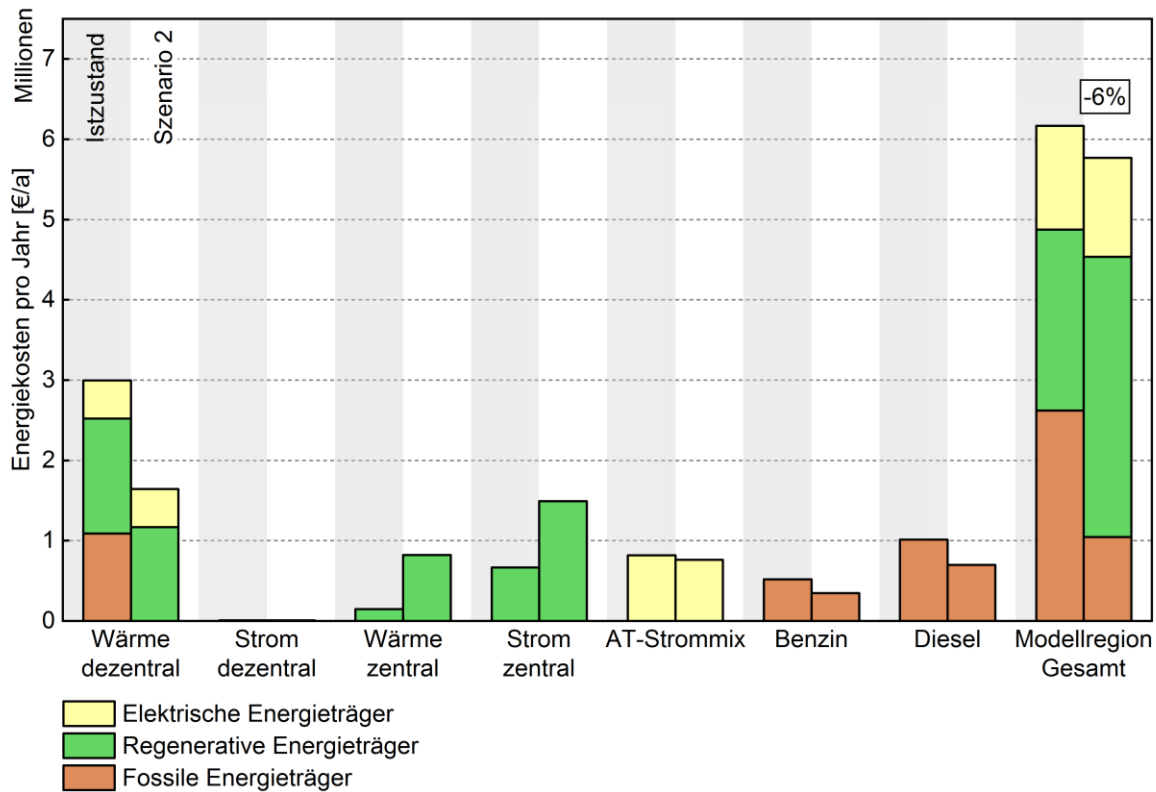


Abbildung 30: Vergleich Energiekosten der Referenzregion - Istzustand mit Szenario 2 „100 % BEV Neuzulassungen“

4.3 Szenario 3: 100 % Elektrische Autarkie

Das Szenario 3 „100% Elektrische Autarkie“ soll zeigen welches Gesamtpotential die Teilsubstitution von fossilen Wärmeproduktionstechnologien, sowie die Gesamtsubstitution des importierten AT-Strommix mit regenerativen lokalen Stromproduktionstechnologien in der Modellregion mit sich bringt. Eine Substitution aller fossiler Wärmeproduktionstechnologien, gekoppelt mit der Substitution des AT-Strommix wird naher Zukunft als unrealistisch betrachtet, Dieser Ansatz der elektrischen bilanziellen Autarkie soll auch verdeutlichen, welche Folgen dies innerhalb der betrachteten Modellregion hat. Die nachfolgenden Rahmenbedingungen in [Abbildung 31](#) sollen die bilanzielle Autarkie abbilden. Durch nationale Alleingänge der Mitgliedsstaaten der EU kommt es zu einer vollen Liberalisierung hinsichtlich des Stromnetzes und der Energieversorgung. Die Emissionsvorschriften bleiben gleich, daher werden auch weiterhin Scheitholz-, Hackschnitzel- und Pelletsheizungen zugelassen. Die steigenden Anforderungen an das Stromnetz und die nationalen Alleingänge von Mitgliedsstaaten der EU führen zu dem Rückzug staatlicher

Netzbetreiber und Energieversorger. Die Folge daraus ist ein instabiles Stromnetz und alltägliche Blackouts bewegen Modellregionen zur Autarkie. Aufgrund des steigenden Preises für CO₂-Emissionszertifikate in den letzten beiden Jahren [62], wird ein gleichbleibender Trend für 2030 angenommen. Dies impliziert die Motivation der Substitution von fossilen Energieträgern. Aufgrund der nationalen Alleingänge, kommt es zu einem lokalen Wettbewerb von Energietechnologieanbietern.

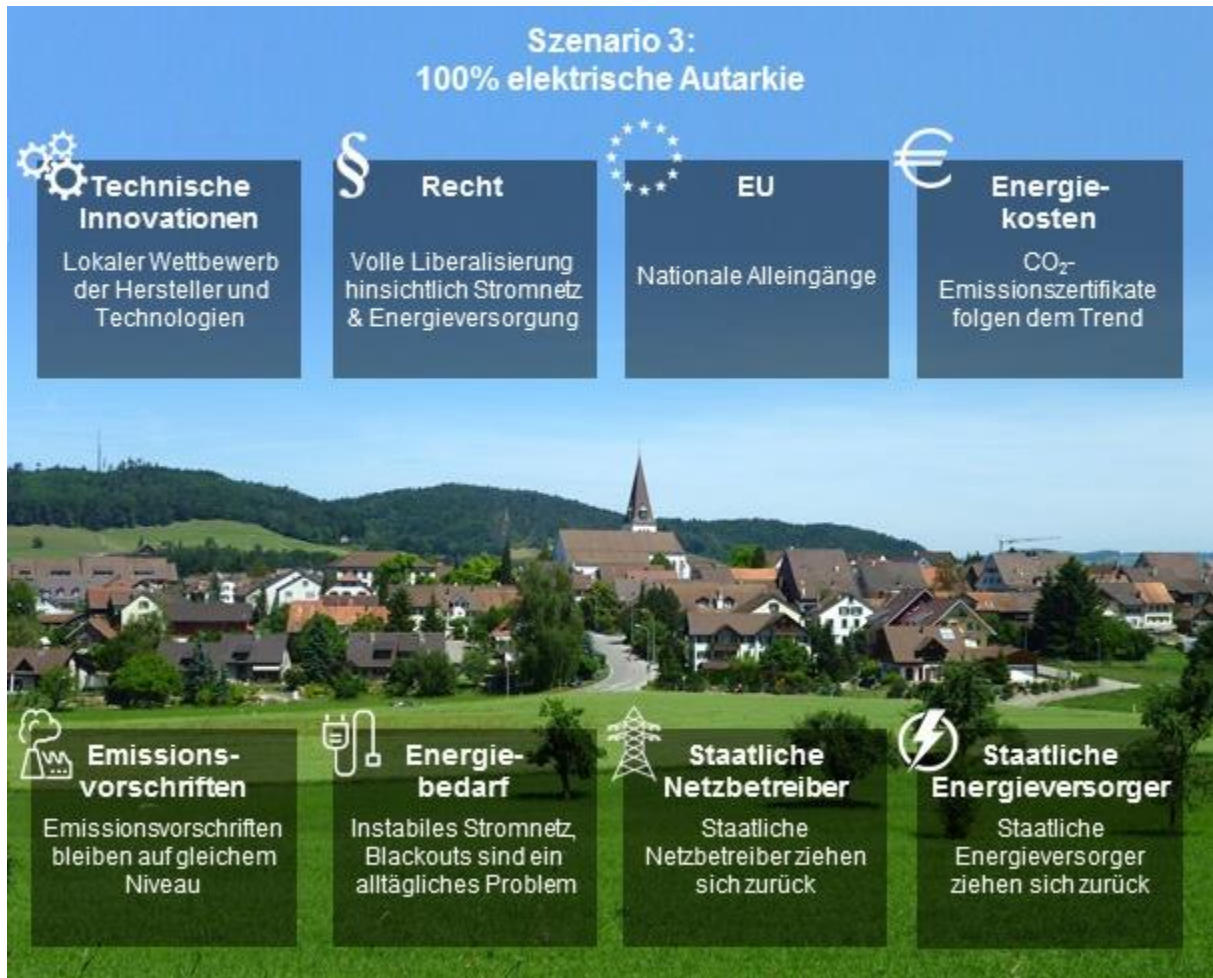


Abbildung 31: Rahmenbedingungen in Szenario 3 „100% Elektrische Autarkie“ [63]

Bezugnehmend auf die zuvor genannten Rahmenbedingungen kommt es zu folgenden Änderungen im Vergleich zur Referenzregion:

- Neuzulassungen von BEV steigen wie in [64] erwartet an (es werden ca. 11% BEV-Bestand im Jahr 2030 erwartet), Strom wird zu 100 % in der Region erzeugt, der Import des AT-Strommix ist aufgrund fehlender Infrastruktur nicht mehr möglich,

- um die elektrische Energie in der Modellregion bereitstellen zu können werden Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft und BHKW zur Stromversorgung entsprechend ausgebaut,
- Biomassekraftwerke werden hinsichtlich Vergasungstechnologie zu BHKW umgerüstet, um deren Effizienz zu steigern,
- fossile Energieträger (Kohle, flüssige Kohlenwasserstoffe) aber auch Scheitholz zur Wärmeerzeugung werden um 50% reduziert,
- als Ersatz für die fossile dezentrale Wärmeerzeugung dienen Blockheizkraftwerke und Solarthermie,
- aufgrund der lokalen Stromproduktion wird die Verwendung von Strom für Heizzwecke kritisch betrachtet und daher 50% der elektrischen Heizungen durch solarthermische Anlagen substituiert.

Abbildung 32 zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfs in Szenario 3 „100 % Elektrische Autarkie“ im Vergleich zum Istzustand der Referenzregion. Dabei ist ersichtlich, dass lediglich die Substitution von Diesel- und Benzinfahrzeugen durch BEV eine Änderung im Endenergiebedarf bringt. Aufgrund des hohen Wirkungsgrades des Elektromotors kann ein Teil des Endenergiebedarfs durch E-Mobilität eingespart werden, wobei in dieser Darstellung die Vorkette nicht abgebildet ist.

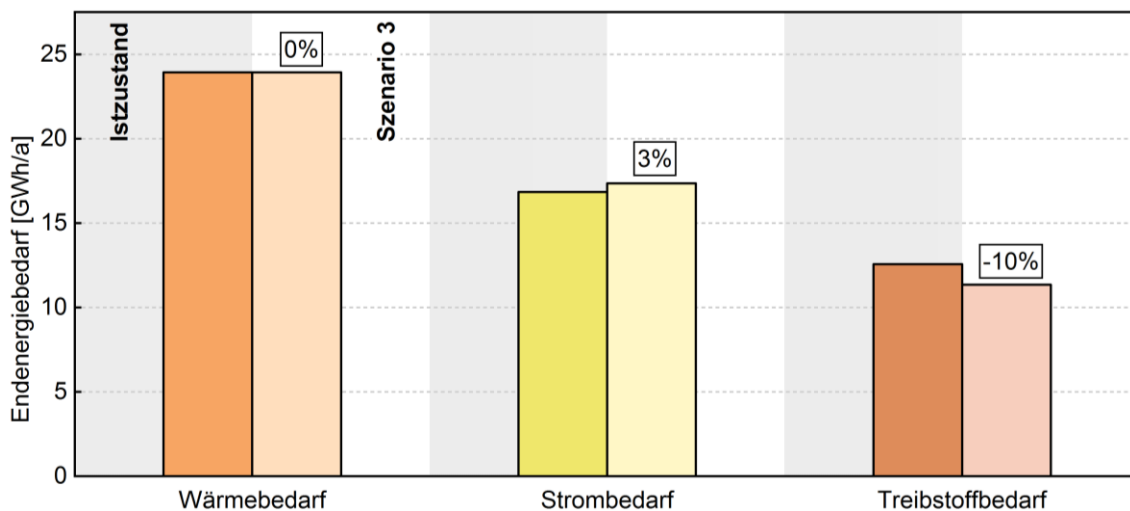


Abbildung 32: Endenergiebedarf in Szenario 3 „100% Elektrische Autarkie“

Der Vergleich der Wärmeträgerverteilungen in [Abbildung 33](#) zeigt die Reduktion von Scheitholzheizungen, Erd- und Flüssiggas in Form von Gasthermen sowie flüssige Kohlenwasserstoffe. Der Umbau von Biomassekraftwerken hin zu BHKW, sowie der

Ausbau dieser dezentralen Strom- und Wärmeproduktionstechnologie bewirkt, dass das BHKW einen sehr großen Anteil der erforderlichen Wärme zur Verfügung stellt. Der Einsatz elektrischer Energie zur Bereitstellung von Wärme wird reduziert, da bei 100 % elektrischer Autarkie die Verwendung von Strom für Heizzwecke kritisch zu betrachten ist. Der Beitrag der Solarthermie zur Wärmebereitstellung wurde ebenfalls entsprechend erhöht.

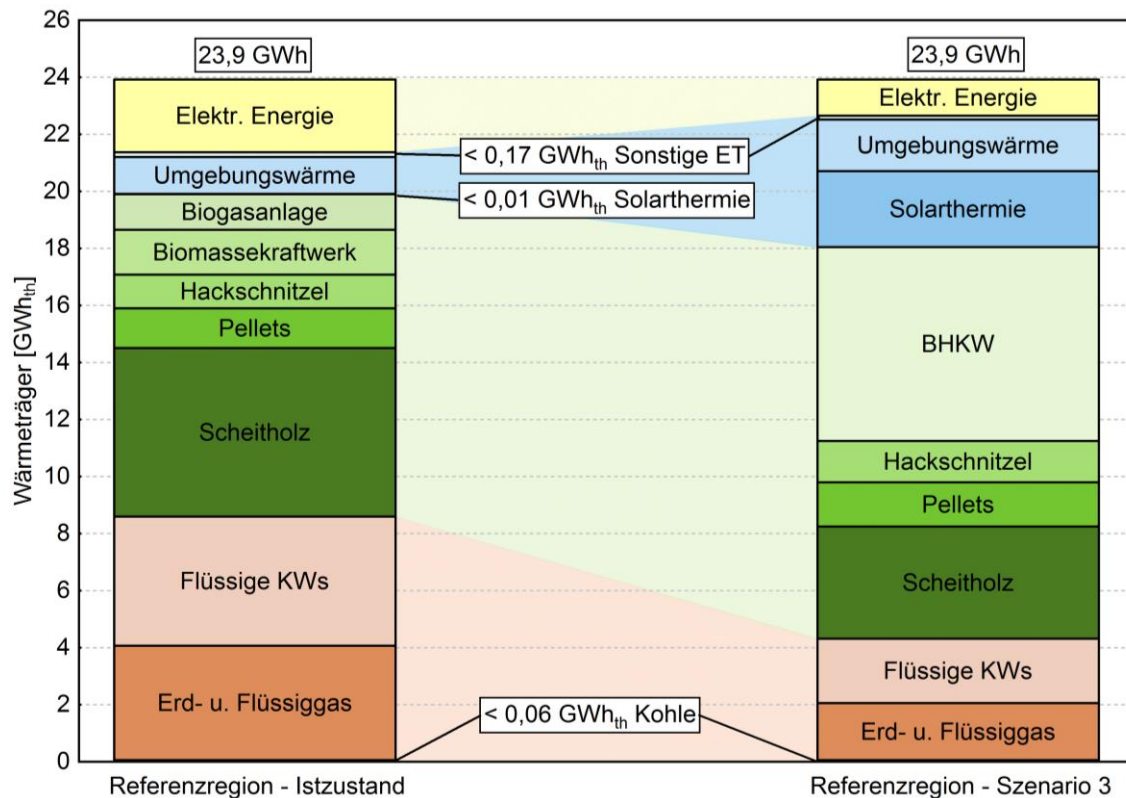


Abbildung 33: Vergleich Wärmeträgerverteilung der Referenzregion - Istzustand mit Szenario 3 „100% Elektrische Autarkie“

In Abbildung 34 ist die Stromträgerverteilung im Vergleich zum Istzustand der Referenzregion abgebildet. Dabei sind die Substitution des AT-Strommix und die Erhöhung des Strombedarfs durch den höheren Anteil an BEV ersichtlich. Der AT-Strommix wird durch den Ausbau von Windenergie, Blockheizkraftwerken und freier PV sowie den Ausbau der Wasserkraft und den verstärkten Einsatz von Biogasanlagen ersetzt. Der Ausbau aller dieser regenerativen Energieproduktionstechnologien ist aufgrund örtlicher Gegebenheiten (kein Fluss, etc.) nicht in jeder Modellregion möglich. Daher sei an dieser Stelle erwähnt, dass die Umsetzung einer elektrischen Autarkie in jeder Modellregion anders zu bewerten ist. Die Notwendigkeit

der **Installation von Energiespeichern**, die sich durch die Substitution fossiler Energieträger hin zu volatilen regenerativen Energieträgern ergibt, ist im gegenwärtigen Berechnungstool „ENECO₂Calc“ **nicht implementiert**. Ein Ausblick hinsichtlich Energiespeicher wird in Kapitel 5 gegeben.

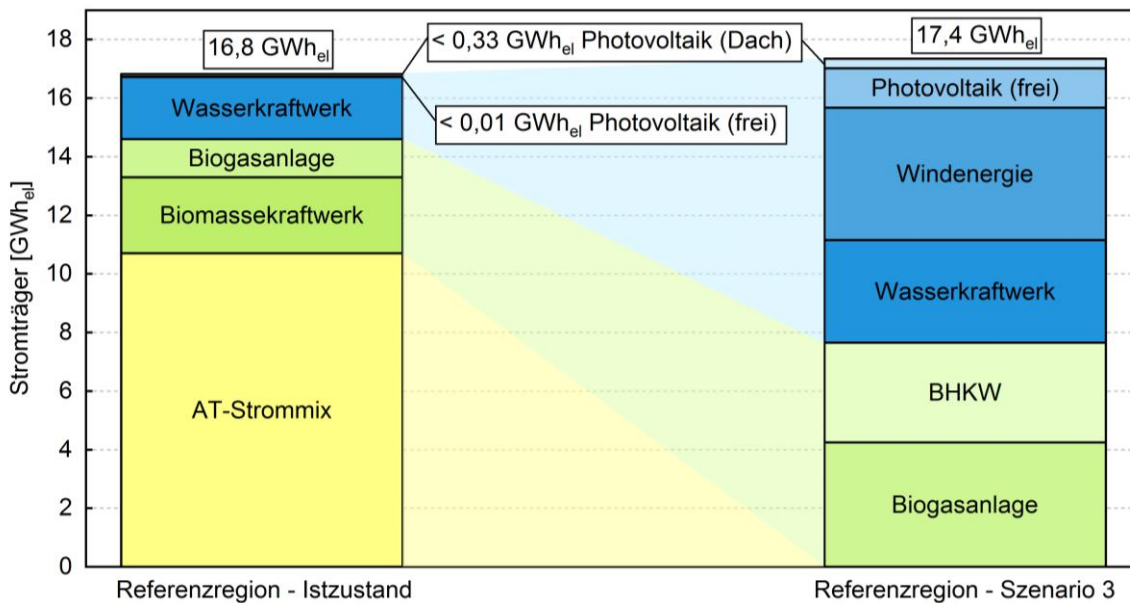


Abbildung 34: Vergleich Stromträgerverteilung der Referenzregion - Istzustand mit Szenario 3 “100 % Elektrische Autarkie”

In Abbildung 35 werden die CO₂-Emissionen von Referenzregion und Szenario 3 verglichen. Der Vergleich zeigt, dass durch die bilanzielle elektrische Autarkie und der damit verbundenen Substitution des AT-Strommix, sowie der Teilsubstitution von fossilen Wärmeträgern eine deutliche Reduktion der CO₂ Emissionen um 40 % erreicht werden kann.

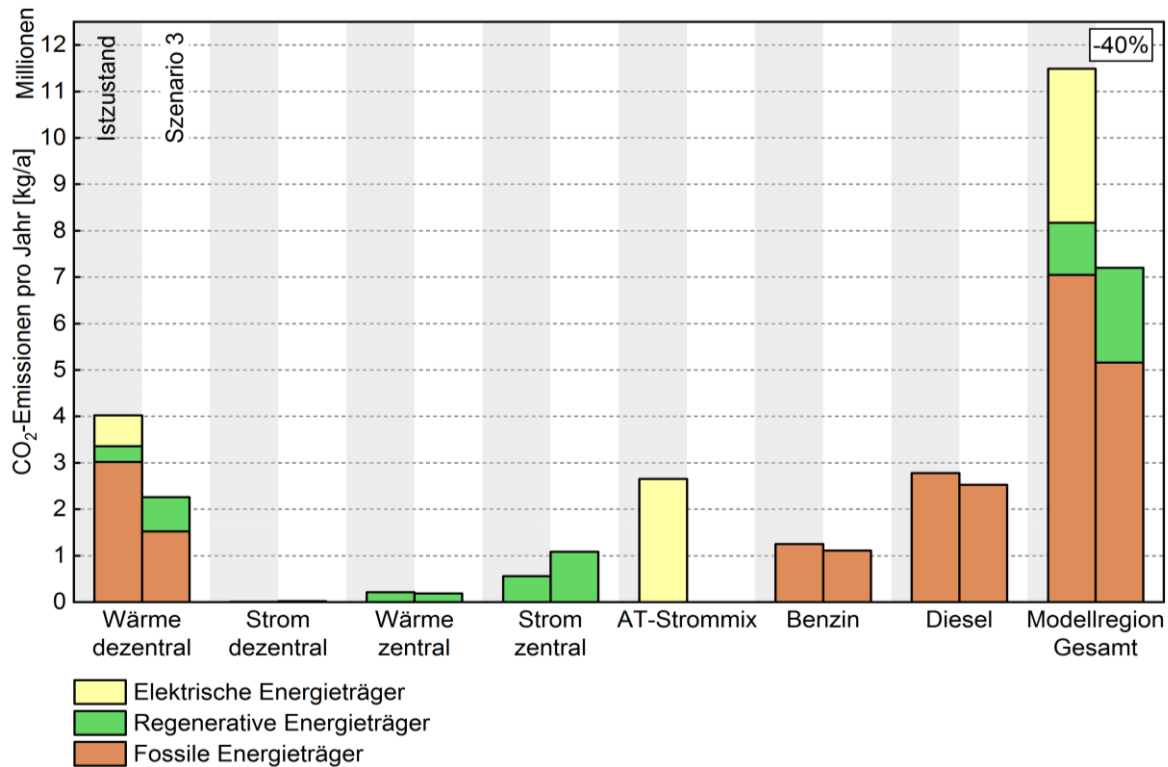


Abbildung 35: Vergleich CO₂-Emissionen der Referenzregion - Istzustand mit Szenario 3 „100 % Elektrische Autarkie“

Aus [Abbildung 36](#) ist zu erkennen, dass die Energiekosten durch die Betrachtung der bilanziellen elektrischen Autarkie, sowie der Teilsubstitution fossiler Wärmeträger leicht ansteigen, ohne Berücksichtigung der Kosten für notwendige Energiespeicher durch die Volatilität der regenerativen Energiequellen. Dies ergibt sich aus der Substitution des vergleichsweise günstigen AT-Strommix hin zu teureren regenerativen Stromproduktionstechnologien. Die günstigere Wärmebereitstellung durch zentrale regenerative Wärmeproduktionstechnologien, kann die Erhöhung der Energiegestehungskosten in Szenario 3, durch die teurere lokale Stromproduktion nicht aufwiegen.

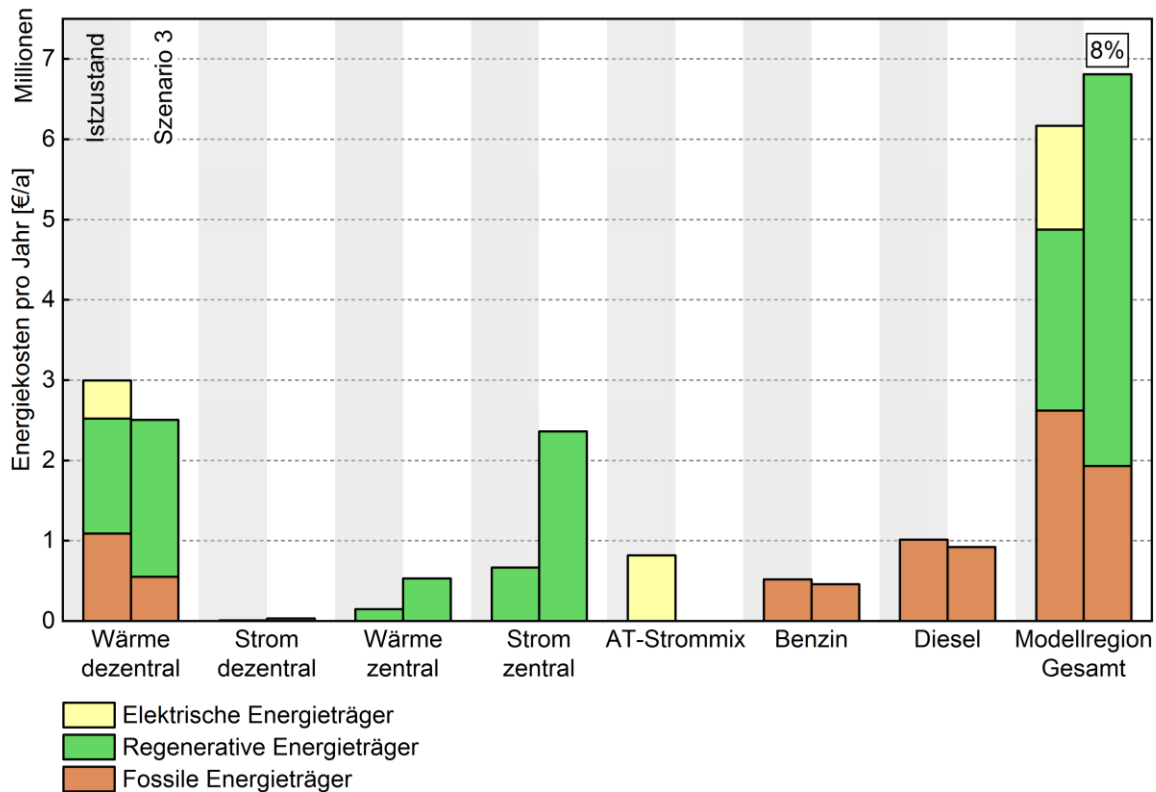


Abbildung 36: Vergleich Energiekosten der Referenzregion - Istzustand mit Szenario 3 "100 % Elektrische Autarkie"

4.4 Vergleich der Szenarien und Vergleich mit der Ist-Situation

Da sich die Szenarien in den festgelegten Annahmen und Rahmenbedingungen stark voneinander unterscheiden, werden an dieser Stelle die Ergebnisse aller Szenarien und des Istzustands der Referenzregion einander gegenübergestellt. Dabei werden der Endenergiebedarf, die CO₂-Emissionen und die Energiekosten gezeigt. Es erfolgt zusätzlich eine Unterteilung in fossile, regenerative und elektrische Energieträger. Unter elektrische Energieträger wird in dieser Unterteilung Strom verstanden, der sich aufgrund zeitlicher Änderung nicht in regenerativ und fossil aufteilen lässt. Dies trifft auf den AT-Strommix zu.

In [Abbildung 37](#) ist der Vergleich des Endenergiebedarfs zu sehen. Der Gesamtbedarf ist aufgrund der nahezu unveränderten Verbrauchssituation (ausgenommen Mobilität) in allen Szenarien sehr ähnlich. Je nach Szenario zeigt sich eine mehr oder weniger stark ausgeprägte Verschiebung zu regenerativen Energieträgern. In Szenario 3 ist

wegen der Randbedingung „Elektrische Autarkie“ der Anteil elektrischer Energieträger auf null, d. h. es findet kein Bezug von AT-Strommix statt.

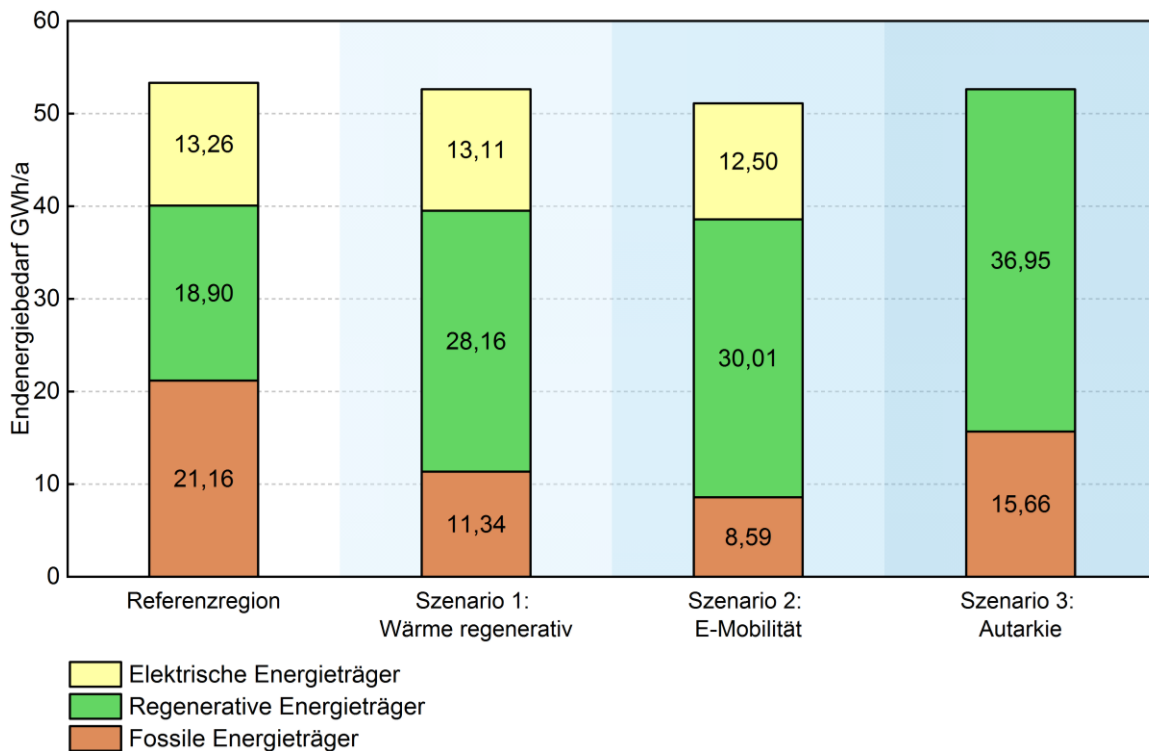


Abbildung 37: Endenergiebedarf der einzelnen Szenarien im Vergleich zur Referenzregion

In [Abbildung 38](#) werden die CO₂-Emissionen der einzelnen Szenarien miteinander verglichen. Dabei ist eine signifikante Reduktion der CO₂-Emissionen für jedes der behandelten Szenarien zu erkennen. Ausschlaggebend dafür ist die Substitution fossiler Treibstoffe durch Strom bei gleichzeitigem Ersatz des AT-Strommix durch lokale erneuerbare Stromproduktion. Durch beide Effekte wird eine deutliche CO₂-Reduktion erzielt. In Szenario 3 ist die Reduktion am höchsten, da der AT-Strommix vollständig durch erneuerbare Energieträger substituiert wird.

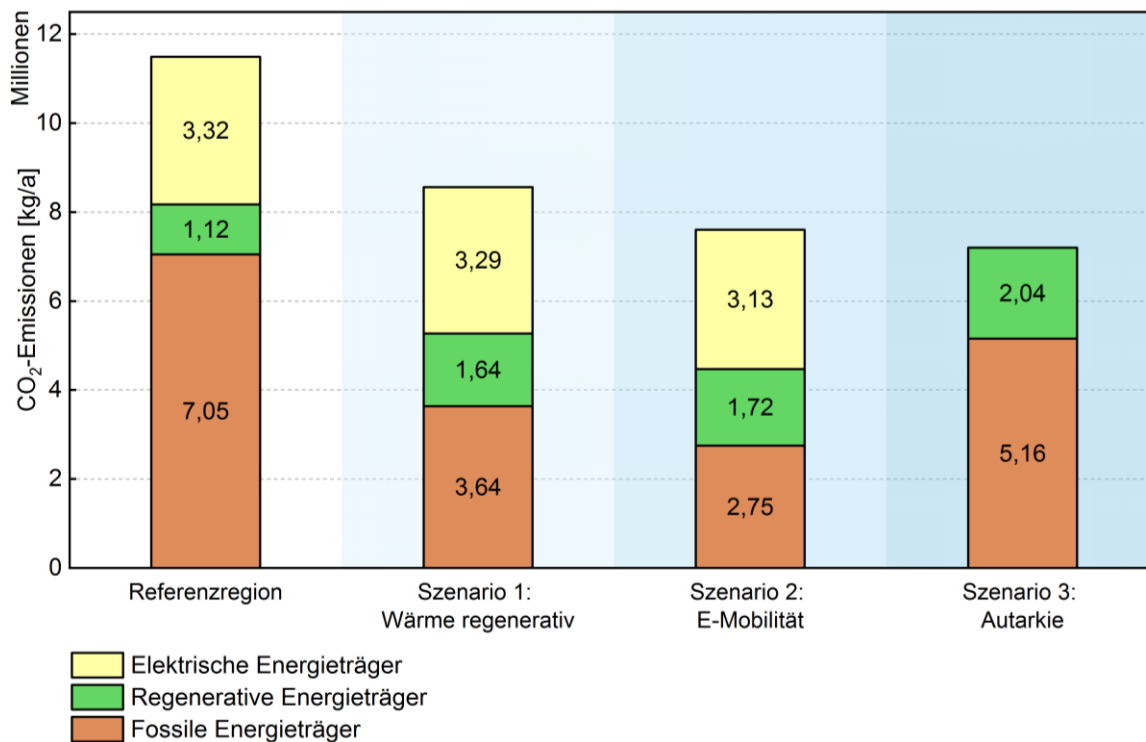


Abbildung 38: CO₂-Emissionen der einzelnen Szenarien im Vergleich zur Referenzregion

Die Energiekosten der Szenarien im Vergleich sind in [Abbildung 39](#) zu finden. Bei Szenario 1 und 2 führen der reduzierte Bedarf an fossilen Energieträgern und ein Umstieg auf günstigere regenerative Energieträger zu einer Kostenreduktion. Einzig bei Szenario 3, in dem der relativ günstige AT-Strommix durch teurere lokale Stromproduktion ersetzt wird, steigen die Energiekosten geringfügig an. Es sei an dieser Stelle nochmals erwähnt, dass keine Kosten für notwendige Energiespeicher in der Kalkulation berücksichtigt sind.

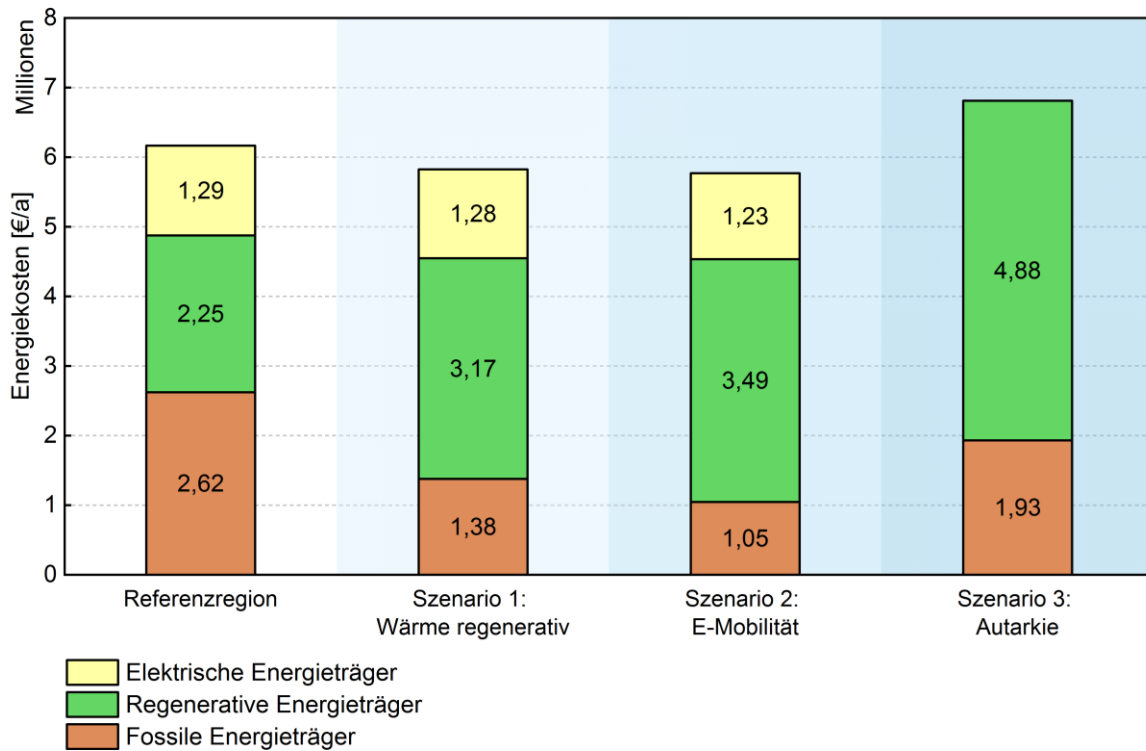


Abbildung 39: Energiekosten der einzelnen Szenarien im Vergleich zur Referenzregion

Die Reduktion der CO₂ Emissionen und der Energiekosten in zwei der drei Szenarien zeigt, in welche Richtung sich die Wärme- und Strombereitstellung entwickeln könnte. Im Rahmen der durchgeführten Studie wurden die Energiebilanzen für ein Jahr aufgestellt. Nicht berücksichtigt sind unterschiedliche Lastgänge von Strom und Wärme aber ebenso von den unterschiedlichen Kraftwerken.

Ein weiterer Schritt wäre, die Referenzregion mit Lastkurven für die einzelnen Module und die einzelnen Energieformen zu modellieren und unterschiedlichen Erzeugerlastkurven gegenüberzustellen. In diesem Fall könnte der Vorteil der BHKW gegenüber volatilen Energieformen besonders zur Geltung kommen. Weiters würde die Implementierung von Lastgängen auch die Notwendigkeit von Energiespeichern aufzeigen, welche ebenfalls in das Berechnungstool „ENECO₂Calc“ implementiert werden könnten.

5 Entwicklungspotentiale von „ENECO₂Calc“

Für die Weiterentwicklung des Berechnungstools „ENECO₂Calc“ zur Berechnung der CO₂-Emissionen und Energiekosten, sowie den Endenergiebedarf einer Modellregion besteht die Möglichkeit die Visualisierung und Bedienung des Tools durch objektorientierte Programmieroberflächen und direkten Verknüpfungen zu Statistik Austria und anderen Quellen zu verbessern. Neben der Verbesserung der Benutzerfreundlichkeit und Automatisierung des Berechnungstools sind einige Erweiterungen, wie die Implementierung weiterer Energie- und Mobilitätstechnologien, die Implementierung von Lastgängen, sowie die Implementierung von Energiespeichern anzudenken.

5.1 Implementierung weiterer Energie- und Mobilitätstechnologien

Weiters besteht die Möglichkeit noch weitere Energietechnologien, wie die Geothermie oder Parabolrinnenkraftwerke in die Betrachtungen zu implementieren. Insbesondere die Biomassevergasung zeigt enormes Potential hinsichtlich der Umwandlung einer Vielzahl von Ressourcen hin zu hochwertigen Produkten [21,22]. Die Umwandlung von Abfällen, wie Restmüll oder Klärschlamm, zu Wasserstoff, synthetischen Erdgas oder Biotreibstoffe stellt eine große Chance dar, fossile Energieträger kostengünstig zu ersetzen (siehe [Abbildung 40](#)). Diese innovativen Technologien könnten ebenso in das Berechnungstool übertragen werden, um deren Potential hinsichtlich CO₂-Emissionseinsparung und Energiekostendarstellung abzuschätzen.



Abbildung 40: Visionen der Vergasungstechnologie [22]

Synthetische Kraftstoffe zeichnen sich durch eine hohe Energiedichte, Stabilität und einen einfachen Umgang aus. Die existierende Infrastruktur kann auf die Verwendung synthetischer Kraftstoffe umgerüstet werden. Der Aufbau marktrelevanter Produktionsketten für synthetische Kraftstoffe wird mehrere Jahrzehnte in Anspruch nehmen. Bei optimistischer Betrachtung ist im Zeitraum 2040 bis 2050 mit Produktionskosten von 0,7 bis 1 €/Liter [67, 68] zu rechnen. Aus der Well-to-Wheel-Betrachtung für synthetische Kraftstoffe aus Strom (e-Fuels) zeigt sich (bei Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom) eine Energieeffizienz von ca. 15% [69]. Diese ist im Vergleich zur Nutzung (von regenerativer elektrischer Energie) bei BEV mit rund 70% vergleichsweise gering, wobei hier die Fahrzeugherstellung (insbesondere Batterieherstellung) nicht berücksichtigt ist [70]. Aufgrund der hohen Energiedichte von synthetischen Kraftstoffen, eignen sich diese als regenerative Energieträger für den Antrieb von Spezial- und Langstrecken Anwendungen, wie der der Luft- oder Schifffahrt (siehe Abbildung 41).

5.2 Implementierung von Lastgängen

Der Lastgang beschreibt die zeitliche Abhängigkeit des Energiebedarfs. Diese Beschreibung bezieht sich auf elektrische aber auch thermische Energie, könnte sich aber auch auf den Bedarf von Treibstoffen beziehen. Im Besonderen beim Übergang auf den elektrischen Fahrzeugantrieb erlangt dieser „Mobilitätslastgang elektrischer Energie“ an Bedeutung. Je nach Energieart ist die Verwendung unterschiedlicher Zeitskalen sinnvoll. Am häufigsten wird der Begriff „Lastgang“ in Bezug auf elektrische Energie verwendet, um z. B. „Netzfahrpläne“ zu erstellen, die nach [73, 74] mit einer Vorlaufzeit von 45 min für ¼-Stundenintervalle dafür sorgen, dass die geforderte elektrische Leistung bereitgestellt werden kann, siehe [Abbildung 43](#).

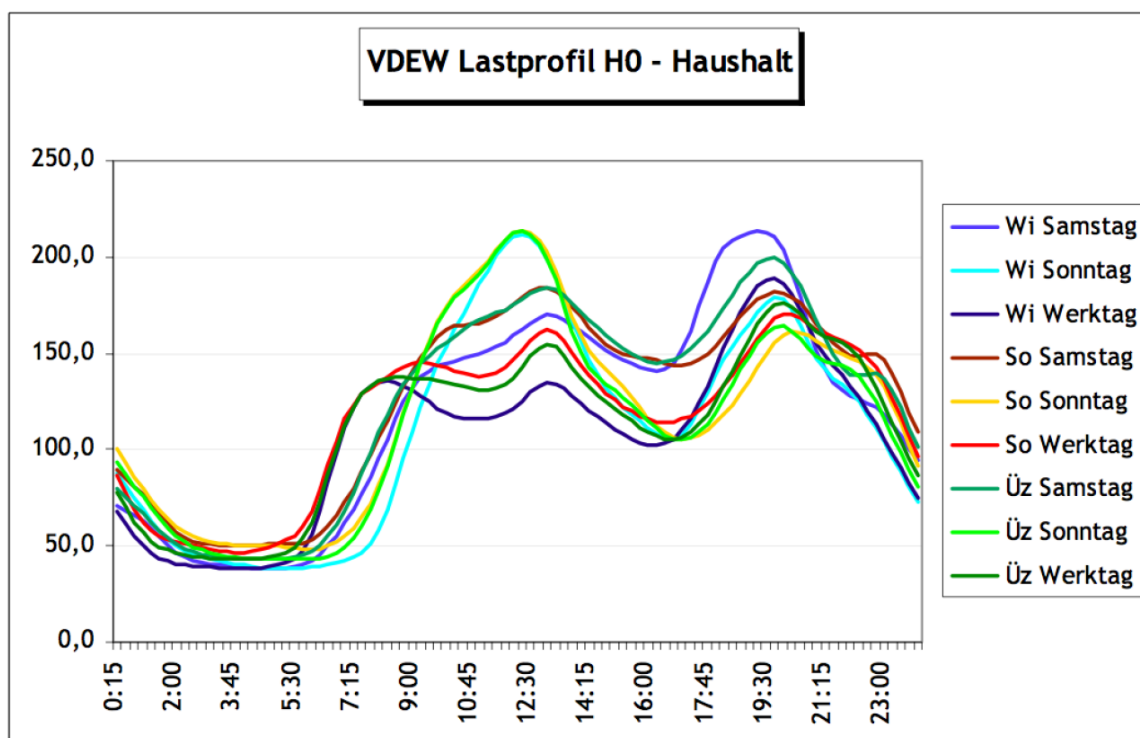


Abbildung 43: VDEW-Lastprofil für einen Haushalt, [75]

Im Besonderen erlangen Lastgänge Bedeutung, wenn es gilt, ein Energiesystem auf erneuerbare Energieträger umzustellen, weil die volatilen, erneuerbaren Energieträger Photovoltaik und Wind tageszeit-, jahreszeit-, und wetterabhängig produzieren. Sowohl für elektrische, wie auch thermische Energie gilt, dass die Volatilität der Erzeuger auf den Lastgang der Verbraucher angepasst werden muss – um einerseits, als wichtigstes Ziel die Versorgung sicherzustellen, andererseits aber auch dafür zu

sorgen, dass Investitionen zur Sicherung der Energieversorgung (Energiespeicher, Spitzenlastversorger) auf das notwendige Mindestmaß reduziert werden können.

Aufgrund der dargestellten Verhältnisse erscheint es sinnvoll, in weiterer Folge den Bedarf an elektrischer und thermischer Energie für die Modellregion in den jeweilig sinnvollen Zeitskalen darzustellen und mittels geeigneter Verteilungsfunktionen (z. B. gleitende Mittelwertbildung) dem realen Verhalten anzunähern. Diese Lastgangfunktionen (thermisch und elektrisch) der Modellregion bilden die Basis für weiterführende Analysen zum optimierten Netzbetrieb, wie Lastabsenkung und Lastverschiebung.

Wird neben dem Lastgang auch der Erzeugergang der volatilen Energieträger berücksichtigt, können aus diesen Informationen zur Dimensionierung und Integration von Energiespeichern in das Energiesystem abgeleitet werden. Dabei liefern die Ableitungsfunktionen der Last- und Erzeugergänge Informationen über die erforderliche Dynamik der Energiespeicher. Maßnahmen der Lastverschiebung und Lastveränderung flexibler Verbraucher (bezüglich Zeit und/oder Leistung) können helfen, die Anforderungen an Energiespeicher hinsichtlich Kapazität und Leistung zu reduzieren.

5.3 Implementierung von Energiespeichern

Wie bei der Erörterung von Lastprofilen dargestellt spielen Energiespeicher in künftigen, durch nachhaltige Energiequellen versorgte Energiesysteme, eine wichtige Rolle. Energiespeicher können, entsprechend [76] in die folgenden Kategorien eingeteilt werden:

- Stromspeicher
- Wärmespeicher
- Gasspeicher
- Rohstoffspeicher
- Kraftstoffspeicher

Interessant ist das aus [76] in Abbildung 44 dargestellte Konzept der Sektorkopplung, mit Hilfe von Energiespeichern. Man erkennt, dass durch den Einsatz von Energiespeichern und Sektorkopplung, die Flexibilität stark erhöht wird.

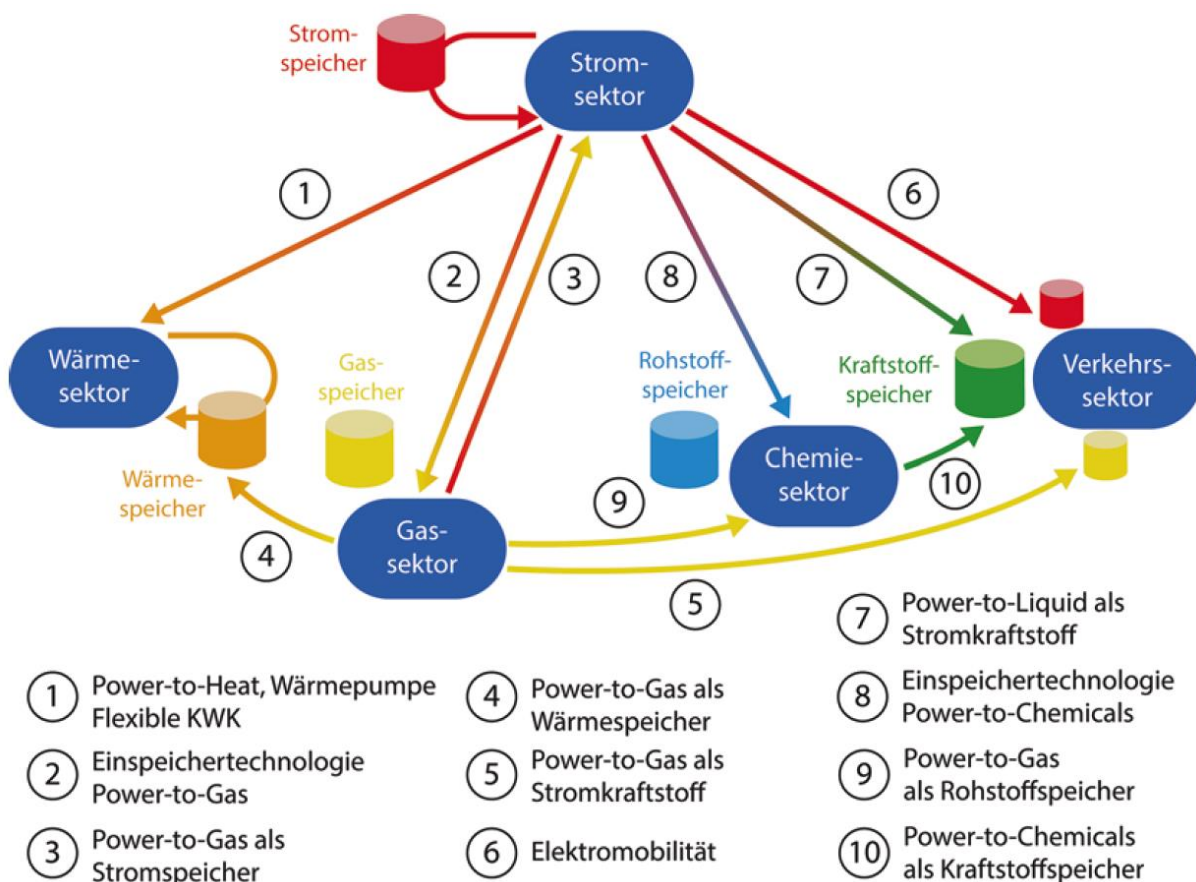


Abbildung 44: Energiespeicher und Möglichkeiten zur Sektorkopplung aus [76]

5.4 Rechtliche Regelwerke

Die rechtliche Situation hat starken Einfluss auf die künftigen Entwicklungen im Bereich des Energiemarktes. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über jene Regelwerke gegeben, welche Auswirkungen auf diesen haben:

An oberster Stelle steht das EU-Gesetz die „Electricity Directive (2009/72/EC) [74]. Darunter reiht sich das österreichische Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 2010 [77]. Dieses nennt mit der Grundsatzbestimmung in §4 die Ziele, welche mit diesem Gesetz erreicht werden sollen, wie z. B. dass die KWK als Mittel zur Energieeinsparung und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nachhaltig zu nutzen ist. Weiters ist durch die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen die Netz- und Versorgungssicherheit zu erhöhen und nachhaltig zu gewährleisten. Auch ist die Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu unterstützen und der Zugang zum Elektrizitätsnetz zu gewährleisten.

Auf Bundesländerebene findet man z. B. das Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz [78].

Eine sehr umfangreiche Darstellung des Elektrizitätsmarktes findet man im „Electricity Market Code: Chapters 1-10.“ in [79]. Informationen zu Clearing and Settlement findet man unter [80].

Einen guten Ausgangspunkt für Informationen bietet das Dokument „The Austrian Electricity Market“ in welchem man Hintergründe und Informationen zu den Grundprinzipien, Aufgaben und deren Verteilung, der Organisation des Elektrizitätsmarktes in Bilanzgruppen sowie Verträgen findet. Des Weiteren werden Marktprozesse, Voraussetzungen f. Produzenten und Händler, Datenaustausch, Metering, zeitliche Planung, Verrechnung und Abwicklung, Regel- und Bilanzenergie, Systemverluste und grenzüberschreitender Handel diskutiert.

6 Zusammenfassung

In der vorliegenden Studie wurde für eine Referenzregion eine ökologische und ökonomische Analyse von Energieversorgung und Mobilität durchgeführt, zudem die Entwicklungspotentiale für das Jahr 2030 anhand von drei Szenarien aufgezeigt.

Die Referenzregion basiert auf den Analysen der Modellregionen St. Margareten im Rosental, Großarl, Moorbach Harbach und Güssing. Die Struktur und Parameter der Gemeinden wurde detailliert analysiert, dazu Energiebereitstellung, Endenergiebedarf und Mobilitätsverhalten mittels energetischer, ökonomischer und ökologischer Analysen in dem auf der TU Wien entwickelten Berechnungstool „ENECO₂Calc“ abgebildet. Die erzielten Ergebnisse sind in sechs definierte Module (Wohngebäude, Landwirtschaft, Tourismus, Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Mobilität) kategorisiert und mit repräsentativen Endenergiebedarfs- (Bedarf an Heizwärme, Warmwasser, und Strom), sowie Mobilitätsparametern (Treibstoffbedarf) belegt. Aus den Resultaten der Module wurden die Referenzregion gebildet. Diese entspricht dem spezifischen Endenergiebedarf sowie Mobilitätsverhalten einer typischen ländlichen Region mit einer Bevölkerungszahl zwischen 500 und 5000 Einwohnern in Österreich. Die Validierung der Ergebnisse liefert gute Übereinstimmungen mit statistischen Daten.

Der Endenergiebedarf der Referenzregion beträgt 53 GWh/a, dabei fällt der energetische Hauptanteil von 24 GWh/a auf den Heizwärmebedarf. Das Modul Wohngebäude fordert den höchsten Endenergiebedarf von 21 GWh/a, mit großem Abstand gefolgt von den Modulen Gewerbe (6 GWh/a) und Landwirtschaft (3 GWh/a). Die Mobilität in der Form von PKW und leichten Nutzfahrzeugen fordert in der Referenzregion einen Endenergiebedarf von 4 GWh/a Benzin- und 9 GWh/a Dieselkraftstoff. E-Mobilität ist in der Referenzregion nicht vertreten. Die prozentuale Energieträgerverteilung von Wärme, Strom und Treibstoff zeigt einen großen fossilen Anteil. Die Wärme wird in der Referenzregion mit 53% aus regenerativen Quellen, vor allem Scheitholz (25%), Biomassekraftwerken (7%) und Pellets (6%) bereitgestellt. Der restliche Anteil wird durch Erd- und Flüssiggase, flüssige Kohlenwasserstoffe (bspw. Heizöl) und elektrischen Strom (AT-Strommix) gedeckt. Der Strombedarf wird

zu 64% in die Modellregion importiert, den verbleibenden Anteil decken großteils Biomassekraftwerke (15%), Wasserkraftwerke (13%) und Biogasanlagen (8%) ab. Aus dem Endenergiebedarf resultieren jährlich 12 Mio. kg CO_{2e}. Dezentrale Wärmeerzeugung und der Verkehrssektor stellen mit jeweils 4 Mio. kg CO_{2e} pro Jahr, die Hauptemittenten, gefolgt vom AT-Strommix (3 Mio. kg CO_{2e}), dar.

Die detaillierte Abbildung der Energieflüsse in die Referenzregion zeigt Potential zur Einsparung fossiler Energieflüsse und CO₂-Emissionen in der Substitution fossiler Kraftstoffe durch E-Mobilität oder synthetischer Kraftstoffe. Weiters liefert die Substitution fossiler dezentraler kalorischer Heizungen sehr großes CO₂-Emissionsreduktionspotential.

Dezentrale kalorische Heizungen können beispielsweise durch Holzgas-Blockheizkraftwerke (BHKW) ersetzt werden. Diese zeichnen sich durch die gekoppelte Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie aus und erreichen folglich einen hohen Gesamtwirkungsgrad, welcher den der zentralen Stromerzeugung mit individuellen Heizanlagen bei weitem übertrifft. Für repräsentative Holzgas-BHKW in der elektrischen Leistungsklasse von 20 bis 50kW liegen die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung bei ca. 50 g CO_{2e}/kWh_{el} und damit niedriger als bei der Stromerzeugung durch Photovoltaik (68 g CO_{2e}/kWh_{el}). Die detaillierte Bilanzierung der BHKW zeigt, dass ca. ein Drittel der CO₂-Emission auf den Transport des Brennstoffs zurückzuführen ist. In dieser Leistungsklasse liegen die Stromgestehungskosten der ausgewählten BHKW je nach Konfiguration zwischen 27 und 42 c/kWh_{el}. Dies scheint im Vergleich mit anderen regenerativen Technologien, wie der Windkraft (7 c/kWh_{el}), Photovoltaik (8 c/kWh_{el}) oder Solarthermie (20 c/kWh_{el}) relativ hoch zu sein. BHKW bieten jedoch durch die konstante Energiebereitstellung die Möglichkeit der Grundversorgung und können somit die noch ungelöste Problematik der fehlenden Stromspeichermöglichkeit umgehen. Eine Möglichkeit einen ökonomischen Betrieb eines BHKW darzustellen, bietet die Kaskadierung. Bei den betrachteten Kaskadierungsvarianten mit einem Wärmepreis von 4-5 ct/kWh_{th} (je nach Leistungsbereich) würde für das BHKW im Leistungsbereich unter 500 kW_{el} ein Ökostromeinspeisetarif von ca. 20 ct/kWh_{el} Strom und im Leistungsbereich über 500 kW_{el} ein Ökostromeinspeisetarif von ca. 15 ct/kWh_{el} Strom nötig sein, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen.

Im Weiteren wurde die Entwicklung der Referenzregion durch drei Szenarien abgedeckt. Die Szenarien entstammen einem Möglichkeitsraum, der durch die Parameter Recht, Staatliche Netzbetreiber, Staatliche Energieversorger, EU, Endenergiebedarf, Energiekosten und Technische Innovationen aufgespannt ist und für das Jahr 2030 ausgewertet wurde.

Das Szenario 1 „100% Wärme regenerativ“ zeigt die Substitution von fossilen Wärmeproduktionstechnologien durch Biogasanlagen, BHKW, Wärmepumpen und Solarthermie. Die Neuzulassungen von Batterieelektrischen Fahrzeuge (BEV) folgen dem aktuellen Trend. Der BEV-Bestand liegt in Szenario 1 im Jahr 2030 bei 11%. Der Gesamtendenergiebedarf kann mit Ausnahme der Kraftstoffe als konstant gelten. Bedingt durch den BEV-Bestand sinkt der Kraftstoffbedarf um 10 %. Durch die Substitution der fossilen Wärmeträger lässt sich eine CO₂-Reduktion von 26% erzielen. Der durch die BHKW bereitgestellte Strom substituier den importierten AT-Strommix und trägt dadurch zur CO₂-Reduktion bei. Für Szenario 1 ergibt sich, zudem aus dem Verzicht der flüssigen Kohlenwasserstoffe (bspw. Heizöl) eine Reduktion der CO₂-Emissionen bei gleichbleibenden Energiekosten.

Das Szenario 2 „100 % BEV Neuzulassungen“ bildet zusätzlich das Potential zur Einsparung fossiler Kraftstoffe ab. Es basiert grundsätzlich auf Szenario 1, jedoch werden strengere Feinstaub Emissionsrichtlinien angenommen, aus welchen sich ein erhöhter BEV-Bestand von insgesamt 32 % und um 50% reduzierte Scheitholz, Pellets und Hackschnitzelheizungen ergeben. Der signifikante BEV-Anteil führt zu einer Reduktion des Treibstoffbedarfs von 32% und ergibt gleichzeitig einen zusätzlichen Strombedarf von 10%. Die CO₂-Emissionen sinken um 34 %. Noch stärker als die Reduktion der Kraftstoffe zeigt sich die Substitution der fossilen durch regenerative Energieträger bei der Wärmeerzeugung in der CO₂-Emissionsbilanz. Die Energiekosten können wiederum gleich gehalten werden.

Szenario 3 „100% elektrische Autarkie“ bildet zusätzlich die ökologischen und ökonomischen Auswirkungen durch die Substitution des AT-Strommix in der Referenzregion durch regionale Stromproduzenten ab. Der Strom wird bilanziell ausschließlich in der Referenzregion bereitgestellt. Dazu sind die Anteile an Photovoltaik, Wasserkraft und BHKW auszubauen. In Szenario 3 erfolgt auch die Reduzierung der fossilen Wärmeträger und deren Substitution durch BHKW und Solarthermie. Der BEV-Bestand entspricht mit 11% dem von Szenario 1. Da der

gesamte AT-Strommix sowie teilweise fossile Energieträger zur Wärmebereitstellung durch regenerative Energieformen ersetzt werden, zeigt sich eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 40%. Die bilanzielle elektrische Autarkie führt zu steigenden Stromkosten und folglich zu einer geringfügigen Zunahme der Energiekosten. Die Notwendigkeit von Energiespeichern aufgrund der Volatilität regenerativer Energiequellen wurde nicht berücksichtigt.

Für die Weiterentwicklung des Berechnungstools „ENECO₂Calc“ zur Berechnung der CO₂-Emissionen und Energiekosten, sowie den Endenergiebedarf einer Modell- bzw. Referenzregion besteht die Möglichkeit die Visualisierung und Bedienung des Tools durch objektorientierte Programmieroberflächen zu verbessern. Weiteres könnten noch weitere Energietechnologien, wie die Geothermie oder Parabolrinnenkraftwerke in die Betrachtungen implementiert werden.

Insbesondere die Biomassevergasung zeigt enormes Potential hinsichtlich der Umwandlung einer Vielzahl von Ressourcen hin zu hochwertigen Produkten. Weitere Potentiale liegen in der Berücksichtigung synthetischer Kraftstoffe und regenerativ bereitgestelltem Wasserstoff sowie Brennstoffzellenfahrzeuge, um das komplette Mobilitätsspektrum abzudecken. Des Weiteren fordert die voranschreitende Substitution fossiler Energieträger durch volatile regenerative Energietechnologien, wie sie in dieser Studie gezeigt wurde, die Berücksichtigung von Lastgängen und die Implementierung von Energiespeichern in der Referenzregion.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Website der Gemeinde St. Margareten im Rosental. "Über die Gemeinde.", 2019. URL <https://www.st-margareten-rosental.gv.at>.
- [2] GIS Kärnten GV. "Kärnten Atlas.". URL <https://gis.ktn.gv.at/atlas/>.
- [3] Website der Gemeinde St. Margareten im Rosental. "Wirtschaft und Gewerbe.", 2019. URL <https://www.st-margareten-rosental.gv.at/wirtschaftundgewerbe.html>.
- [4] Website der Gemeinde Großarl. "Marktgemeinde Großarl.", 2019. URL <https://www.gemeindegrossarl.at/>.
- [5] Statistik Austria. "Ein Blick auf die Gemeinde Großarl.", 2019. URL <https://www.statistik.at/blickgem/G0101/g50411.pdf>.
- [6] Geoinformation Land Salzburg. "SAGISonline.". URL <https://www.salzburg.gv.at/sagisonline>.
- [7] Statistik Austria. "Ein Blick auf die Gemeinde Großarl: Beschäftigte in Arbeitsstätten nach ÖNACE-Abschnitten im Produktion- und Dienstleistungssektor.". URL <https://www.statistik.at/blickgem/G0604/g50411.pdf>.
- [8] Land Niederösterreich, B. E.V. "NÖ Atlas: Karte Moorbad Harbach.", 2019. URL <https://atlas.noel.gv.at/webgisatlas/>.
- [9] Statistik Austria. "Ein Blick auf die Gemeinde Moorbad Harbach: Bevölkerungsentwicklung 1869-2019.", 2019. URL <https://www.statistik.at/blickgem/G0201/g30913.pdf>.
- [10] Statistik Austria. "Ein Blick auf die Gemeinde Moorbad Harbach: Fläche und Flächennutzung.". URL <https://www.statistik.at/blickgem/G0101/g30913.pdf>.
- [11] Koch, R. "Energieautarker Bezirk Güssing: Berichte aus Energie- und Umweltforschung 82." (2006).
- [12] Geodaten Burgenland. "Karte der Gemeinde Güssing.", 2019. URL <https://gis.bgld.gv.at/>.

- [13] Statistik Austria. "Güssing: Blick auf die Gemeinde: Fläche und Flächennutzung.", 2019. URL <https://www.statistik.at/blickgem/G0101/g10405.pdf>.
- [14] Website der Stadtgemeinde Güssing. "Güssing: Meine Stadt: Fernwärme Güssing.", 2019. URL <https://www.guessing.co.at/index.php/fernwaerme>.
- [15] Website der Stadtgemeinde Güssing. "Biomassekraftwerk Güssing.", 2019. URL <https://www.guessing.co.at/index.php/biomassekraftwerk-guessing>.
- [16] Wirtschaftskammer Österreich. "Firmen A-Z, Industrie, Güssing.", 2019. URL <https://firmen.wko.at/>.
- [17] Wirtschaftskammer Österreich. "Firmen A-Z, Gewerbe und Handwerk, Güssing.", 2019. URL <https://firmen.wko.at/>.
- [18] TU Wien. *ENECO2Calc: Energy Economy Ecology Calculation*. TU Wien (2019).
- [19] Statistik Austria. "Blick auf die Gemeinde.", 2019. URL <https://www.statistik.at/>.
- [20] Kaltschmitt, Martin, Themelis, Nickolas J., Bronicki, Lucien Y., Söder, Lennart, and Vega, Luis A. *Renewable Energy Systems*. Springer New York, New York, NY (2013).
- [21] Schmid, Johannes Christian, Benedikt, Florian, Fuchs, Josef, Mauerhofer, Anna Magdalena, Müller, Stefan, and Hofbauer, Hermann. "Syngas for biorefineries from thermochemical gasification of lignocellulosic fuels and residues—5 years' experience with an advanced dual fluidized bed gasifier design." *Biomass Conversion and Biorefinery* Vol. 44 (2019): p. 5073. DOI 10.1007/s13399-019-00486-2.
- [22] Hofbauer, H., Müller, S., Ed., 2018. *Thermochemical conversion of biomass residues to green fuels, electricity and heat*.
- [23] Glock Ökoenergie. "Glock Ökoenergie: Brochure." (2019).
- [24] Bundesministerin für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft: Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018 – ÖSET-VO 2018
- [25] Hofbauer, Hermann. "Brennstoff und Energietechnologie: Kapitel 5, Bewertung von Energiebereitstellungssystemen." Vorlesungsskriptum.

- [26] Sommerwerk, T. "Windkraftanlagen.". URL http://energie-strom.com/erneuerbare_energien/windkraft/windkraftanlagen.html.
- [27] Dr. Rüdiger Paschotta. "RP-Energie-Lexikon: Wasserkraftwerk.". URL <https://www.energie-lexikon.info/wasserkraftwerk.html>.
- [28] Effenberger, Helmut. *Dampferzeugung*. Springer, Berlin, Heidelberg (2000).
- [29] Böhmer, Siegmund and Gössl, Michael. *Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen*. Umweltbundesamt, Wien (2009).
- [30] APG. "Netzverluste.", 2019. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzverluste>.
- [31] Hudler, H. "Netzverlustuntersuchung im Verteilnetz einer österreichischen Stadtgemeinde." Masterarbeit. TU Graz, Graz.
- [32] Mehlhorn, K., Bestimmung der elektrischen Verluste im Netz eines städtischen Netzbetreibers. *EW*.
- [33] Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, A-T., and Schlegl, T. "Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien."
- [34] Kost, C. et al. "Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien." (2018).
- [35] J. Neubarth (2016): Innsbruck. "Wirtschaftliche Herausforderungen für den Ausbauder Wasserkraft in Österreich - Energiewirtschaftlicher Rahmen, Wirtschaftlichkeitsbewertung und Förderung in Österreich.", Studie im Auftrag von WWF Österreich, Innsbruck (2016).
- [36] Fallmann, K. et al. "Subventionen und Kosten für Energie - Kommentare zum ECOFYS-Bericht 2015.". UBA, Wien (2015).
- [37] Kranzl, L., R. Haas. "Strategien zur optimalen Erschließung der Biomassepotenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an Treibhausgasemissionen." (2009).
- [38] Burghardt, A. "Was kostet eigentlich meine Heizung?", 2013. URL www.energy-leaks.de/zahlen-fakten-wieviel-was-kostet-eigentlich-meine-heizung/.
- [39] Alberici, S. et al. "Subsidies and costs of Euenergy." (2014).
- [40] Vogel, A., Kaltschmitt, M., Bolhar-Nordenkampf, M. & Hofbauer, H. "Analyse und Evaluierung der thermo-chemischen Vergasung von Biomasse: Teil 1 –

Technologische und verfahrenstechnische Untersuchungen.”,chriftenreihe
Nachwachsende Rohstoffe 29.

- [41] VGB Powertech. “Levelised Cost of Electricity, VGB-B-031,.”, 2016. URL <https://www.vgb.org/lcoe2015.html?dfid=74042>.
- [42] LL Products and Services e.U. “Onlineshop für feste Brennstoffe für den Privatgebrauch;.”.
- [43] Gammel Engineering. “Heizwert - Brennwert.”. URL <https://www.gammel.de/de/lexikon/heizwert---brennwert/4838>.
- [44] Energieinstitut Vorarlberg. “Energiepreise im Vergleich.”. URL <https://www.energieinstitut.at/buerger/haustechnik-energieversorgung/energiepreise-im-vergleich/>.
- [45] Energie-Experten. “Ratgeber "Flüssiggas": Eigenschaften, Umrechnung, Heizwerte & Preise.”. URL <https://www.energie-experten.org/heizung/gasheizung/fluessiggas.html>.
- [46] e-control. “Preisentwicklungen Erdgas und Strom.”. URL <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>.
- [47] Energieberatung Land Steiermark, Infozentrale Energie und Wohnbau: “Energieträgerinformation 2019 - Wohnung.”. URL [Energieträgerinformation 2019 - Wohnung](#).
- [48] Pro Pellets Austria. “Aktuelle Pelletpreise, Preisentwicklungen und Vergleiche.”. URL <https://www.propellets.at/aktuelle-pelletpreise>.
- [49] Schmidl, C. “Bioenergielösungen im Neubau: Broschüre Erneuerbare Wärme.”. OBMV (2013).
- [50] Müller, A., Halmdienst, C., Heimrath, R. *ZUM MÖGLICHEN BEITRAG NETZGEKOPPELTER SOLARTHERMIE IN ÖSTERREICH*, TU Graz (2016).
- [51] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. “Hackschnitzelheizungen - Marktübersicht.”. Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. URL Bioenergie.de.

- [52] IINAS GmbH – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien. “Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS).: Version 4.94.”, IINAS (2018).
- [53] Umweltbundsamt Deutschland. “Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016 (23/2017).”, Dessau-Roßlau (Oktober 2017).
- [54] Umweltbundesamt Österreich. “Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger.”, 2017. URL <http://www.umweltbundesamt.at/>.
- [55] Schwarzböck, T. “Bestimmung der fossilen Kohlendioxidemissionen aus Österreichischen Müllverbrennungsanlagen (BEFKÖM).”. TU Wien, Wien (2015).
- [56] Mauch, W. et. al. “Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen.” *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* Vol. 55 No. 9 (2010).
- [57] OMV. “Raffinerie Schwechat.” (2014).
- [58] Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort. “Austrian Heatmap.”, 2019. URL <http://www.austrian-heatmap.gv.at/karte/>.
- [59] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus. “Energie in Österreich 2018.”, 2018.
- [60] e-control. “Statistikbrochüre 2018: Unsere Energie in Zahlen betrachtet.” (2018).
- [61] Umweltbundesamt Österreich. “Verkehr beeinflusst das Klima: Hauptverursacher bei den klimarelevanten Gasen.”, 2017. URL https://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/verkehr/auswirkungen_verkehr/verk_treibhausgase/.
- [62] European Energy Exchange AG. “European Emission Allowances.”. URL <https://www.eex.com/de/>.
- [63] Michael, A. “Elgg Dorf, Wikipedia.”. URL https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Elgg_Dorf.jpg.

- [64] Bruckmüller, T., Tober, W., and Fasthuber, D. "Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Bedarf, Kosten und Auswirkungen auf die Energieversorgung in Österreich bis 2030." TU Wien, Wien (2019).
- [65] Cozzarini, C. "Cozzarini, C.: Berechnung limitierter und nichtlimitierter PKW- und NFZ-Emissionen in Deutschland - Szenarien und Prognosen, Wien: Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Kraftfahrzeugbau, 1998, Dissertation." Dissertation. TU Wien, Wien.
- [66] IFA, T. Wien. "Emissionsprognose-Tool PROVEM." TU Wien, Wien (2018).
- [67] Gruber, Hannes, Groß, Peter, Rauch, Reinhard, Reichhold, Alexander, Zweiler, Richard, Aichernig, Christian, Müller, Stefan, Ataimisch, Nabeel, and Hofbauer, Hermann. "Fischer-Tropsch products from biomass-derived syngas and renewable hydrogen." *Biomass Conversion and Biorefinery* Vol. 48 (2019): p. 22. DOI 10.1007/s13399-019-00459-5.
- [68] Zweiler, Richard. "Untersuchung des Lastwechselverhaltens eines Slurryreaktors zur Einkopplung von H₂ und Produktion von FT-Diesel." Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Techn. Biowissenschaften (2019).
- [69] Warnecke, W. and Adolf, J. "The road to sustainable fuels for zero emission mobility." Wien (2018).
- [70] Österreichischer Verein für Kraftfahrzeugtechnik. "Der Weg zu nachhaltigen Kraftstoffen für emissionsneutrale Mobilität." (2018).
- [71] Toyota, Hyundai, Daimler. "Spektrum der emissionsneutralen Antriebskonzepte." URL <http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/06/Hydrogen-Council-Vision-Document.pdf>.
- [72] ADAC. "Erdgas-Pkw mit bester Treibhausgas-Bilanz." URL <https://presse.adac.de/meldungen/adac-ev/verkehr/erdgas-pkw-mit-bester-treibhausgas-bilanz.html>.
- [73] Schwab, Adolf J. *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, ÄfÄbertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg (2015).

- [74] Amt für Veröffentlichungen. “Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.”.
- [75] Karner, T. “Synthetische Haushaltslastprofile: Bachelorarbeit.”. TU Wien.
- [76] Sterner, M., Stadler, I. *Energiespeicher, Bedarf - Technologien -Integration*. Springer Berlin Heidelberg (2017).
- [77] *Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und – organisationsgesetz 2010 –EIWOG 2010)*.
- [78] *Gesetz vom 16. Dezember 2011, über die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Elektrizität sowie die Organisation der Elektrizitätswirtschaft in Kärnten (Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2011 -K-EIWOG)StF: LGBl Nr 10/2012: K-EIWOG*.
- [79] e-control. “Electricity Market Code.”, 2019. URL https://www.e-control.at/en/recht/marktregeln/sonstige-marktregeln-strom#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_10318A20066_.
- [80] APCS. “APCS Clearing and Settlement.”. URL <https://www.apcs.at/de>.