

# InfraTrans2040

—

## Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich

### Methodikdokument

Ausschreibung	7. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/10/2021
Projektende	14/07/2023
Projektnehmer (Institution)	Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation / TU Graz (IEE) Lehrstuhl für Energieverbundtechnik / Montanuniversität Leoben (EVT) Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO)
Ansprechpartner	Udo Bachhiesl
Postadresse	Inffeldgasse 18
Telefon	0316 / 873 - 7903
Fax	0316 / 873 - 7910
E-mail	<a href="mailto:bachhiesl@tugraz.at">bachhiesl@tugraz.at</a>
Website	<a href="https://iee.tugraz.at">https://iee.tugraz.at</a>

# InfraTrans2040

Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in  
Österreich

**AutorInnen:**

Udo Bachhiesl, Sonja Wogrin, Robert Gaugl, Alexander Konrad  
*Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation / TU Graz (IEE)*

Thomas Kienberger, Peter Nagovnak, Stefan Wallner, Lisa Kühberger, Thomas Vouk,  
Roberta Cvetkovska  
*Lehrstuhl für Energieverbundtechnik / Montanuniversität Leoben (EVT)*

Claudia Kettner-Marx, Mark Sommer, Gerhard Streicher, Eva Wretschitsch, Susanne Markytan  
*Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO)*

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	3
1 Aufgabenstellung und Schwerpunkte des Projekts .....	4
1.1 Verwendete Modelle .....	5
1.1.1 LEGO .....	5
1.1.2 HyFlow .....	5
1.1.3 ASCANIO .....	5
2 Methodik .....	7
2.1 Szenarien der Energienachfrage .....	7
2.1.1 Szenario Import/Export .....	8
2.1.2 Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung .....	9
2.1.3 Szenario Sektorkopplung .....	10
2.2 Erneuerbare Aufbringung in den Szenarien .....	11
2.3 Regionalisierung und Dynamisierung von Aufbringung und Verbrauch .....	13
2.3.1 Regionalisierung von Aufbringung und Nachfrage .....	13
2.3.2 Zeitprofile von Aufbringung und Nachfrage .....	16
2.4 Technische Modellierung der integrierten Planung .....	17
2.4.1 Modellierung im Stromsektor .....	18
2.4.2 Modellierung im Gassektor .....	23
2.4.3 Modellierung im Wärmesektor .....	25
2.4.4 Szenarienspezifische und sektorübergreifende Lösung der Bottlenecks .....	25
2.5 Techno-ökonomische, ökologische und volkswirtschaftliche Bewertung .....	26
3 Literaturverzeichnis .....	29
4 Anhang – regionalisierte Energiemengen .....	33
4.1 Szenario Import/Export .....	34
4.2 Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung .....	37
5 Kontaktdaten .....	40

# 1 Aufgabenstellung und Schwerpunkte des Projekts

Generelles Ziel des Projekts InfraTrans2040 ist die umfassende qualitative und quantitative Erarbeitung und Bewertung von drei Ausbauszenarien für die Energieinfrastruktur in den Bereichen Strom, Gas und Wärme, um bis zum Jahr 2040 ein nachhaltiges, klimaneutrales Wirtschafts- und Energiesystem in Österreich zu ermöglichen und damit die Erstellung des österreichischen integrierten Netzinfrastukturplans (ÖNIP) bestmöglich zu unterstützen. Dazu ist ein Szenarien-Ansatz mit entsprechender modellbasierter Untersuchung eine zielführende Vorgangsweise.

Im vorliegenden innovativen Projektansatz werden drei für den jeweiligen Untersuchungszweck spezialisierte und bewährte Modelle (LEGO, HyFlow, ASCANIO) gekoppelt. Das abgestimmte interdisziplinäre Projektkonsortium bringt umfassende Expertise und eine Reihe relevanter Vorergebnisse für die Durchführung des Projekts ein. Durch die intensive Einbindung einer breiten Gruppe von Stakeholdern in fünf spezialisierten Workshops, wird sichergestellt, dass Vorstellungen und Expertise der Stakeholder in das Projekt einfließen können und ihre Anforderungen entsprechend berücksichtigt werden.

Im Hinblick auf die Herausforderungen der Energieinfrastruktur der Zukunft werden im Projekt drei Szenarien erarbeitet, welche als Schwerpunkt Import/Export-Orientierung, Effizienzoptimierung bzw. Sektorkopplung aufweisen. Die Szenarien werden auf die Zielhorizonte 2030 und 2040 ausgerichtet und in zeitlicher Abfolge – zunächst Modellierung des Jahres 2030, darauffolgend 2040 – bearbeitet. Bei der Ausgestaltung der Szenarien werden außerdem neue Strukturen und Technologien – insbesondere im Hinblick auf die angestrebte Klimaneutralität 2040 – berücksichtigt.

Die Ergebnisse des Projekts stellen somit eine solide Entscheidungsgrundlage für die Erstellung des österreichischen integrierten Netzinfrastukturplans (ÖNIP) dar.

Auf Basis der Szenarien werden als **erstes Kernziel konkrete technische Ausbaupläne** für die notwendigen Energieinfrastrukturen im Strom-, Gas- und Wärmebereich bis 2030 sowie 2040 erarbeitet. Dafür werden zunächst zeitlich und räumlich aufgelöste Residuallasten ermittelt, die sich aus der Gegenüberstellung von Energieerzeugung und -verbrauch ergeben. Auf deren Basis finden Lastflussrechnungen statt, um kritische Stellen (Bottlenecks) in den Energieinfrastrukturen zu identifizieren. Im Strombereich wird aufgrund der intensiven internationalen Verflechtung Österreichs in der kontinentaleuropäischen Energiewirtschaft auch das entsprechende relevante europäische Umfeld in die Berechnungen miteinbezogen. Für den Gasbereich wird szenarienabhängig untersucht, welcher Anteil des zukünftig benötigten erneuerbaren Gasbedarfs (CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub>) anhand welcher Technologie und an welchen Standorten in Österreich bereitgestellt werden kann, welche Infrastrukturen (Netze und Speicher) dafür nötig sind bzw. welche Importe vorgesehen werden müssen. Die vorhandene Wärmeverteilungsinfrastruktur wird als Lösungsmöglichkeit für die Aufnahme negativer Residuallasten aus dem Stromnetz ebenfalls mitbetrachtet.

Für die anschließende Erstellung von **szenarienbasierten Transformationspfaden (zweites Kernziel)** werden im Rahmen eines Multikriterienansatzes techno-ökonomische, ökologische und makroökonomische Bewertungen der Ausbaupläne durchgeführt. Diese Vorgangsweise zeigt

Interdependenzen der untersuchten Kriterien auf und ermöglicht eine klare Gegenüberstellung bzw. systematische Vergleichbarkeit der Szenarien. Die Transformationspfade dienen als Grundlage für Entscheidungsträger und Stakeholder.

**Drittes Kernziel des Projekts ist die Darstellung der Ergebnisse in GIS-basierten Landkarten** zur Visualisierung von Energiebedarf und -angebot erneuerbarer Potentiale, sowie der Energieinfrastruktur. Damit kann das an sich komplexe und unübersichtliche Netzwerk unterschiedlicher Energieträger klar und einfach veranschaulicht werden.

## 1.1 Verwendete Modelle

Im Folgenden werden die in der Bearbeitung der Projektaufgabenstellung herangezogenen Berechnungsmodelle vorgestellt.

### 1.1.1 LEGO

LEGO ist ein gemischt, ganzzahliges, quadratisch beschränktes Optimierungsproblem um verschiedene Aspekte des Energie- und Elektrizitätssektors untersuchen zu können (Wogrin *et al.*, 2022a). Das am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz entwickelte open-source Modell ist durch seinen modularen Aufbau flexibel einsetzbar; vom kurzfristigen Kraftwerkseinsatz bis zur langfristigen Planung des Erzeugungs- und Übertragungsausbaus. LEGO bietet die Möglichkeit, Simulationen sowohl mit chronologischen Zeitreihen als auch mit repräsentativen Tagen durchzuführen und so auch für große Modelle einen optimalen Kompromiss zwischen Genauigkeit und Rechenkapazitäten zu ermöglichen.

### 1.1.2 HyFlow

Das am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben entwickelte Simulations- und Betriebsoptimierungstool für Multi-Energie-Systeme „HyFlow“ ermöglicht die energieträgerübergreifende Lösung der komplexen Herausforderungen der zukünftigen Energieinfrastruktur. In HyFlow sind die leitungsgebundenen Energieträger Strom, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub> und Wärme implementiert. Neben den implementierten Lastflussmodellen ermöglicht das Modell die Interaktion der Strom-, Gas- und Wärmenetze durch den Einsatz von Hybridelementen eine sachgerechte Beurteilung von Zukunftsszenarien – nicht nur für die Infrastruktur eines Energieträgers, sondern für das gesamte Energiesystem (Böckl *et al.*, 2019).

### 1.1.3 ASCANIO

Das Modell ASCANIO des österreichischen Wirtschaftsforschungsinstituts WIFO bildet die Verflechtungen zwischen den Wirtschaftssektoren auf der Ebene der österreichischen Bundesländer (Kratena and Streicher, 2017; Kratena *et al.*, 2017). Die grundlegende Strukturinformation beruht dabei auf der österreichischen Input-Output-Tabelle des Jahres 2019, die um wirtschaftstheoretisch fundierte Verhaltensgleichungen ergänzt wurde, die den privaten Konsum (in Abhängigkeit von Einkommen und Preisen), die Faktornachfrage nach Arbeit, Kapital und Vorleistungen sowie die Preisbildung beschreiben. Die wesentlichen Variablen, die ASCANIO modelliert, sind Wertschöpfung und Beschäftigung nach

Sektoren und Bundesländern. Diese können auch getrennt nach den genannten Wirkungsstufen (direkt, indirekt und induziert) abgeschätzt werden.

## 2 Methodik

Das folgende Kapitel bildet die zugrundeliegende Vorgangsweise im Projekt sowie die berücksichtigten Netzebenen ab. Die Ermittlung der Infrastrukturszenarien folgt dem unten aufgelisteten Schema 1-5.

1. Erarbeitung von Jahres-Energiemengen (Kapitel 2.1)
2. Regionalisierung der ermittelten Energiemengen je Wirtschaftssektor (Kapitel 2.3)
3. Zeitliche Auflösung im Stundenintervall (Kapitel 2.3)
4. Implementierung in den Modellen (LEGO, HyFlow) (Kapitel 2.4)
5. Technoökonomische, ökologische und volkswirtschaftliche Bewertung der Szenarienergebnisse (Kapitel 2.5)

In den Abschnitten 2.1 bis 2.5 wird in der Folge im Detail auf diese Teilschritte eingegangen.

### 2.1 Szenarien der Energienachfrage

Um die Bandbreite möglicher Entwicklungen der Energienachfrage in Österreich abbilden zu können, werden drei Szenarien erarbeitet. Während zwei dieser Szenarien in enger Anlehnung an bereits verfügbare Szenarienstudien erarbeitet wurden, stellt ein Optimierer-basiertes drittes Szenario den absolut minimal notwendigen Bruttoinlandsverbrauch Österreichs bis 2040 dar. Die gewählte Szenarienbandbreite dient dem Zweck, eine infrastrukturelle Validierung bereits bestehender High-Level Szenarien für Österreichs Energiesystem durchführen zu können und andererseits die Notwendigkeiten der Energieinfrastruktur in einem hocheffizienten System gegenüberstellen zu können. Die verwendeten Szenarien werden in der Folge zunächst qualitativ beschrieben. Abbildung 1 stellt die verwendete Bilanzgrenze der Verbrauchssektoren (produzierende Industrie, Haushalte, Dienstleistungen, Verkehr) dar. Neben den Endverbrauchsanwendungen gemäß Nutzenergieanalyse der Statistik Austria (Statistik Austria, 2020c) wird auch jener Energiebedarf in den energieintensiven produzierenden Industrien berücksichtigt, der durch industrielle Umwandlungsprozesse ausgelöst wird. Auf Seiten der leitungsgebundenen Energieträger beinhaltet dies insbesondere den Gasbedarf der Primärstahlproduktion und der chemischen Industrie bzw. den Einsatz in industriell geführten KWK-Anlagen.

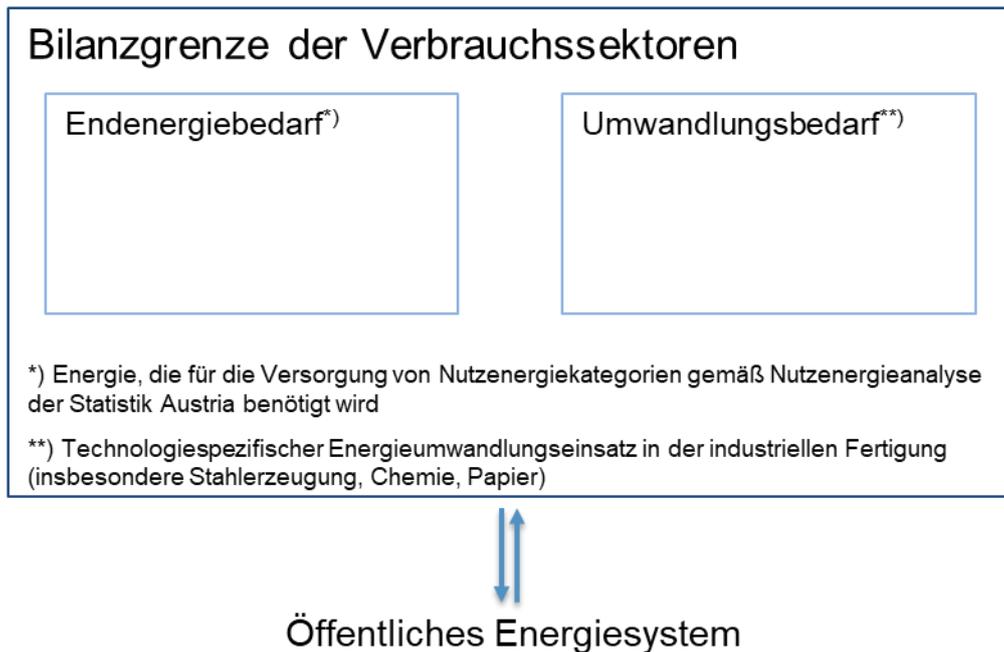


Abbildung 1: Zugrundeliegende Bilanzgrenze der wirtschaftlichen Verbrauchssektoren produzierende Industrie, Haushalte, Dienstleistungen und Verkehr

### 2.1.1 Szenario Import/Export

Die Energienachfrage in diesem Szenario folgt dem Szenario WAM2019 des Österreichischen Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt, 2020b). Damit kann aufgezeigt werden, welche Energieinfrastruktur für die Versorgung des aktuell zu erwartenden Transitionspfades in Österreich notwendig ist. Abbildung 2 stellt den im Szenario Import/Export modellierten Strom- und Gasbedarf je Sektor für 2030 und 2040 dar.

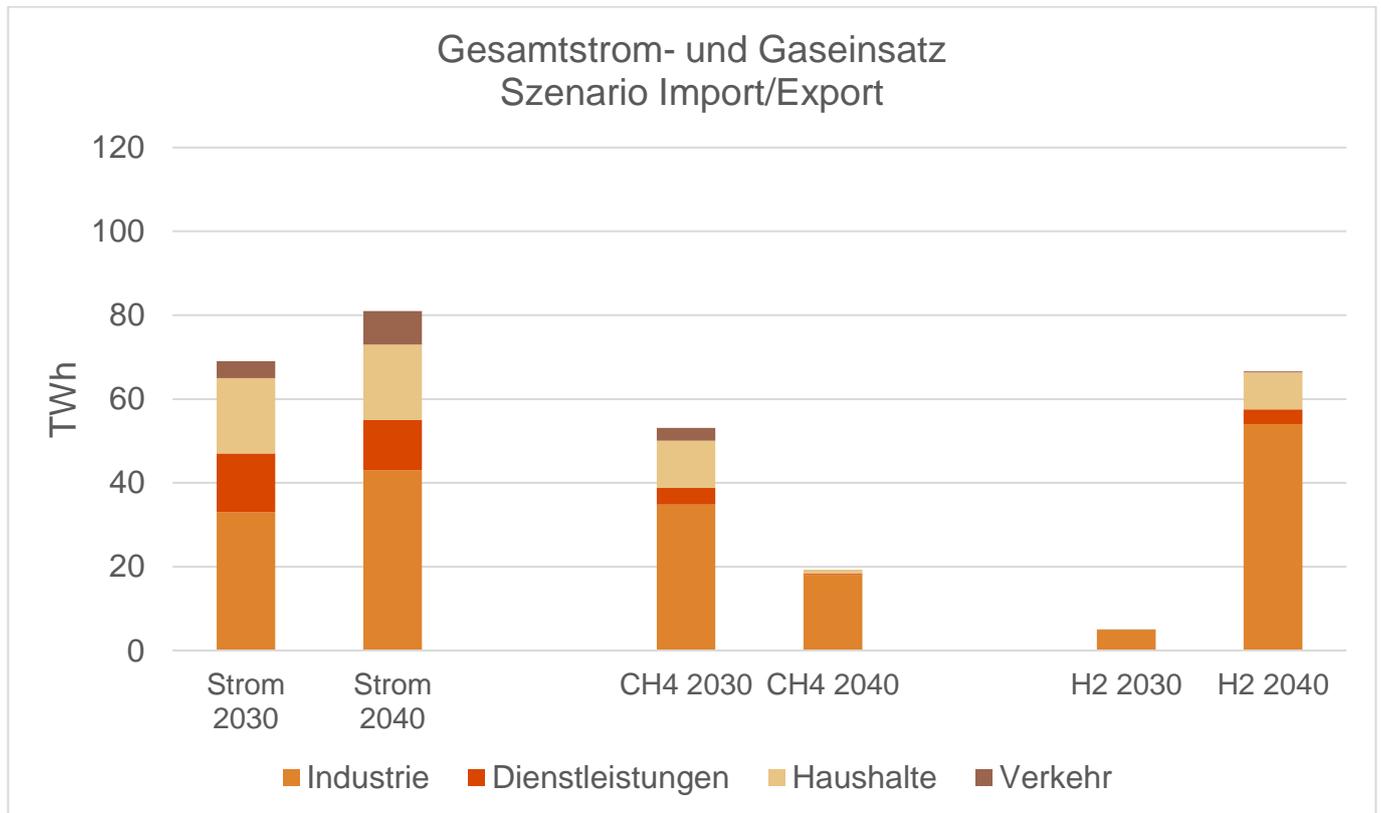


Abbildung 2: Gesamtstrom- und Gaseinsatz im Szenario Import/Export nach Sektor in den Betrachtungsjahren 2030 und 2040

### 2.1.2 Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung

Das Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung (EEff) modelliert die Jahresenergienachfrage nach der Kurzstudie für das Energieeffizienzgesetz des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt, 2021). Dieses sieht eine ambitionierte Effizienzsteigerung auf Seiten der Verbraucher vor. In der Primärstahlerzeugung wird ab dem Jahr 2040 eine Direktreduktionsroute mit Wasserstoff und Elektrolichtbogenöfen modelliert. In allen übrigen Sektoren mit prozessbedingten Emissionen sind ähnliche Prozessveränderungen nicht vorgesehen. Abbildung 3 stellt den im Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung modellierten Strom- und Gasbedarf je Sektor für 2030 und 2040 dar.

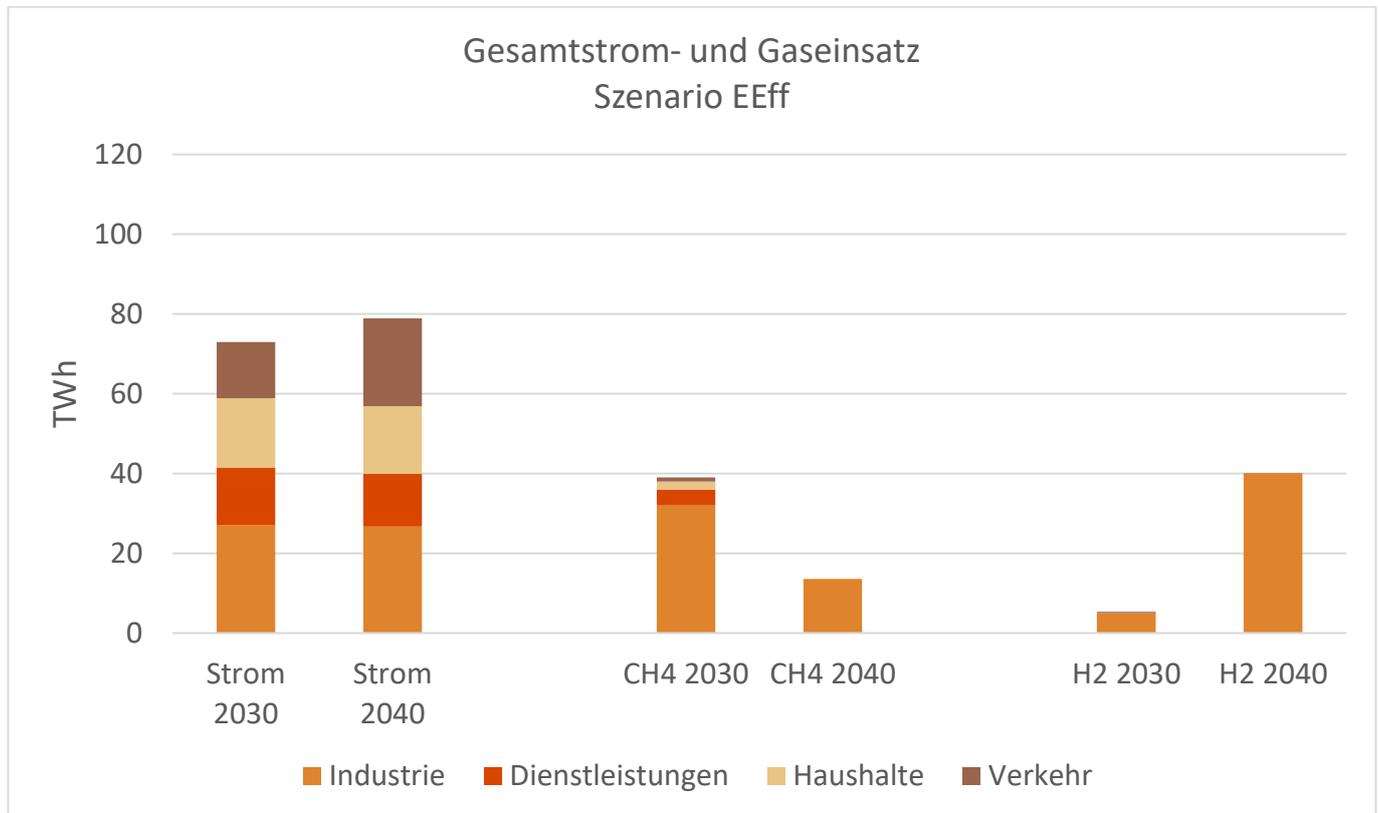


Abbildung 3: Gesamtstrom- und Gaseinsatz im Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung nach Sektor in den Betrachtungsjahren 2030 und 2040

### 2.1.3 Szenario Sektorkopplung

Das Energiemengengerüst im Szenario Sektorkopplung leitet sich durch eine exergiebasierte Analyse<sup>1</sup> der in Österreich nachgefragten Energieanwendungen aus dem Szenario WAM2019 ab (Umweltbundesamt, 2020b). Damit bildet diese Herangehensweise lediglich eine konservative Einschätzung zu Suffizienzmaßnahmen in der Bevölkerung ab. Mithilfe der Nutzenergieanalyse des Jahres 2019 werden den im WAM ermittelten Energieträgern je Sektor die nachgefragten Nutzenergiekategorien zugeordnet und mit mittleren Technologieeffizienzen zunächst auf Nutzenergien umgerechnet. In einem weiteren Schritt werden diese Nutzenergien mithilfe von auf Temperaturniveau bzw. Art der Nutzenergie (thermisch vs. mechanisch oder elektrisch) ermittelten Exergiefaktoren auf Nutzexergien umgerechnet.

Darüber hinaus wurden für die industriellen Verbraucher Energiebedarfe für die Primärstahlerzeugung mittels Direktreduktion und Elektrolichtbogenofen, die Erzeugung von Methanol, Ammoniak, Harnstoff und Olefinen in der chemischen Industrie und für die CO<sub>2</sub>-Sequestration im Sektor Steine und Erden, Glas berücksichtigt. Mittels linearer Optimierung die den Ausführungen nach (Sejkora *et al.*, 2022) entspricht, wird ein Szenario ermittelt, in dem der Primärenergiebedarf Österreichs über das gesamte Jahr gerechnet den Minimalwert erreicht. In diesem Szenario fließen neben den Energiemengen aus Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und Biomasse insbesondere auch Potentiale der industriellen Abwärme in die

<sup>1</sup> Exergie ist ein Maß für die Menge an Arbeit, die aus einem thermodynamischen System gewonnen werden kann.  
Seite 10 von 40

Berechnungen ein. Abbildung 4 stellt den im Szenario Sektorkopplung modellierten Strom- und Gasbedarf je Wirtschaftssektor für 2030 und 2040 dar.

In der parallel zu dieser Studie durchgeführten Studie TransformIndustry werden die Ergebnisse dieses Szenarios auf Ebene der industriellen Subsektoren tiefergehend analysiert (AIT Austrian Institute of Technology; Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben; Energieinstitut an der JKU Linz; AEA Österreichische Energieagentur, 2021).

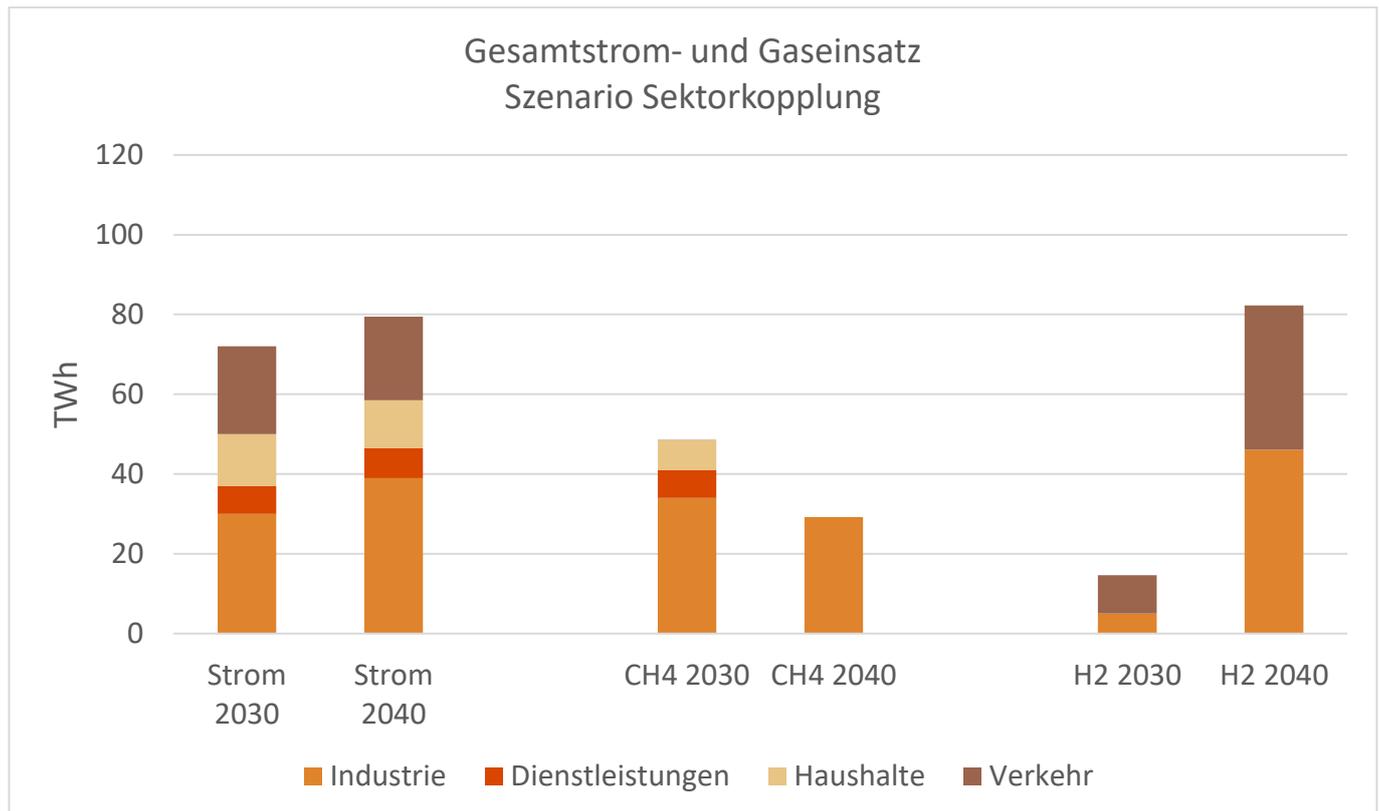


Abbildung 4: Gesamtstrom- und Gaseinsatz im Szenario Sektorkopplung nach Sektor in den Betrachtungsjahren 2030 und 2040

## 2.2 Erneuerbare Aufbringung in den Szenarien

Der Ausbau erneuerbarer Energiequellen erfolgt entsprechend den im EAG festgesetzten Ausbauzielen bis 2030 (BGBl. I Nr. 150/2021, 2021). Auf Seiten der erneuerbaren Energieaufbringung durch Wasser- und Windkraft sowie Photovoltaik werden die verfügbaren Energiemengen für 2030 aufbauend auf den Erzeugungsmengen von 2018 gemäß EAG ausgebaut. Für 2040 wird die Entwicklung zwischen 2018 und 2030 linear extrapoliert. Die sich ergebenden Energiemengen erneuerbarer Stromerzeugung sind in Abbildung 5 dargestellt.

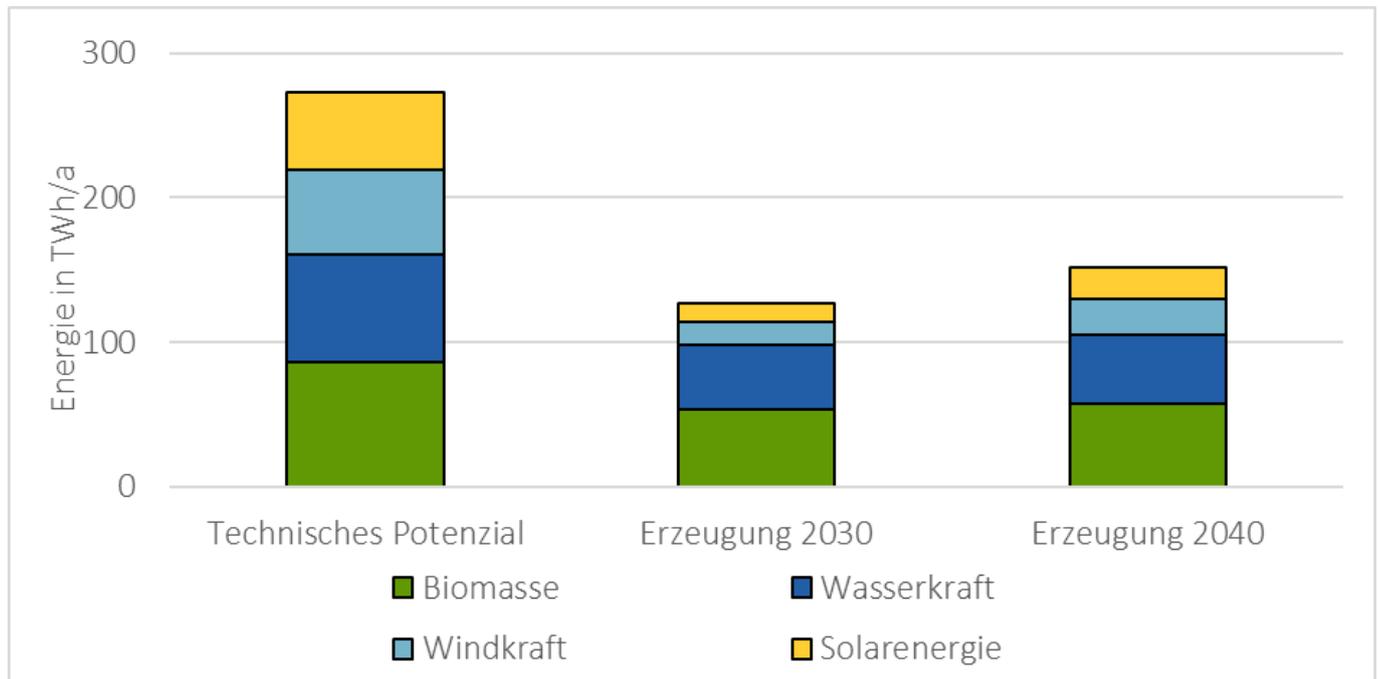


Abbildung 5: Ausbau erneuerbarer Energiequellen (Biomasse, Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft) 2030 bzw. 2040

Fernwärme wird grundsätzlich nachfragegetrieben anhand der Narrative der oben beschriebenen Nachfrageszenarien ausgebaut. Für den Ausbau von Biomasse und Biogasverstromung, wo auch Wärme anfällt, wird bei der Regionalisierung der Fokus auf die Stromerzeugung bzw. die Ressourcenverfügbarkeit gelegt. Für biogene Energieerzeugung werden in den Szenarien Import/Export und Nachfrage-Effizienzoptimierung drei Wege betrachtet; Strom aus Biogas, CH<sub>4</sub> aus anaerober Vergärung, sowie Strom und Wärme aus Biomasse.

- Strom aus Biogas: Aus Biogasanlagen werden 0,5 TWh elektrische Energie erzeugt (2030 und 2040 selbe Höhe).
- CH<sub>4</sub> aus anaerober Vergärung: Im Jahr 2030 wird eine Bio-CH<sub>4</sub>-Erzeugung von 3,5 TWh angenommen; im Jahr 2040 6,5 TWh.
- Strom und Wärme aus Biomasse: Im Jahr 2030 werden 5,5 TWh, im Jahr 2040 6,5 TWh Stromerzeugung aus fester Biomasse angenommen.

Im Szenario Sektorkopplung steht darüber hinaus die Energiemenge der derzeit energetisch verwendeten festen Biomasse im Rahmen der Optimierung zur Verfügung. Neben einem geringen Anteil, der energetisch in Form von holzartiger Biomasse direkt verwendet wird, wird der größte Anteil der Energie unter Berücksichtigung der Zielfunktion „Minimierung des inländischen Primärenergieverbrauchs“ nach Vergasung zur Deckung von Hochtemperaturwärmebedarfen in der Industrie herangezogen (vgl. Sejkora et al. (2022)).

## 2.3 Regionalisierung und Dynamisierung von Aufbringung und Verbrauch

Für die Untersuchung der österreichischen Energieinfrastruktur ist eine detaillierte regionale sowie zeitliche Auflösung der zuvor erhobenen Energiemengen – sowohl auf Seiten der Energieerzeugung als auch auf Seiten des Energieverbrauchs – unerlässlich. Da einige der angenommenen Zeitreihen in Verbindung mit dem Heizbedarf von Gebäuden örtlich unterschiedlich sind, wird zunächst in 2.3.1 auf die Regionalisierung eingegangen bevor in 2.3.2 die zeitliche Auflösung mittels Erzeugungs- und Lastprofilen erklärt wird.

### 2.3.1 Regionalisierung von Aufbringung und Nachfrage

Die Regionalisierung von erneuerbarer Energieaufbringung und Energieverbrauch (Strom, Gas, Wärme) wird spezifisch nach Energieträger und -quelle bzw. Wirtschaftssektor durchgeführt.

#### 2.3.1.1 Regionalisierung der erneuerbaren Aufbringung

Für den Ausbau erneuerbarer Energiequellen wurde getrennt nach Aufbringungsart vorgegangen.

- Photovoltaik

Die Regionalisierung der Stromerzeugung aus Photovoltaik erfolgt unter Berücksichtigung der in Sejkora et al. (2020) ermittelten technischen Potentiale. Die oben beschriebenen Zielmengen der Stromerzeugung aus Photovoltaik werden darauf basierend proportional zum Anteil des USW-Bezirks am österreichweiten Gesamtpotential verortet.

- Windkraft

Im Bereich der Stromerzeugung aus Windkraft wurden zunächst die bereits installierten Windenergiekapazitäten laut IG Windkraft (2022) und den Gesamtenergiebilanzen der Bundesländer (Statistik Austria, 2022a) verortet. Die Verortung der für die EAG-Ziele noch zusätzlich zu installierenden Windkapazitäten wird der für Photovoltaik beschriebene Ansatz mithilfe der technischen Potentiale nach Gaugl et al. (2021) wiederholt.

- Wasserkraft

Für die Wasserkraft wird zwischen großen Kraftwerken (>10MW) und Kleinwasserkraft unterschieden. Großwasserkraftwerke werden standortscharf nach Österreichs Energie (2022) verortet. Für bestehende Kleinwasserkraftwerke liefert Kleinwasserkraft Österreich (2021) Gesamterzeugungszahlen für Österreich. Diese wurden der Methodik nach Greiml et al. (2022) folgend anhand der Potentialdaten aus Pöyry (2018) verortet. Die gemäß EAG zusätzlich auszubauenden 5 TWh werden basierend auf dem von Pöyry identifizierten technisch-wirtschaftlichen Restpotential berücksichtigt.

- Biomasse

Die Regionalisierung der biogenen Energieerzeugung folgt den drei oben beschriebenen Wegen der energetischen Biomassenutzung. Strom aus Biogas wird in USW-Bezirken erzeugt, in denen auch heute schon Biogasstromerzeugung stattfindet. Biomethan-Erzeugung aus anaerober Vergärung wird neben aktuell bestehenden Biogas-Kraftwerksstandorten auch in USW-Bezirken mit besonders hohen Potentialen ausgebaut. Biomasseeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung folgt ebenfalls diesem kombinierten Ansatz bestehend aus Bestandsanlagen und technischen Potentialen.

### 2.3.1.2 Regionalisierung des Verbrauchs

Auf Seiten der Verbraucher erfolgt die Aufteilung der oben ermittelten Energiemengen auf die Umspannwerkbezirke im Anschluss basierend auf den wirtschaftlichen Sektoren produzierende Industrie, Haushalte, Dienstleistungen und Verkehr. Für den Bedarf an Wasserstoff wird die Entwicklung der notwendigen Infrastruktur mit dem technischen Bedarf an Wasserstoff bzw. klimaneutralen Gasen kombiniert. Im Jahr 2030 fokussiert sich der mengenmäßig noch geringe Anteil an H<sub>2</sub>-Bedarf auf einige wenige industrielle Zentren (Leoben, Wien, Linz) bzw. die Regionen, durch die dafür notwendigen Leitungen führen. Wie in Abschnitt 2.4.2 dargestellt, orientiert sich der dafür notwendige Leitungsbau an der bis dahin erwartbaren Erzeugung sowie bestehenden Infrastrukturprojekten der übergeordneten internationalen Netzebene. Für das Jahr 2040 unterscheiden sich die Szenarien in ihren Annahmen bezüglich der international verfügbaren Gasarten (CH<sub>4</sub> oder H<sub>2</sub>), was zusätzlichen Einfluss auf den Bedarf an Leitungsumwidmung bzw. Neubau und damit die Verfügbarkeit von Gasinfrastruktur hat.

- Produzierende Industrie

Für die Regionalisierung der Industrie in den Szenarien Import/Export und Nachfrage-Energieeffizienz wird auf eine Kombination aus Bottom-up- und Top-down-Methodik zurückgegriffen. Um die größten Energiebedarfe möglichst genau verorten zu können, wurden insgesamt 89 Unternehmen der energieintensiven Industrie über deren Unternehmens- bzw. Umweltberichte im Status quo verortet. Für 2030 bzw. 2040 orientiert sich die Entwicklung des Energieverbrauchs an den Zahlen der UBA-Szenarien. Die verbliebenen Energiemengen je Sektor wurden anhand der sektorspezifischen wirtschaftlichen Entwicklung der Regionen und der Anzahl der Beschäftigten aufgeteilt. Zu diesem Zweck wurden der wirtschaftliche Beitrag sowie die Anzahl der Beschäftigten der bereits bottom-up verorteten Unternehmen zuvor zum Abzug gebracht.

Im Szenario Sektorkopplung erfolgt zunächst eine Bottom-up-Zuteilung von Carbon Capture-Anlagen im Sektor Steine und Erden, Glas, und in der Primärstahlerzeugung, sowie der wesentlichen chemischen Prozesse mit nicht-energetischem Bedarf auf Basis der erhobenen Unternehmensinformationen. Die verbleibenden Energiemengen je Sektor werden zunächst anhand der sektorspezifischen Nutzenergiebedarfe auf die Bundesländer, und in weiterer Folge auf Basis des aus dem Szenario EEff abgeleiteten sektorspezifischen Gesamtenergieverbrauchs je Umspannwerkbezirk aufgeteilt.

- Haushalte

Im Sektor Haushalte wird die Nachfrage nach den Energieträgern Öl, Gas, Kohle, Fernwärme, Biomasse, sonstige Erneuerbare und Strom ausgehend von den regionalen Energiebilanzen für die einzelnen Bundesländer (Statistik Austria, 2020c) auf Basis der Anzahl der Hauptwohnsitze auf einzelne Bezirke

heruntergebrochen. Für Elektrizität erfolgt die Regionalisierung auf Basis der Bevölkerung in den jeweiligen Bezirken. Die zukünftige Entwicklung der Energiebedarfe in den Szenarien Import/Export und Nachfrage-Energieeffizienz wird mit Hilfe der Bevölkerungs- und Haushaltsprognose gemäß der österreichischen Raumordnungskonferenz (Österreichische Raumordnungskonferenz, 2017, 2018) fortgeschrieben. Im Szenario Sektorkopplung wird analog zu den Ausführungen im Sektor Industrie vorgegangen.

- **Dienstleistungen**

Im Sektor Dienstleistungen wird auf die Spezifika der darin zusammengefassten Branchen auf ÖNACE Abteilungsebene (2-Steller) mithilfe der physischen Energieflussrechnung der Statistik Austria (Statistik Austria, 2022c) eingegangen und innerhalb dieser Branchen mithilfe der Nutzenergieanalyse (Statistik Austria, 2020c) der Energiebedarf pro Bundesland ermittelt. Im Anschluss wird der spezifische Energiebedarf je Abteilungsebene über die Leistungs- und Strukturhebung (Statistik Austria, 2022b) nach Arbeitsplätzen auf die USW-Bezirke hochgerechnet. Auch hier wird im Szenario Sektorkopplung analog zu den Ausführungen im Sektor Industrie vorgegangen.

- **Verkehr**

Im Sektor Verkehr dienen die Zahlen des aktuellen Zulassungsregisters als Basis für die Regionalisierung nach PKW, leichten Nutzfahrzeugen, schweren Nutzfahrzeugen bzw. Verdichterstationen. Der Energieverbrauch der PKW wird zuerst für das Jahr 2020 mit Hilfe von KFZ Bestandsdaten (Statistik Austria, 2020b), Fahrleistungen der privaten PKW (Statistik Austria, 2019) und dem Energieverbrauch pro Bundesland pro Treibstoff (Statistik Austria, 2020c) auf Zulassungsbezirke regionalisiert. Die Hochskalierung auf die Jahre 2030 und 2040 erfolgt mit dem berechneten Motorisierungsgrad, und der Bevölkerungsprognose der österreichischen Raumordnungskonferenz (2018).

Bei Lastkraftwägen wird zwischen Leicht- und Schwernutzfahrzeugen (LNF bzw. SNF) unterschieden. Der Energieverbrauch von LNF und regional betriebener SNF für 2020 (Statistik Austria, 2020c) wird mittels KFZ Bestandsdaten (Statistik Austria, 2020b), durchschnittlichem Verbrauch je LKW-Typ (Umweltbundesamt, 2020a) und Inlandskilometer-Fahrleistung (Statistik Austria, 2020a) für die Zulassungsbezirke berechnet. Der mit den gleichen Datensätzen ermittelte Energieverbrauch für den Fernverkehr von SNF wird nur auf Bezirke mit Autobahnen nach Autobahnkilometern regionalisiert. Die Hochskalierung auf die UBA-Szenarien für 2030 und 2040 wird anhand des prozentuellen Energieverbrauchs je LKW-Kategorie und Treibstoffart durchgeführt.

Für den Energieverbrauch von Verdichtern, die für den Gastransport in Rohrfernleitungen eingesetzt werden, wird die Nutzenergieanalyse von 2020 (Statistik Austria, 2020c) je Bundesland als Basis verwendet. Dieser wird auf die Bezirke mit Verdichterstationen (siehe Kapitel 2.4.2) anhand der jeweils installierten Leistungen aufgeteilt. Der sich daraus ergebende prozentuale Bezirksschlüssel wird dann für die Verteilung des Verbrauchs der UBA-Szenarien für 2030 und 2040 verwendet.

Anschließend werden die resultierenden Energiemengen von Zulassungsbezirken auf die benötigten Umspannwerkbezirke mittels Flächenverschneidung aufgeteilt. Im Szenario Sektorkopplung erfolgt die Regionalisierung wiederum analog zu den Ausführungen im Sektor Industrie auf Basis der regionalisierten Energiemengen des Szenarios EEff.

## **2.3.2 Zeitprofile von Aufbringung und Nachfrage**

Der Herangehensweise aus Kapitel 2.3.1 folgend, wird auch bei der an die Regionalisierung angeschlossene Dynamisierung zur Erlangung der für die Infrastrukturbetrachtung notwendigen Zeitprofile eine nach Energieträger und -quelle bzw. Wirtschaftssektor angepasste Vorgangsweise gewählt.

### **2.3.2.1 Zeitliche Auflösung von Aufbringung**

Die zeitliche Auflösung von PV und Wind folgt den aus Pfenninger und Staffell (2019) abgeleiteten Faktoren für den Standort der einzelnen Umspannwerke der USW-Bezirke für 2019. Für Wasserkraft wird nach Greiml et al. (2022) ein Erzeugungsprofil aus bekannten Fließparametern erstellt. Wo dies nicht möglich ist, wird derselben Publikation folgend auf ein Standarderzeugungsprofil für Wasserkraft in Österreich zurückgegriffen. Biomasse und Biogasanlagen laufen im Dauerbetrieb mit 8760 Volllaststunden. Im Szenario Sektorkopplung kann auf die örtliche Unterscheidung der Erzeugungsprofile im Optimierungsschritt für die Ermittlung der Nachfragezeitreihen keine Rücksicht genommen werden. Es wird daher auf mittlere Erzeugungsprofile je Energiequelle zurückgegriffen (Sejkora et al., 2022). Bei der darauffolgenden Infrastrukturbetrachtung werden die regional unterschiedlichen Profile auf Ebene der USW-Bezirke verwendet.

### **2.3.2.2 Zeitliche Auflösung der Verbraucher**

Um die für die Betrachtung der Energieinfrastruktur so wichtige zeitliche Auflösung und damit die bereitzustellenden Leistungen je Zeitschritt und Umspannwerkbezirk ermitteln zu können, werden den Verbrauchern synthetische Lastprofile zugeordnet. Diese werden in den Szenarien Import/Export und EEff wie folgt ermittelt und – analog zur Szenarienerstellung – nach Wirtschaftssektor angewandt:

- **Produzierende Industrie**

Für die Berechnung der zeitlichen Komponente des Energiebedarfs wird in der Industrie auf die Besonderheiten der 13 industriellen Subsektoren eingegangen. Zu diesem Zweck wird ein am EVT vorhandener synthetischer Lastprofilgenerator benutzt, welcher die Erstellung von branchenspezifischen Lastprofilen je Energieträger erlaubt (vgl. dazu Binderbauer, Kienberger und Staubmann (2022)). Mit dessen Hilfe kann neben sektorspezifischen Standardprofilen auch auf standortspezifische Besonderheiten, wie beispielsweise Drehrohröfen, Elektrolichtbogenöfen, und betriebseigene KWK-Anlagen in der energieintensiven Industrie, eingegangen werden.

- **Haushalte und Dienstleistungen**

Im Sektor Haushalte sowie im Bereich der Dienstleistungen werden im Strombereich Standardlastprofile (H0, G0) nach APCS Power Clearing and Settlement AG (2021) verwendet. Jener Strombedarf, der in den Szenarien für Wärmepumpen hinterlegt ist, wird getrennt durch ein Wärmelastprofil mittels der SiGLinDe Funktion nach BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2018) in Kombination mit ortsaufgelösten Temperaturdaten (ZAMG Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, 2020) dargestellt. Diese Funktion wird auch für die Lastprofile im Bereich Gas und Fernwärme in diesen Sektoren verwendet.

- **Verkehr**

Im Sektor Verkehr, welcher im Bereich der leitungsgebundenen Energieträger insbesondere auf elektrische Energie zurückgreift, werden unter anderem im Projekt FlyGrid erarbeitete Profile für PKW, SNF und LNF zur Anwendung für die Ladeprofile gebracht (Vopava, Thormann and Kienberger, 2017; Vopava, Bergmann and Kienberger, 2020). Im Bereich der gasbetriebenen Fahrzeuge wird von einem zentralen Tankstellensystem ausgegangen, welches unter Verwendung von Pufferspeichern eine Dauerlast für das Netz darstellt. Ein Dauerlastprofil wird ebenfalls für das Profil des Energieverbrauchs der Verdichterstationen (sowohl elektrisch als auch gasbetrieben) angewandt.

Das Szenario Sektorkopplung wird unter Zuhilfenahme einer zeitlich aufgelösten Optimierungsumgebung erarbeitet und bezieht aus diesem Grund notwendige Verbrauchs- und Erzeugungsprofile schon in die Szenarienmodellierung mit ein. Die Zeitprofile der zu deckenden Energiedienstleistungen werden nach Sejkora et al. (2022) parametrisiert. Neben bereits darin etablierten Bedarfsprofilen im Bereich Verkehr, werden aus den oben abgeleiteten synthetischen Lastprofilen sektorspezifische Profile erarbeitet, die die vorherrschende Bedarfsstruktur in den industriellen Subsektoren abbilden.

## 2.4 Technische Modellierung der integrierten Planung

Abbildung 6 stellt die angewandte Methodik der integrierten Planung als Prozessschaubild dar. Durch die zunehmende Elektrifizierung und aufgrund der physikalisch limitierten Speicherfähigkeit elektrischer Energie und der im Vergleich zum Gassektor limitierten Transportkapazität stellt der Stromsektor das für die Anpassung an das Energiesystem der Zukunft kritischste System dar. Aus diesem Grund bildet die Erarbeitung von Lösungen für die Herausforderungen im Stromsektor die Basis für die Formulierung des vorliegenden Plans. Um Engpässe für das Gesamtsystem effizient vermeiden zu können, werden

sektorübergreifende hybride Elemente wie beispielsweise Elektrolyseure oder große Power-to-Heat Anlagen untersucht, die die Kapazität anderer Energieträgersysteme zur Entlastung des Stromsystems nutzen können.

Das österreichische Stromsystem wird in die kontinentaleuropäische Elektrizitätswirtschaft eingebettet. Dies ermöglicht die für Österreich als Stromtransitland wichtige Berücksichtigung von Import- und Exportströmen. Diese stündlichen Import-/Exportzeitreihen bilden die Basis für eine darauffolgende detaillierte Kraftwerkseinsatzplanung aller steuerbaren Kraftwerke in Österreich auf Basis des Merit Order Prinzips. Die sich daraus und aus der zeitlichen und räumlichen Auflösung von Aufbringung und Verbrauch ergebenden Lastflüsse resultieren in der Identifikation von Bottlenecks der Energieinfrastruktur. Mithilfe des hybriden Lastflusssimulationsmodells HyFlow werden im Projekt (sektorübergreifende) und flexibel betreibbare Lösungsmöglichkeiten wie beispielsweise Elektrolyseure oder Batterien erarbeitet. Die integrierten Entwicklungspläne für das österreichische Energiesystem entstehen durch das Ergänzen der erarbeiteten flexiblen und gegebenenfalls sektorkoppelnden Elemente mittels gezieltem Leitungsausbau.

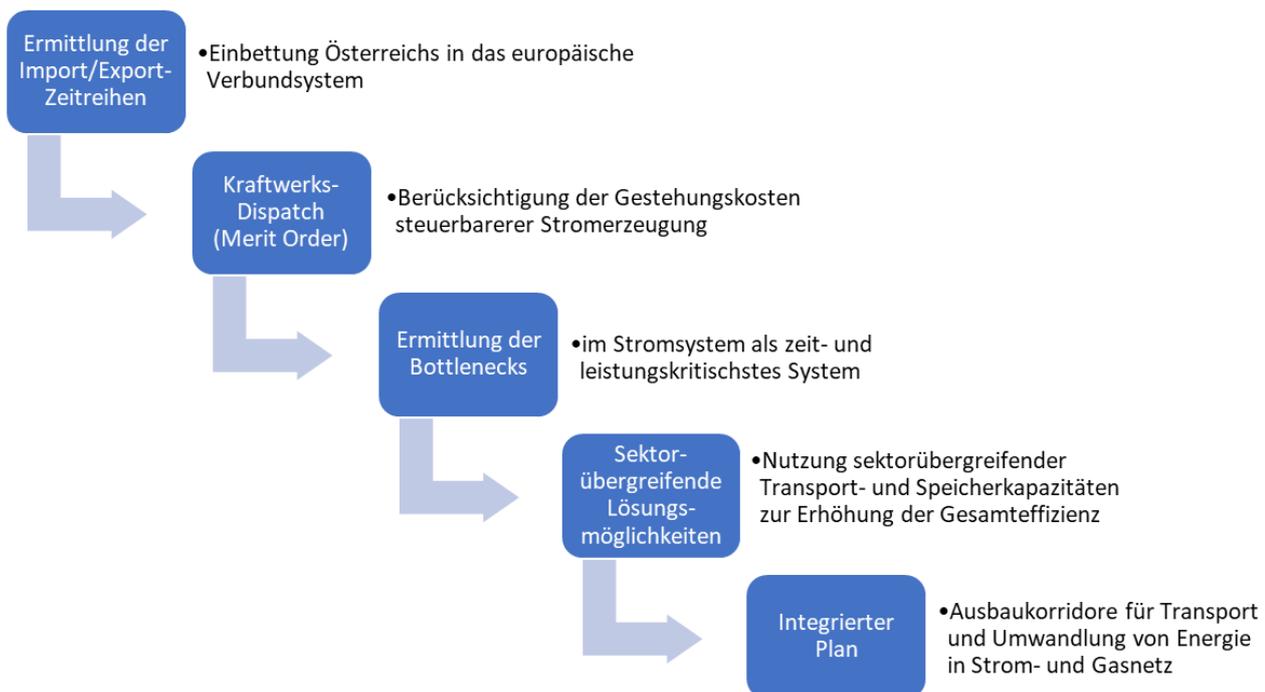


Abbildung 6: Methodik der integrierten Infrastrukturplanung

Im Folgenden wird die Modellierung von Strom- (2.4.1), Gas- (2.4.2) und Wärmesektor (2.4.3) im Detail diskutiert.

### 2.4.1 Modellierung im Stromsektor

Im Sektor Strom erfolgt die Modellierung auf Basis der erwähnten Umspannwerkbezirke. Im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung aus Photovoltaik, Windkraft und Wasserkraft wird auf die anhand des technischen Potentials verorteten Energiemengen zurückgegriffen. Abbildung 7 stellt die regionalisierten

Stromerzeugungsmengen aus erneuerbaren Energiequellen für 2030 und 2040 dar. Die erneuerbare Stromerzeugung aus Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken unter Berücksichtigung des natürlichen Zuflusses wird aufgrund deren Flexibilität, welche im Rahmen des Kraftwerks-Dispatchs eingesetzt wird, hier nicht dargestellt. Während der Ausbau der Photovoltaik flächendeckend über ganz Österreich in allen USW-Bezirken angenommen wird, wird die Erzeugung aus Wind- und Wasserkraft stärker durch die regionalen Gegebenheiten hinsichtlich zur Verfügung stehender Potentiale beeinflusst. Während Wasserkraft – und hier insbesondere die Donaukraftwerke – weiterhin als wichtiger Baustein in der erneuerbaren Erzeugung agiert, werden insbesondere die Windkraftpotentiale in den östlichen Bundesländern Niederösterreich und Burgenland ausgebaut. In der Betrachtung des Ausbaustands erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung 2040 (unten) ändert sich das Bild im Wesentlichen lediglich in Bezug auf die Höhe der Balken.

Die sich je Szenario ergebende Verteilung der Stromnachfrage für 2030 und 2040 nach Wirtschaftssektor (Industrie, Dienstleistungen, Haushalte, Verkehr) ist den Abbildungen im Anhang zu entnehmen. Darin ist über alle Szenarien hinweg zu erkennen, dass trotz der höheren Dichte an USW-Bezirken in den Ballungsräumen auch die Balken der einzelnen USW-Bezirke deutlich von den umliegenden zu unterscheiden sind. Darüber hinaus ist insbesondere der Einfluss der Industriezentren (bspw. Leoben, Linz, Wien) und Täler (z.B. Inntal) auf die Verortung des Stromverbrauchs klar zu erkennen. Den mit Abstand größten Verbrauchssektor stellt die produzierende Industrie dar, insbesondere in den Bundesländern mit sehr energieintensiven Industriestandorten Oberösterreich, Steiermark und Niederösterreich. Die Verortung der Stromnachfrage im Sektor Verkehr ist insbesondere in jenen USW-Bezirken mit wichtigen Autobahnknoten bzw. in Ballungsräumen anteilig stärker in den dargestellten Balken zu erkennen.

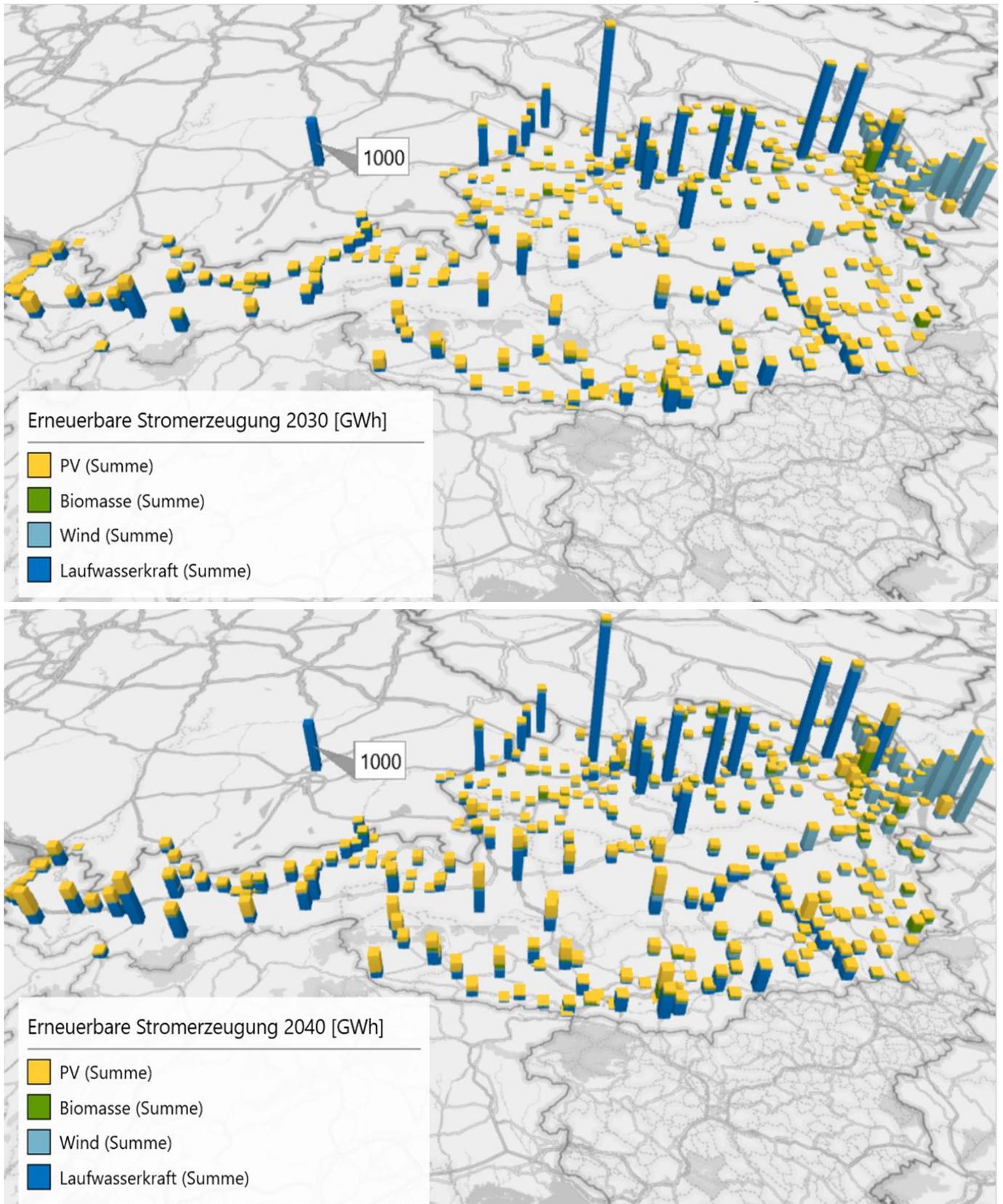


Abbildung 7: Regionalisierung der Stromerzeugung 2030 (oben) und 2040 (unten) aus PV, Windkraft, und Biomasse in der Stromnetzmodellierung

Auf Seiten der Netzinfrastruktur werden die Netzebenen 1 (220 kV, 380 kV) sowie 3 (110 kV) berücksichtigt. Das in Abbildung 8 dargestellte Netz enthält darüber hinaus die für 2030 bzw. 2040 bereits von den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern publizierten Ausbauprojekte. Auf der Netzebene 1 werden die Netzentwicklungspläne (NEP) der Austrian Power Grid AG (APG) bis inkl. NEP 2021 berücksichtigt (Austrian Power Grid AG, 2021). Die Netzebene 3 wird im Wesentlichen von den neun lokalen Versorgungsunternehmen betrieben, deren öffentlichen Pläne ebenfalls mitmodelliert wurden (Land Kärnten, 2014; Austrian Power Grid AG; Linz Netz GmbH; Netz Oberösterreich GmbH, 2018). Die genaue Lage der Umspannwerke und Stromleitungen wird mithilfe der GIS-Software QGIS, Satellitenbildern und OpenStreetMap bestimmt. Die APG stellt detaillierte technische Daten für das Übertragungsnetz bereit, die zur Parametrierung des 220- und 380-kV-Netzes verwendet werden (Austrian Power Grid AG, 2022). Das 110-kV-Netz wird anhand der maximalen Übertragungsstromstärke im Übertragungsnetzplan mit Literaturwerten sowie anhand bereits veröffentlichter Projekte mit Impedanz, Reaktanz und Admittanz parametriert (Heuck, K; Dettmann, K.-D.; Schulz, 2013; Greiml, Fritz and Kienberger, 2021).

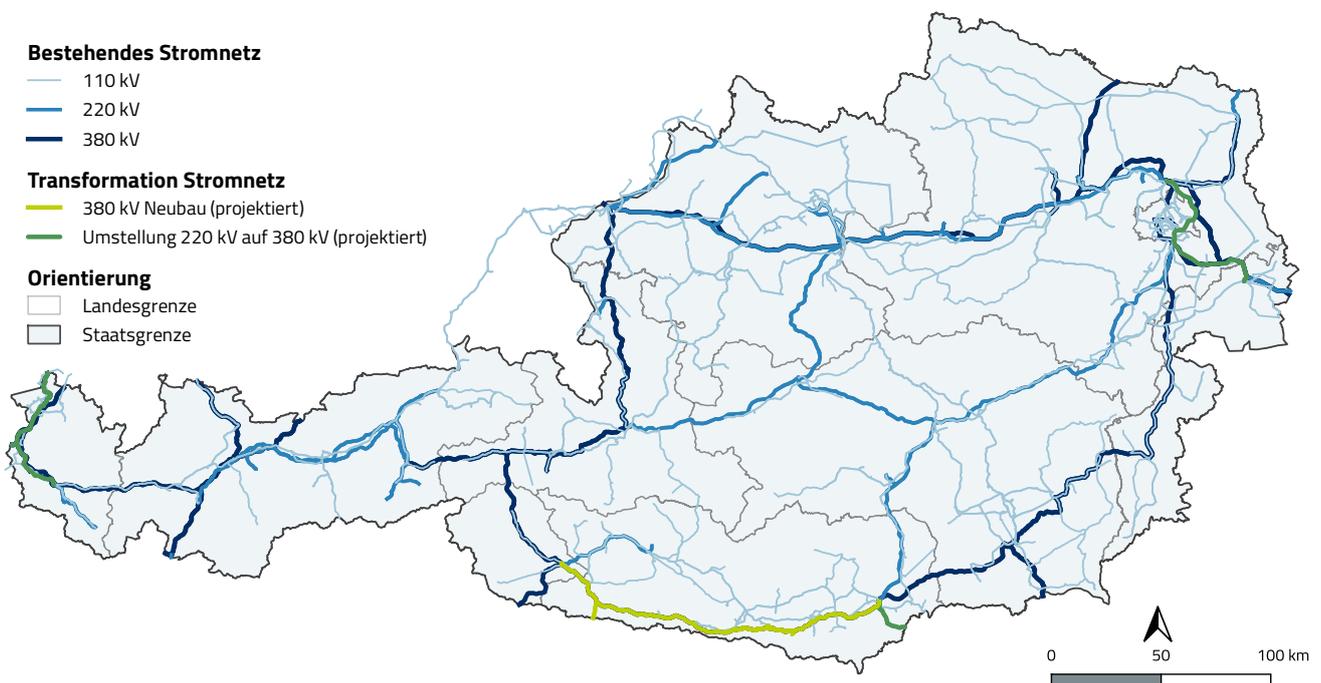


Abbildung 8: Berücksichtigtes Stromnetz der Netzebenen 1 und 3 inklusive bekannter Ausbauprojekte bis 2040

Für die Darstellung und Identifikation von Bottlenecks im Stromnetz werden alle Stromleitungen abhängig von Auslastungsgrad und Auslastungsdauer einer Kategorie zugeteilt. Kategorie 1 entspricht Leitungen mit sehr hoher Auslastung. In diese fallen alle Leitungen, welche in einer Stunde im Jahr höher als 110% ausgelastet sind. Da Leitungen kurzzeitig auch über ihrer thermischen Grenzleistung betrieben werden können, werden in Kategorie 2 (hohe Auslastung) Leitungen zusammengefasst, welche öfter als 24 ( $\geq 25$ )

Stunden für mehr als 100% ausgelastet sind (sofern sie nicht schon Kategorie 1 zugeteilt wurden). Für die Berücksichtigung des vereinfachten (n-1)-Kriteriums werden Leitungen der Kategorie 3 zugeteilt, wenn sie für mehr als 50 Stunden im Jahr über 60% ausgelastet sind und nicht bereits den Kategorien 1 oder 2 zugeteilt wurden. Die Einteilung der Leitungen anhand dieses Systems ermöglicht eine anschauliche Bottleneckdarstellung eines Jahres in einer einzigen Grafik.

	Auslastung	Verstärken, wenn:
Kat. 1	$\geq 110\%$	$\sum_{z=1}^1 h \geq 1$
Kat. 2	$\geq 100\% < 110\%$	$\sum_{z=1}^2 h \geq 25$
Kat. 3	$\geq 60\% < 100\%$	$\sum_{z=1}^3 h \geq 50$

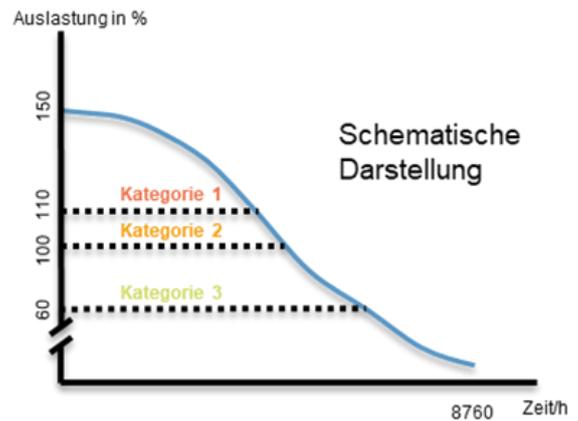


Abbildung 9: Schematische Darstellung der Feststellung der Leitungsauslastung im Stromnetz

Das am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz entwickelte open-source Modell LEGO (Wogrin *et al.*, 2022b) (vgl. 1.1.1) bildet die kontinentaleuropäische Elektrizitätswirtschaft auf Basis der Daten des TYNDP 2020 ab und bettet so das österreichische Stromsystem in Europa ein (ENTSO-E, 2020). Österreich ist ein Teil im europäischen Verbundnetz, welches für Importe und Exporte (europäischer Stromhandel) genutzt wird und in dem Österreich auch eine wichtige Rolle als Strom-Transitland zwischen Nordwest- und Südost-Europa innehat. Dafür werden im Modell die Leitungsdaten (Übertragungsnetz inklusive der im TYNDP dargestellten Projekte bis 2030 bzw. 2040) sowie die Erzeugungs- und Verbrauchsdaten des National Trend Szenarios für Kontinentaleuropa übernommen und Österreich in dieses als Single-Node unter Berücksichtigung der Auslandsleitungen implementiert. Da aus Gründen der Größe des kontinentaleuropäischen Modells eine stündliche Berechnung nicht möglich und aus Modelllaufzeitgründen auch nicht zielführend ist, wird ein jährliches DC-OPF Modell basierend auf 12 repräsentativen Tagen für die Ermittlung der österreichischen Stromimporte und -exporte erstellt. Durch die Verwendung eines DC-OPF Modells wird der Handel am europäischen Großhandelsmarkt, inklusive eventuell notwendiger zonenübergreifender Redispatchmaßnahmen außerhalb von Österreich, berücksichtigt.

Die stündlichen Ergebnisse für Import und Export werden aus dieser Modellierung für eine detaillierte Kraftwerkseinsatzplanung aller steuerbaren Kraftwerke in Österreich (Speicher-, Pumpspeicher- und KWK-Kraftwerke) auf Basis des Merit Order Prinzips übergeben. Zu diesem Zweck werden die zu berücksichtigenden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke anhand der bekannten Energy-to-Power Verhältnisse in jeweils vier Gruppen unterteilt. KWK-Anlagen, die neben der Stromerzeugung auch einen wichtigen Teil der Fernwärmeversorgung in den jeweiligen Wärmenetzen erfüllen, werden auf Basis ihrer Wärmenetzzugehörigkeit modelliert. Dies stellt sicher, dass sogenannte Must-Run-Kapazitäten dieser Kraftwerke ebenfalls in der Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigt werden. Die Zeitreihen der Erzeugung bzw. der Einspeicherung dieser kontrollierbaren Kraftwerke ist das Ergebnis einer Single-

Node-Modellierung, welche die bereits ermittelten Import-/Export- und Residuallastzeitreihen für Österreich berücksichtigt. Die Erzeugung je Kraftwerksblock wird im Anschluss über die jeweils installierte elektrische Leistung aus den Gruppenergebnissen ermittelt.

Das hybride Lastflussmodell HyFlow des Lehrstuhls für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben (vgl. 1.1.2) nimmt diese Information auf, um energieträgerübergreifend die sich einstellenden Lastflüsse im Stromnetz und den CH<sub>4</sub> bzw. H<sub>2</sub>-Netzen auf auftretende Bottlenecks-Korridore und sektorübergreifende Lösungsmöglichkeiten zu untersuchen.

#### **2.4.2 Modellierung im Gassektor**

Um die österreichische Gasinfrastruktur darzustellen, wird ein dem oben beschriebenen Stromnetz ähnlicher Zugang gewählt. Länge und Durchmesser von internationalen Übertragungsleitungen werden vom Marktgebietsmanager Austrian Gas Grid Management (AGGM) veröffentlicht. Dazu gehören einerseits bereits bestehende Leitungen (Austrian Gas Grid Management, 2021; E-Control, 2022a), und andererseits die koordinierten Netzentwicklungspläne (KNEP) bzw. langfristige und integrierte Planungen (LFP) bis inkl. 2022 (Austrian Gas Grid Management, 2023a, 2023b). Das Pipeline-Routing und die Länge des nationalen Netzwerks der Netzebene 1 (das nationale Übertragungsnetz) und 2 (das nationale Verteilungsnetz) werden von E-Control (2022b) übernommen. Durchmesser und Druckpegel werden mithilfe von statistischen Daten (E-Control, 2021) sowie Informationen von Versorgungsunternehmen, die auf Anfrage und durch frühere Projekte bereitgestellt wurden, bestimmt (Greiml, Matthias; Traupmann, Anna; Sejkora, Christoph; Kriechbaum, Lukas; Böckl, Benjamin; Pichler, Patrick; Kienberger, 2020). Für die Wandrauheit werden die Werte von geschweißten und nahtlosen Stahlrohren nach Cerbe (2004) angenommen.

In allen untersuchten Szenarien kommt es bis 2030 vermehrt zum Einsatz von Wasserstoff. Dafür benötigte Infrastruktur findet sich auch in den aktuellen Infrastrukturplanungen der Netzbetreiber wieder. Für das Jahr 2030 fließen im Projekt die bereits kommunizierten Vorhaben entlang der internationalen Übertragungsleitungen TAG, WAG und Penta-West, die Speicheranbindung in Puchkirchen sowie der H<sub>2</sub>-Kollektor Ost als gegeben ein. Weitere Projekte des LFP 2022, die im Rahmen der H<sub>2</sub>-Strategie der AGGM vorgestellt wurden, werden wegen der unterschiedlichen zugrundeliegenden Energiemengen nicht auf dieselbe Art vorausgesetzt, sondern auf deren Nutzen im Rahmen der drei zu untersuchenden Szenarien untersucht. Neben den unterschiedlichen Energiemengen und deren Verortung, welche eine wesentliche Einflussgröße der Infrastrukturplanung darstellt, ist dies insbesondere auf die parallel verlaufende Zeitschiene der beiden Projekte (InfraTrans2040 und H<sub>2</sub>-Roadmap) zurückzuführen. Für die angesprochene Evaluierung werden neben den verorteten Wasserstoffbedarfen auch bereits bekannte Elektrolyse-Projekte berücksichtigt. Abbildung 10 stellt die vorab auf Basis der Planungen der AGGM eingeflossenen Leitungsprojekte sowie die bis 2030 bereits bekannten Elektrolyse-Projekte und große H<sub>2</sub>-Verbraucher dar.

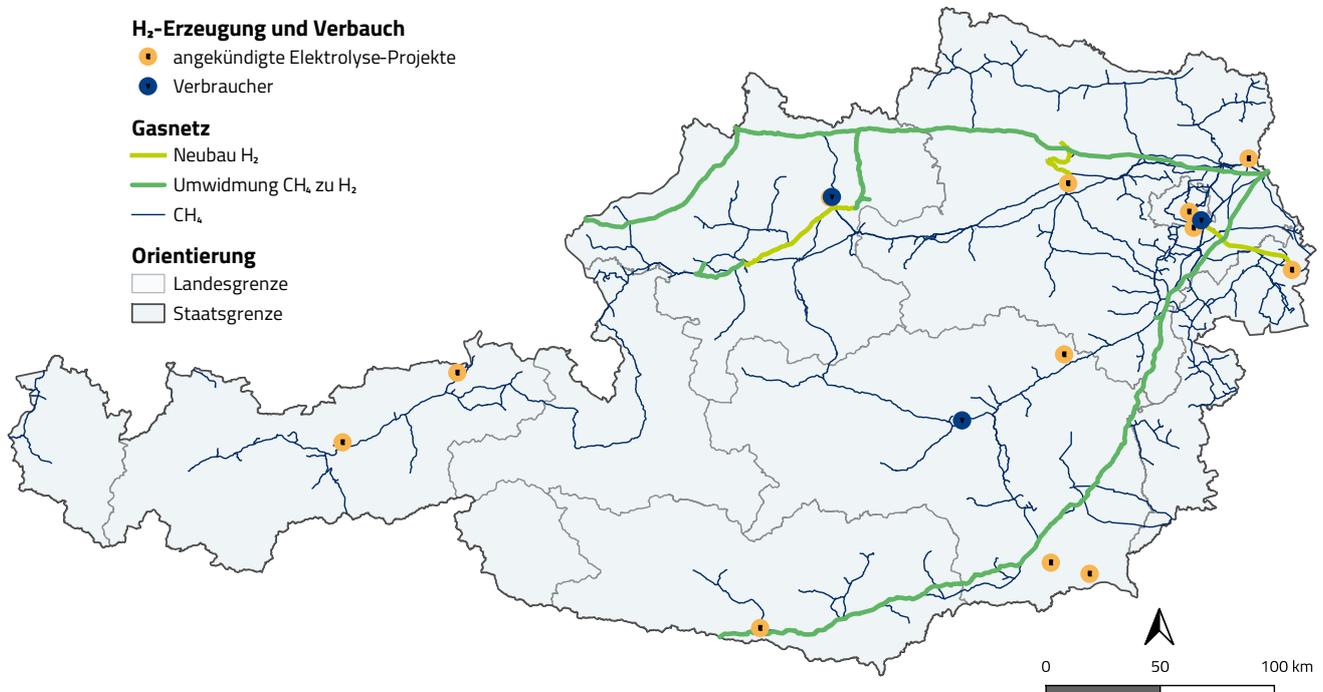


Abbildung 10: Berücksichtigtes Gasnetz (H<sub>2</sub> bzw. CH<sub>4</sub>) vor szenarienbasierter weiterer Modellierung der Gasnetzentwicklung

Die Einbettung in das europäische Gesamtsystem erfolgt im Gassektor aufgrund der vergleichsweise großen Übertragungskapazitäten nicht im selben zeitaufgelösten Verfahren wie oben für den Stromsektor beschrieben. Stattdessen wird der Fokus auf europäische Entwicklungen in der Flussrichtung sowie im Bereich der H<sub>2</sub>-Wirtschaft (insbesondere die Einbindung Österreichs in die Initiative *European Hydrogen Backbone*) gelegt. Die in Österreich bestehenden Gasspeicher werden weiterverwendet und können sowohl für Methan als auch Wasserstoff eingesetzt werden. Diese bieten eine über die ebenfalls in großer Menge vorhandenen Übertragungskapazitäten hinaus eine wichtige saisonale Flexibilität bei der Einbindung von Methan und Wasserstoff in das Energiesystem. Die Entwicklung der Gasspeicher in Bezug auf die Zusammensetzung aus CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> über den Zeitraum bis 2030 hinaus kann noch nicht abgeschätzt werden, allerdings erscheint eine Orientierung der Speichermedien anhand des zu diesem Zeitpunkt vorherrschenden Mix im Gesamtsystem (in den Szenarien unterschiedlich) sinnvoll.

Tabelle 1: Berücksichtigte Gasspeicherkapazitäten für Methan und Wasserstoff

Bundesland	Kapazität der Gasspeicher in GWh CH <sub>4</sub>
Niederösterreich	32943
Oberösterreich	62538
<b>Summe</b>	<b>95481</b>

### 2.4.3 Modellierung im Wärmesektor

Für die Modellierung des Wärmesektors dient die Klassifizierung der Austrian Heatmap (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2021) als Grundlage, welche in der Folge an das Aggregationsniveau der USW-Bezirke angepasst wird. Nur jene USW-Bezirke, welche anhand dieser Klassifizierung ein Fernwärmenetz führen, werden bei der Regionalisierung des Verbrauchs anhand der in 2.3.1 dargestellten Methodik berücksichtigt. In den USW-Bezirken enthaltene Anschlussleistungen fließen lediglich insofern in die Modellierung mit ein, dass etwaige als Bottleneck-Löser zu Verfügung stehende Power-to-Heat-Anlagen bevorzugt in Bezirken mit hohen Anschlussleistungen verortet werden.

### 2.4.4 Szenarienspezifische und sektorübergreifende Lösung der Bottlenecks

Für die szenarienspezifischen und sektorübergreifende Lösung der Bottlenecks wird ein DC-OPF basierter Optimierer eingesetzt. Dafür werden die zuvor ermittelten Importe und Exporte und der Kraftwerkseinsatz vorgegeben. Um die in HyFlow ermittelten Bottlenecks zu lösen, werden Investitionskandidaten mit entsprechenden Investitionskosten für Leitungen (basierend auf Abstimmungen mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz), Elektrolyseure, Power-to-Heat Anlagen, Batterien, und Brennstoffzellen (X-to-Power; nur in Sensitivitätsanalysen) (Danish Energy Agency, 2022) zur Investition zur Verfügung gestellt. Durch den kostenminimierenden Ansatz des DC-OPF basierten Optimierers wird der kostengünstigste Investitionsmix aus Leitungszubau und Flexibilitäten zur Beseitigung der Bottlenecks ermittelt wobei auf die Infrastrukturverfügbarkeit, den Bedarf im Wasserstoff- und Wärmenetz sowie die auftretenden negativen Residuallasten Rücksicht genommen wird.

Für die Basisszenarien Import/Export und Energieeffizienz wird zusätzlich eine Mindestinvestition für Elektrolyseure, Power-to-Heat Anlagen und Batteriespeicher vorgegeben. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die angewandten Zielgrößen. Die Zielgröße für die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse wird aus den Vorgaben der Wasserstoffstrategie (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2022) verringert um die bereits verorteten Projekte abgeleitet. Die Größen von PtH und Batteriespeicheranwendungen stützen sich auf Vorstudien zum österreichischen Energiesystem (Sejkora *et al.*, 2022). Im Szenario Sektorkopplung kommen diese Zielgrößen bereits im Schritt der Ermittlung des energieeffizienten Optimums auf Basis des Single-Node Optimierers zum Einsatz.

Tabelle 2: Angewandte Zielgrößen für netzdienliche Flexibilitätselemente 2030 und 2040

	2030			2040		
	Energie in GWh <sub>el</sub>	Leistung in MW <sub>el</sub>	Min. Volllaststunden	Energie in GWh <sub>el</sub>	Leistung in MW <sub>el</sub>	Min. Volllaststunden
<b>PtG/Elektrolyse</b>	2045	-	2000	13000	-	2000
<b>PtH/Wärme-pumpe</b>	250	-	1200	350	-	1200
<b>Batteriespeicher</b>	2,5	1250	-	11,8	5900	-

## 2.5 Techno-ökonomische, ökologische und volkswirtschaftliche Bewertung

Die ökonomischen Effekte der Veränderungen im Strom-, Gas- und Wärmesystem werden für die drei Szenarien mit dem makroökonomischen Modell ASCANIO (vgl. 1.1.3) ermittelt. ASCANIO, ist ein regionales Wirtschaftsmodell, das die Verflechtungen zwischen den Wirtschaftssektoren auf der Ebene der österreichischen Bundesländer abbildet, ergänzt um wirtschaftstheoretisch fundierte Verhaltensgleichungen. Diese Verhaltensgleichungen beschreiben

- die Faktornachfrage nach Arbeit, Kapital und Vorleistungen (in Abhängigkeit von Löhnen, Preisen und Produktionsmenge sowie – im Fall von Kapital und den daraus abgeleiteten Investitionen – dem Zinsniveau) sowie
- die Preisbildung; hierzu zählen die Produktionspreise sowie ein Modell für die Lohnbildung. Von den Produktionspreisen sind alle weiteren Preise – unter Berücksichtigung von Transport- und Handelsspannen, Gütersteuern, etc. – in konsistenter Weise abgeleitet.
- den privaten Konsum sowie die Investitionen der Unternehmen (in Abhängigkeit von Einkommen bzw. Betriebsüberschuss und Kapazitätsauslastung sowie Preisen);

Die Verflechtungen zwischen den Sektoren werden in den regionalen Input-Output-Tabellen abgebildet. Diese definieren die Vorleistungsverflechtungen zwischen den Wirtschaftssektoren. Die Herkunft dieser Vorleistungsgüter – aus der eigenen Region, aus anderen Bundesländern oder aus dem "Rest der Welt" – wird auf Basis von Informationen von APG und AGGM bestimmt, ergänzt durch das im Modell implementierte Handelsmodell. Für das Basisjahr ist diese Modell-Handelsmatrix aus statistischen Quellen und Unternehmensbefragungen abgeleitet<sup>2</sup>; Preisreaktionen im Modell können die Struktur dieser Handelsflüsse aber auch verändern.

ASCANIO ist Teil einer Modellfamilie, die auf unterschiedlichen geografischen Ebenen angesiedelt ist.<sup>3</sup> Gemeinsam ist diesen Modellen ein theoretischer Kern, der um detaillierte statistische Informationen auf der jeweiligen Regionsebene ergänzt wird<sup>4</sup>. Die Struktur dieser Modellfamilie weist ein Schema wie in Abbildung 11 dargestellt auf.

---

<sup>2</sup> Die Ableitung konsistenter Außenhandelsströme ist in (Streicher and Stehrer, 2015) beschrieben.

<sup>3</sup> Diese reicht von BERIO und ASCANIO – auf Ebene der österreichischen Bezirke bzw. Bundesländer – über FIDELIO – einem Modell der EU 28 – bis zu ADAGIO, einem Weltmodell, das, je nach Version, zwischen 40 und 67 Länder bzw. Regionen umfasst.

<sup>4</sup> Für eine genaue Beschreibung der Strukturen vgl. (Kratena *et al.*, 2017) und (Kratena and Streicher, 2009, 2017).

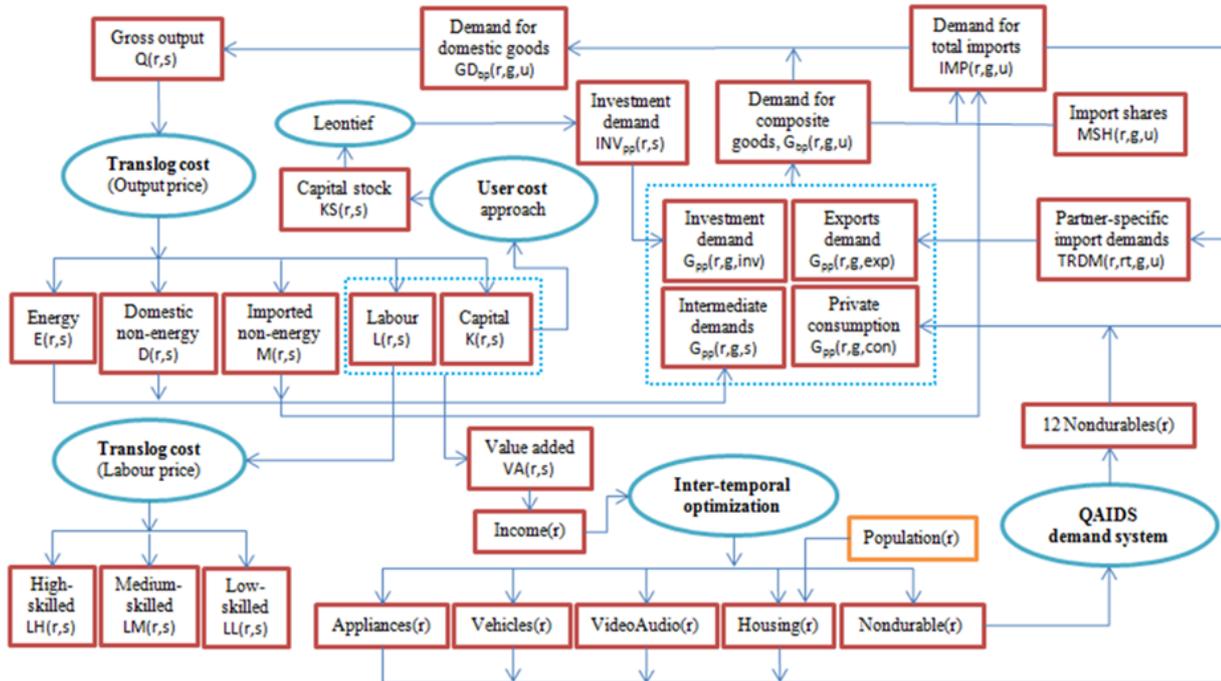


Abbildung 11: Modellstruktur ASCANIO. Quelle: WIFO, IPTS (The Institute for Prospective Technological Studies)

Als Bundesländermodell hat ASCANIO allerdings einige Besonderheiten, die Mechanismen abbilden, die als "regionale Umverteilungsprozesse" bezeichnet werden können, wie Pendlerverflechtungen, Inlandstourismus oder interregionale Einkäufe.

Die Modellebenen von ASCANIO bestehen aus:

- neun Bundesländern (die in ein System mit 42 weiteren Ländern eingebettet sind)<sup>5</sup>
- 64 Gütern bzw. Wirtschaftssektoren,
- den Endnachfragekategorien privater und öffentlicher Konsum, Investitionen sowie Exporten.

Die wesentlichen Variablen, die ASCANIO modelliert, sind Wertschöpfung und Beschäftigung<sup>6</sup> nach Sektoren und Regionen. Diese können auch getrennt nach den genannten Wirkungsstufen (direkt, indirekt und induziert) abgeschätzt werden:

- Erstens, die direkten Effekte, welche die Bruttowertschöpfung und Beschäftigung (sowie Produktionswert) der unmittelbar mit dem Netzausbau befassten Unternehmen und Branchen darstellen.
- Zweitens, die indirekten Effekte, die sich aus den, durch den Nachfrageimpuls der direkten Effekte ausgelösten Zulieferungen ergeben und mehrere Ebenen des Produktionssystems durchlaufen (Lieferungen dritter Unternehmen an die direkten Auftragnehmer, Lieferungen an diese Zulieferer usw.).

<sup>5</sup> Die Datenbasis beruht auf der World Input Output Database (WIOD; s.(Timmer *et al.*, 2015); aktualisiert wurden die Tabellen für das aktuelle Basisjahr 2018 auf Basis von EUROSTAT und OECD), in der die Tabellen für „Austria“ durch die Matrizen für „österreichische Bundesländer“ ersetzt sind. Diese sind vollständig in das WIOD-Handelsmodul integriert.

<sup>6</sup> Sowie der Produktionswert; dieser stellt allerdings nur eine Umsatzgröße dar, die nur sehr bedingt Aussagen über die Leistung eines Wirtschaftssektors zulässt.

- Und drittens, die induzierten Effekte, die dadurch entstehen, dass in den mit den direkten und indirekten Effekten in Zusammenhang stehenden Wirtschaftsbranchen zusätzliches Einkommen (in Form von Löhnen, Gehältern und Gewinnen) geschaffen wird, das zum Einen Auswirkungen auf den privaten Konsum nach sich zieht; weiters die Investitionstätigkeit anregen kann, wenn durch die zusätzliche Nachfrage Kapazitätsengpässe entstehen (Erweiterungsinvestitionen) oder die zusätzliche Liquidität für Ersatzinvestitionen herangezogen wird.

Im vorliegenden Projekt InfraTrans2040 modelliert ASCANIO die Wertschöpfung und Beschäftigung nach Sektoren und Bundesländern in den unterschiedlichen Szenarien. Dabei werden einerseits die Kosten für den Infrastrukturausbau (Investitionsphase) sowie Änderungen in den Instandhaltungskosten, im sektoralen Energieverbrauch (physisch und monetär) nach Energieträger sowie im Außenhandel berücksichtigt. Die Abschätzung der Kosten für den Infrastrukturausbau sowie für Änderungen in den Instandhaltungskosten erfolgt sowohl in Hinblick auf die Höhe der Kosten je Leitungskilometer als auch in Hinblick auf die sektorale Disaggregation der Kosten in enger Abstimmung mit APG bzw. AGGM. Abschließend werden die Simulationsergebnisse für die drei Szenarien systematisch aufbereitet und Interdependenzen aufgezeigt. Im Rahmen eines Multikriterienansatzes werden dabei unterschiedliche Aspekte (technisch, techno-ökonomisch, makroökonomisch sowie ökologisch) einer Transformation der Strom-, Gas- und Wärmesysteme berücksichtigt.

Die gewählten Indikatoren umfassen

- Investitionskosten für den Infrastrukturausbau in den Bereichen Strom, Gas und Wärme
- Effekte des Infrastrukturausbaus und damit verbundene Veränderungen in den Instandhaltungskosten bzw. Importen und Exporten auf BIP, Bruttowertschöpfung und Beschäftigung auf Ebene der Bundesländer
- Energiebedarf nach Sektor und Energieträger mit besonderem Fokus auf die leitungsgebundenen Energieträger
- Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Sektor
- Energieimportanteil für Gas und Elektrizität
- Ausnutzung von Grenzkapazitäten als Indikator für die Versorgungssicherheit.

### 3 Literaturverzeichnis

AIT Austrian Institute of Technology; Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben; Energieinstitut an der JKU Linz; AEA Österreichische Energieagentur (2021) *TransformIndustry*. Available at: <https://projekte.ffg.at/projekt/4176705>.

APCS Power Clearing and Settlement AG (2021) *Synthetic load profiles. Consumption forecasts based on load profiles*. Available at: <https://www.apcs.at/en/clearing/physical-clearing/synthetic-load-profiles>.

Austrian Gas Grid Management (2021) *Netzinformationen: Infrastruktur*. Available at: <https://www.aggm.at/netzinformationen/infrastruktur>.

Austrian Gas Grid Management (2023a) *Koordinierter Netzentwicklungsplan*. Available at: <https://www.aggm.at/netzinformationen/netzentwicklungsplaene/knep>.

Austrian Gas Grid Management (2023b) *Langfristige und integrierte Planung*. Available at: <https://www.aggm.at/netzinformationen/netzentwicklungsplaene/lfp?fullversion=1>.

Austrian Power Grid AG; Linz Netz GmbH; Netz Oberösterreich GmbH (2018) *Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2028: Ausbau des Hochspannungs-Stromnetzes (≥110 kV) in Oberösterreich. Planungszeitraum 2018–2028*.

Austrian Power Grid AG (2021) *Netzentwicklungsplan 2021*. Wien. Available at: [https://pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-10661/f,p/APG\\_Netzentwicklungsplan\\_2021.pdf?width=0](https://pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-10661/f,p/APG_Netzentwicklungsplan_2021.pdf?width=0).

Austrian Power Grid AG (2022) *Statistische Netzdaten*. Wien. Available at: <https://www.jao.eu/static-grid-model>.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2018) *BDEW/VKU/GEODE Leitfaden. Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. Berlin.

BGBl. I Nr. 150/2021 (2021) *Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen. Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG*. Available at: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>.

Binderbauer, P.J., Kienberger, T. and Staubmann, T. (2022) 'Synthetic load profile generation for production chains in energy intensive industrial subsectors via a bottom-up approach', *Journal of Cleaner Production*, 331, p. 130024. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.130024>.

Böckl, B. *et al.* (2019) 'HyFlow—A Hybrid Load Flow-Modelling Framework to Evaluate the Effects of Energy Storage and Sector Coupling on the Electrical Load Flows', *Energies*, 12(5), p. 956. Available at: <https://doi.org/10.3390/en12050956>.

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2021) *Austrian Heat Map: Fernwärme und Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich*. Available at: <http://www.austrian-heatmap.gv.at/das-projekt>.

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2022) *Wasserstoffstrategie für Österreich*. Available at: <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/strategie.html>.

Cerbe, G. (2004) *Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung*. München: Hanser.

Danish Energy Agency (2022) *Technology Data*. Available at: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>.

E-Control (2021) *Erdgas - Bestandsstatistik: Leitungslängen zum 31. Dezember-Jahresreihen. Leitungslängen von Fern- und Verteilleitungen zum Jahresende*. Available at: <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/bestandsstatistik>.

E-Control (2022a) *Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich*. Available at: <https://www.e-control.at/industrie/gas/gasnetz>.

E-Control (2022b) *Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich*.

ENTSO-E (2020) *TYNDP 2020 Joint Scenario Report*. Brussels. Available at: [https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/TYNDP\\_2020\\_Joint\\_Scenario\\_Report\\_ENTSOG\\_ENTSOE\\_200629\\_Final.pdf](https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/TYNDP_2020_Joint_Scenario_Report_ENTSOG_ENTSOE_200629_Final.pdf).

Gaugl, R. *et al.* (2021) 'GIS-based optimization – achieving Austria's 2030 wind energy target', *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, 138(8), pp. 590–596. Available at: <https://doi.org/10.1007/s00502-021-00932-y>.

Greiml, Matthias; Traupmann, Anna; Sejkora, Christoph; Kriechbaum, Lukas; Böckl, Benjamin; Pichler, Patrick; Kienberger, T. (2020) 'Modelling and model assessment of grid Multi-Energy Systems', *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 29. Available at: <https://doi.org/https://doi.org/10.5278/ijsepm.3598>.

Greiml, M. *et al.* (2022) 'Modelling and Simulation/Optimization of Austria's National Multi-Energy System with a High Degree of Spatial and Temporal Resolution', *Energies*, 15(10), p. 3581. Available at: <https://doi.org/10.3390/en15103581>.

Greiml, M., Fritz, F. and Kienberger, T. (2021) 'Increasing installable photovoltaic power by implementing power-to-gas as electricity grid relief – A techno-economic assessment', *Energy*, 235, p. 121307. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121307>.

Heuck, K; Dettmann, K.-D.; Schulz, D. (2013) *Elektrische Energieversorgung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

IG Windkraft (2022) *Windrad-Landkarte*. Available at: [https://www.igwindkraft.at/?xmlval\\_ID\\_KEY\[0\]=1055](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1055) (Accessed: 8 October 2022).

Kleinwasserkraft Österreich (2021) *Nutzen der Kleinwasserkraft*. Available at: <https://www.kleinwasserkraft.at/fakten/>.

Kratena, K. *et al.* (2017) *FIDELIO 2: Overview and theoretical foundations of the second version of the Fully Interregional Dynamic Econometric Long-term Input-Output model for the EU-27*.

Kratena, K. and Streicher, G. (2009) *Macroeconomic Input-Output modelling – structures, functional forms and closure rules*, *International Input-Output Association*.

Kratena, K. and Streicher, G. (2017) *Fiscal Policy Multipliers and Spillovers in a Multi-Regional Macroeconomic Input-Output Model*.

Land Kärnten (2014) *Energie Masterplan Kärnten*. Klagenfurt. Available at: [https://www.ktn.gv.at/DE/repos/files/ktn.gv.at/Abteilungen/Abt8/Dateien/energie/energiemasterplan\\_karnten?exp=478252&fps=cbe8bb636710ede50d5a94df838d40cbaebea6d1](https://www.ktn.gv.at/DE/repos/files/ktn.gv.at/Abteilungen/Abt8/Dateien/energie/energiemasterplan_karnten?exp=478252&fps=cbe8bb636710ede50d5a94df838d40cbaebea6d1).

Oesterreichs Energie (2022) *Kraftwerkskarte*. Available at: <https://oesterreichsenergie.at/kraftwerkskarte>.

Österreichische Raumordnungskonferenz (2017) *ÖROK Regionalprognosen 2014 bis 2030. Haushaltsprognose 2016*.

Österreichische Raumordnungskonferenz (2018) 'ÖROK-Bevölkerungsprognose 2018'. Available at: <https://www.oerok.gv.at/raum/daten-und-grundlagen/oerok-prognosen/oerok-bevoelkerungsprognose-2018> (Accessed: 28 April 2020).

Pfenninger, S. and Staffell, I. (2019) *Renewables.ninja*. Available at: <https://www.renewables.ninja>.

Pöyry (2018) *Wasserkraftpotenzialstudie Österreich - Aktualisierung 2018*. Available at: [https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user\\_upload/Oesterreichs\\_Energie/Publicationsdatenbank/Studien/2018/WasserkraftpotenzialOesterreich2018.pdf](https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publicationsdatenbank/Studien/2018/WasserkraftpotenzialOesterreich2018.pdf).

Sejkora, C. *et al.* (2020) 'Exergy as Criteria for Efficient Energy Systems—A Spatially Resolved Comparison of the Current Exergy Consumption, the Current Useful Exergy Demand and Renewable Exergy Potential', *Energies*, 13(4), p. 843. Available at: <https://doi.org/10.3390/en13040843>.

Sejkora, C. *et al.* (2022) 'Exergy as criteria for efficient energy systems – Maximising energy efficiency from resource to energy service, an Austrian case study', *Energy*, 239, p. 122173. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122173>.

Statistik Austria (2019) 'Mikrozensus 2019/2020'. Available at: <https://www.statistik.at/fileadmin/pages/100/09FahrleistungenTreibstoffeinsatzPkwNachBundeslaender1999Bis2020.ods> (Accessed: 28 April 2020).

Statistik Austria (2020a) 'Fahrten im Straßengüterverkehr ab 2006'. Available at: [https://data.statistik.gv.at/web/meta.jsp?dataset=OGD\\_gvk\\_fahrt\\_2010\\_GVK\\_F10\\_1](https://data.statistik.gv.at/web/meta.jsp?dataset=OGD_gvk_fahrt_2010_GVK_F10_1) (Accessed: 28 April 2020).

Statistik Austria (2020b) 'KFZ Bestandsdaten'. Available at: <https://www.statistik.at/statistiken/tourismus-und-verkehr/fahrzeuge/kfz-bestand> (Accessed: 28 April 2020).

Statistik Austria (2020c) 'Nutzenenergieanalyse'. Available at: <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/nutzenenergieanalyse> (Accessed: 28 April 2020).

Statistik Austria (2022a) *Energiebilanzen Bundesländer*.

Statistik Austria (2022b) *Leistungs- und Strukturhebung*.

Statistik Austria (2022c) *Physische Energieflussrechnungen*.

Streicher, G. and Stehrer, R. (2015) 'Whither Panama? Constructing a consistent and balanced world SUT system including international trade and transport margins', *Economic Systems Research*, 27(2), pp. 213–237.

Timmer, M.P. *et al.* (2015) 'An Illustrated User Guide to the World Input–Output Database: the Case of Global Automotive Production', *Review of International Economics*, 23, pp. 575–605.

Umweltbundesamt (2020a) 'Emissionsfaktoren für Verkehrsmittel'. Available at: <https://www.umweltbundesamt.at/umweltthemen/mobilitaet/mobilitaetsdaten/emissionsfaktoren-verkehrsmittel> (Accessed: 28 April 2020).

Umweltbundesamt (2020b) *Szenario WAM - NEKP Evaluierung*. Available at: [https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/themen/energie/szenario\\_wam\\_nekp\\_2020\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/themen/energie/szenario_wam_nekp_2020_bf.pdf).

Umweltbundesamt (2021) *Kurzstudie zum Energieeffizienzgesetz*. Available at: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0772.pdf>.

Vopava, J., Bergmann, U. and Kienberger, T. (2020) 'Synergies between e-Mobility and Photovoltaic Potentials—A Case Study on an Urban Medium Voltage Grid', *Energies*, 13(15), p. 3795. Available at: <https://doi.org/10.3390/en13153795>.

Vopava, J., Thormann, B. and Kienberger, T. (2017) 'Development of a Model for Power Grids Based on the Cellular Approach for an Optimum Integration of Electric Charging Infrastructure', in *1st E-Mobility Power System Integration Symposium*. Berlin.

Wogrin, S. *et al.* (2022a) 'LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model', *SoftwareX*, 19. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.softx.2022.101141>.

Wogrin, S. *et al.* (2022b) 'LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model', *SoftwareX*, 19. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.softx.2022.101141>.

ZAMG Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (2020) *Einstrahlungsmessdaten und Temperaturmesswerte*.

## **4 Anhang – regionalisierte Energiemengen**

In diesem Abschnitt werden die regionalisierten Energiemengen für elektrische Energie, Methan und Wasserstoff je Szenario und Betrachtungsjahr (2030, 2040) für die Wirtschaftssektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr dargestellt.

## 4.1 Szenario Import/Export

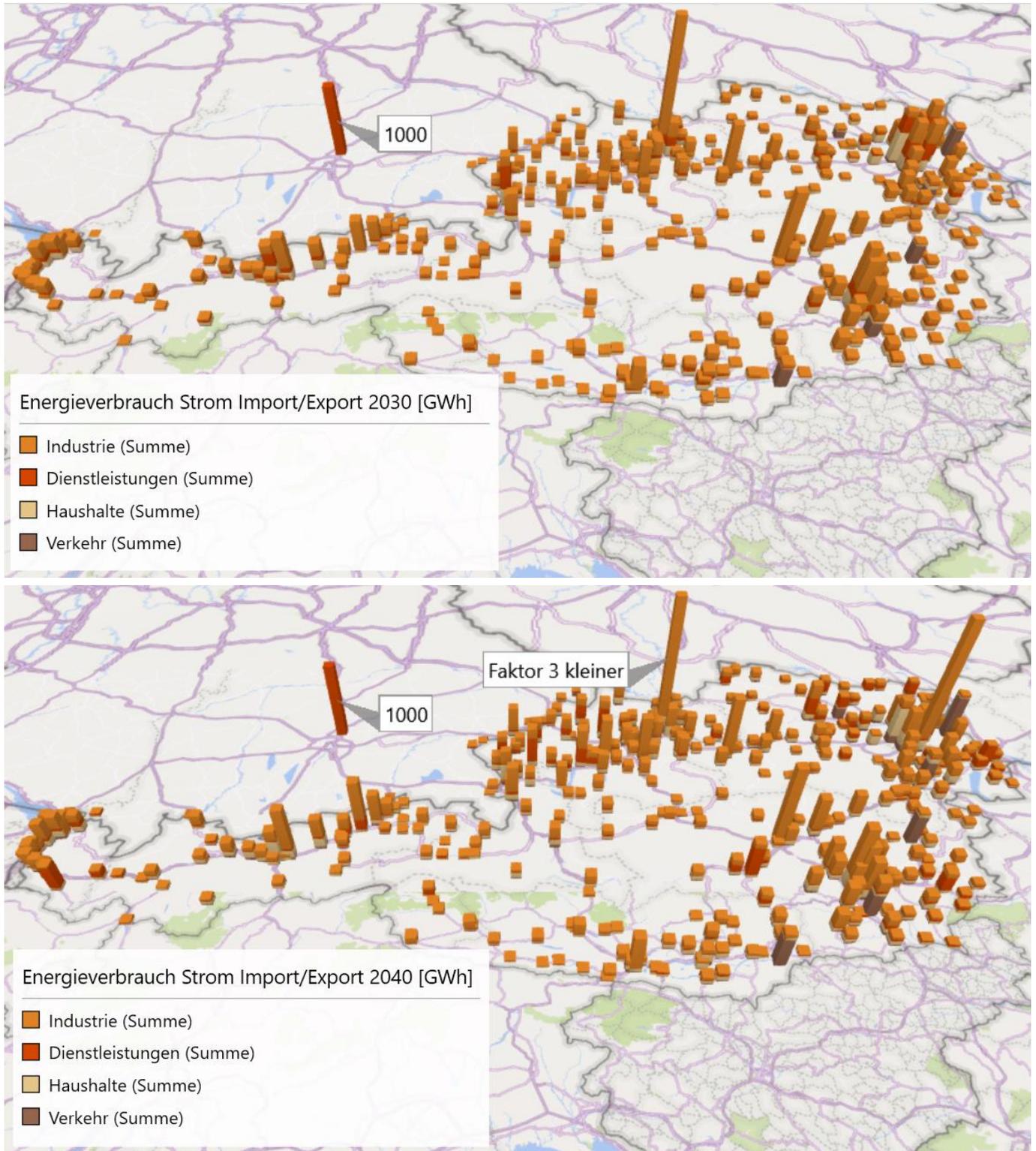


Abbildung 12: Regionalisierung des Stromverbrauchs im Szenario Import/Export 2030 (oben) und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

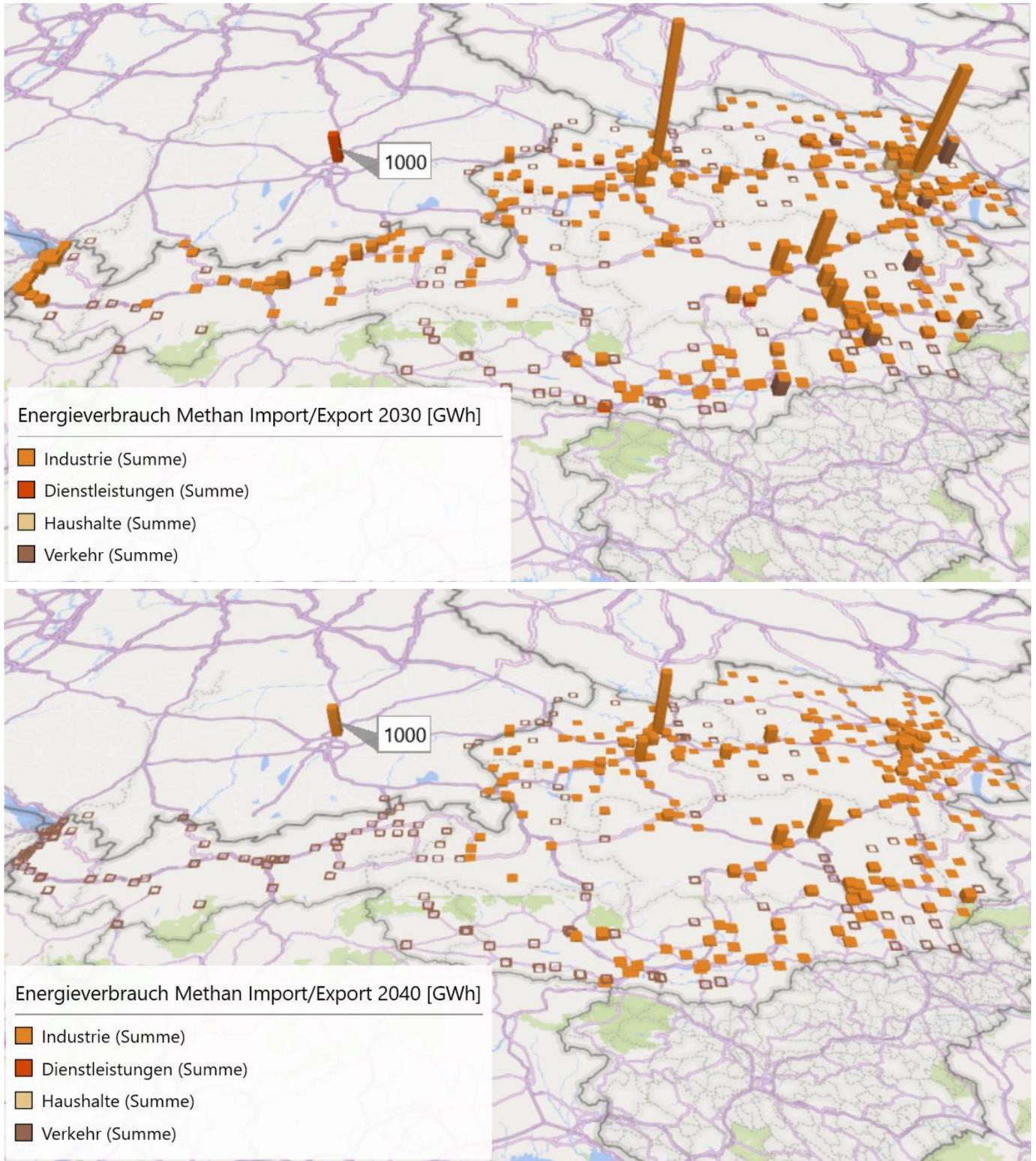


Abbildung 13: Regionalisierung des CH<sub>4</sub>-Verbrauchs im Szenario Import/Export 2030 (oben) und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

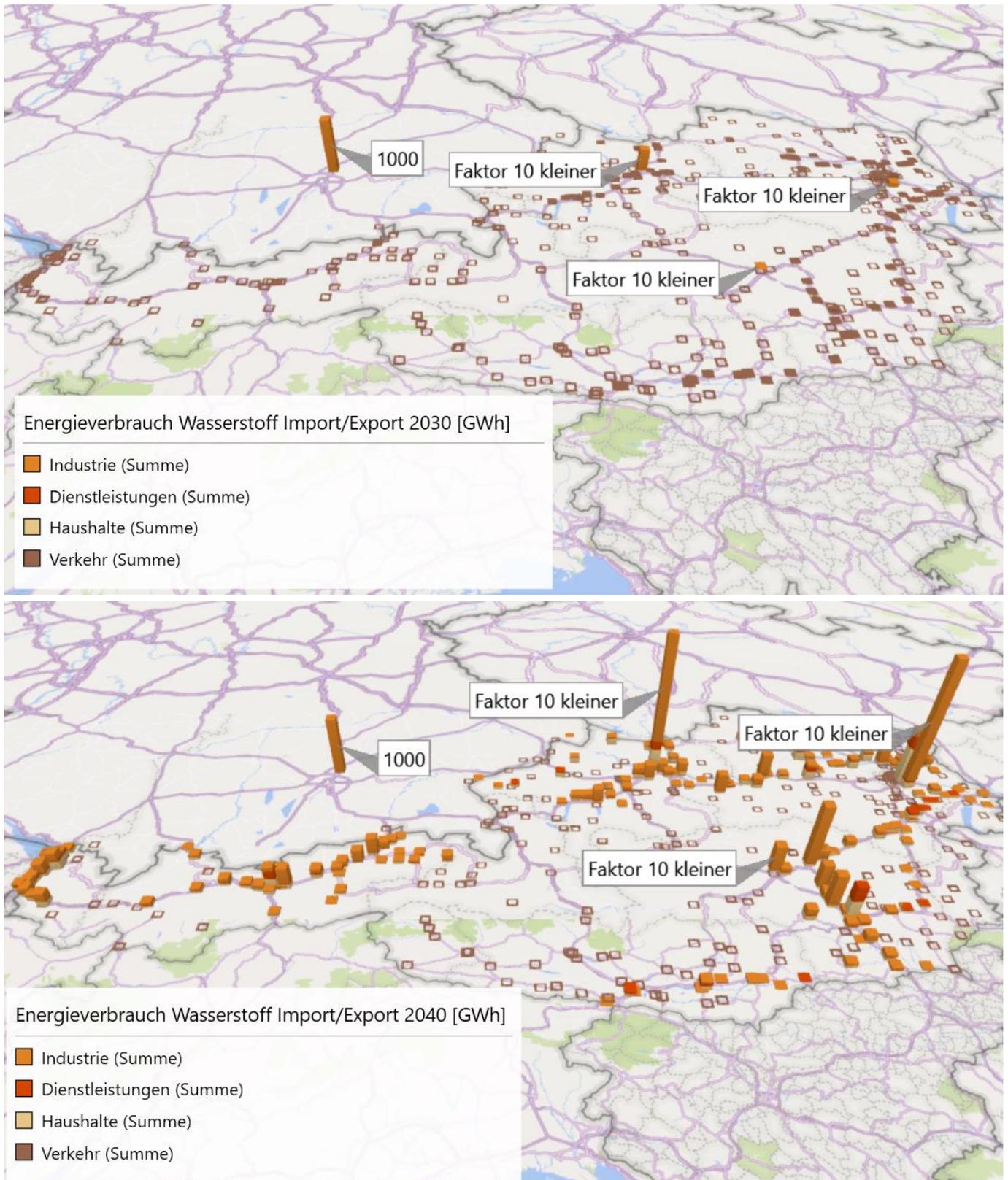


Abbildung 14: Regionalisierung des Wasserstoffverbrauchs im Szenario Import/Export 2030 (oben) und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

## 4.2 Szenario Nachfrage-Effizienzoptimierung

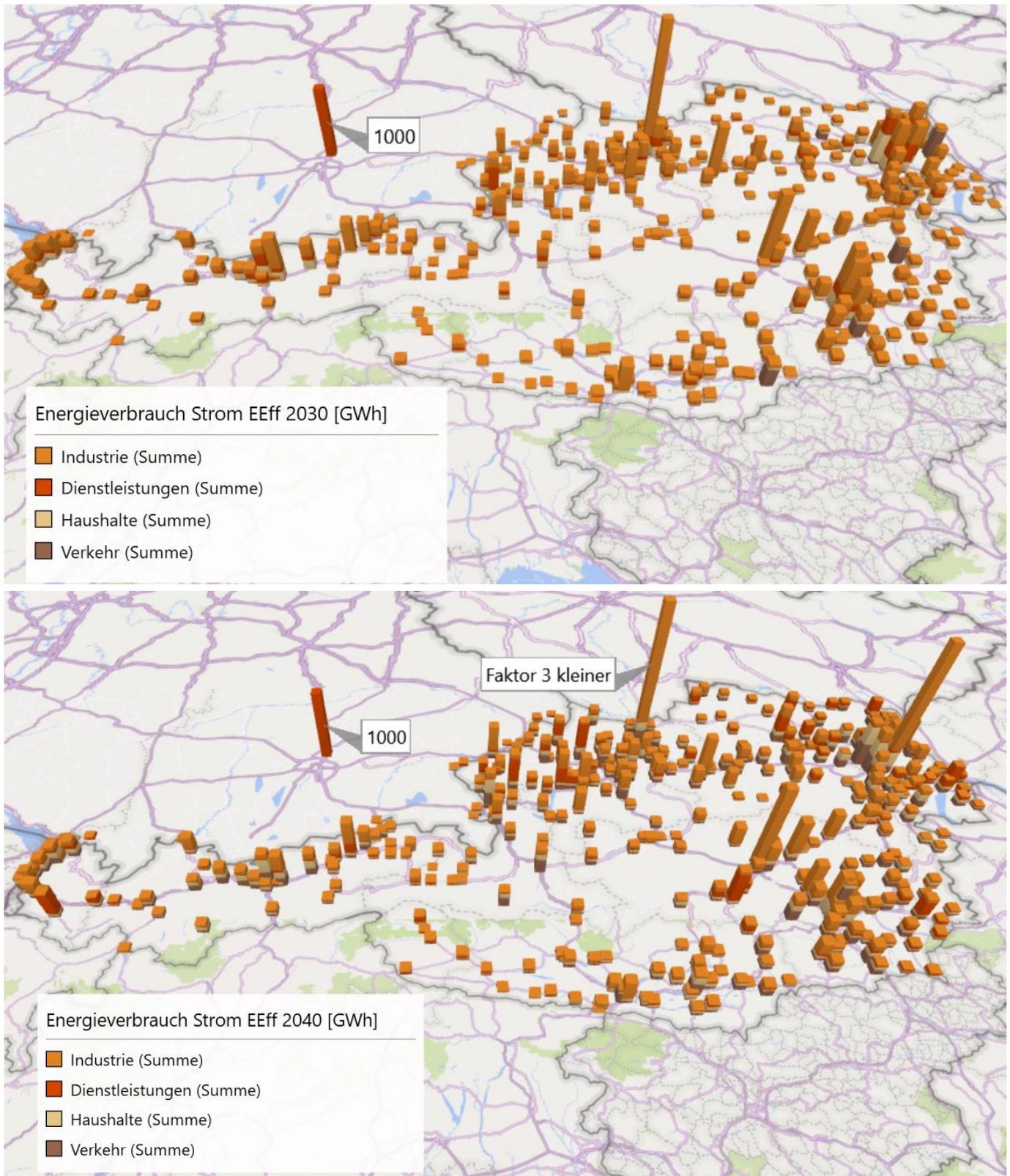


Abbildung 15: Regionalisierung des Stromverbrauchs im Szenario EEff 2030 (oben) und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

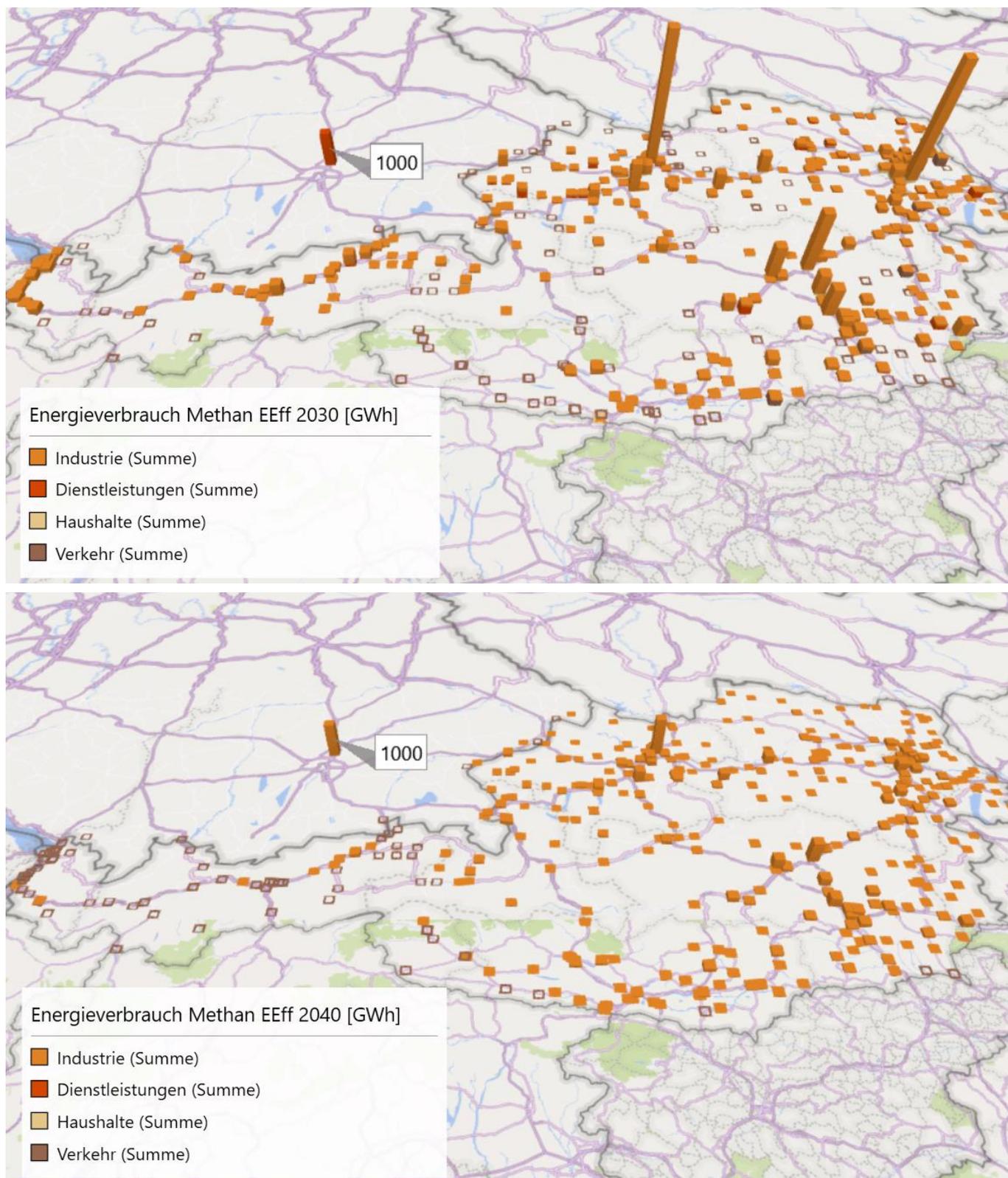


Abbildung 16: Regionalisierung des CH<sub>4</sub>-Verbrauchs im Szenario EEff 2030 (oben) und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

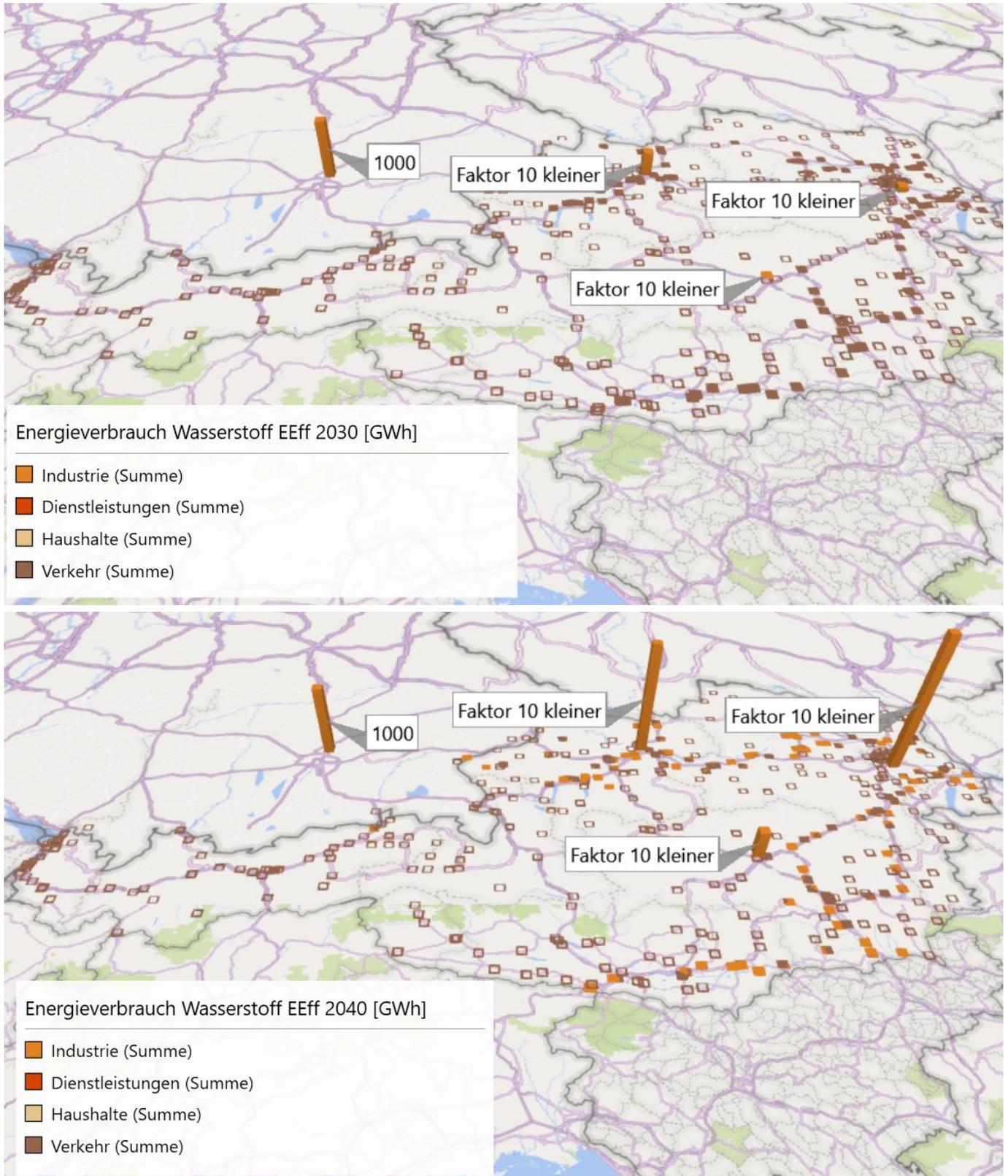


Abbildung 17: Regionalisierung des Wasserstoffverbrauchs im Szenario EEff 2030 (oben) und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr

## 5 Kontaktdaten

Udo Bachhiesl

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation / Technische Universität Graz

Inffeldgasse 18, 8020 Graz

+43 316 / 873 7903

[bachhiesl@tugraz.at](mailto:bachhiesl@tugraz.at)

Thomas Kienberger

Lehrstuhl für Energieverbundtechnik / Montanuniversität Leoben

Franz Josef-Straße 18, 8700 Leoben

+43 3842 / 402 5400

[thomas.kienberger@unileoben.ac.at](mailto:thomas.kienberger@unileoben.ac.at)

Claudia Kettner-Marx

Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

Arsenal Objekt 20, 1030 Wien

+43 1 / 7982601 406

[claudia.kettner@wifo.ac.at](mailto:claudia.kettner@wifo.ac.at)