

# Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan

Entwurf zur Stellungnahme



# **Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan**

Entwurf zur Stellungnahme

Wien, 2023

## **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,  
Innovation und Technologie (BMK)  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien  
+43 (0) 800 21 53 59  
bmk.gv.at  
Wien, 2023. Stand: 07. Juli 2023

Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hält sich vor, neben den Einarbeitungen der Stellungnahmen ebenso sprachliche und redaktionelle Änderungen vorzunehmen.

Stellungnahmen sind zu übermitteln an: [oenip@bmk.gv.at](mailto:oenip@bmk.gv.at).

Layout: [beyond.ag](https://www.beyond.ag)

Wien, 2023

# Inhalt

<b>1 Einleitung</b> .....	<b>5</b>
1.1 Hintergrund.....	5
1.2 Integrierter Netzinfrasturkturplan (NIP).....	6
1.3 Aufbau und Inhalte des integrierten Netzinfrasturkturplans.....	8
<b>2 Bestandsaufnahme der Energieinfrastruktur – die Grundlage unserer Energieversorgung</b> .....	<b>9</b>
2.1 Nationaler Energieverbrauch.....	9
2.2 Strom.....	11
2.2.1 Stromverbrauch.....	11
2.2.2 Stromerzeugung.....	13
2.2.3 Strominfrastruktur.....	17
2.3 Gas.....	20
2.3.1 Gasverbrauch.....	20
2.3.2 Gasproduktion.....	23
2.3.3 Gasinfrastruktur.....	25
<b>3 Zukünftiger Energieverbrauch und -aufbringung</b> .....	<b>30</b>
3.1 Nationaler Energieverbrauch 2030 und Ausblick 2040.....	30
3.1.1 Transition – Szenario.....	31
3.2 Erzeugung erneuerbare Energieträger 2030 und Ausblick 2040.....	36
3.2.1 Derzeitiger Stand der Länder-Planungen für den Erneuerbaren-Ausbau.....	36
3.2.1.1 Bundesländerziele Wasserkraft.....	36
3.2.1.2 Bundesländerziele Windkraft.....	38
3.2.1.3 Bundesländerziele Photovoltaik.....	40
3.2.2 Darstellung der nationalen erneuerbaren Aufbringung für 2030 und 2040.....	42
3.2.2.1 Potenziale für Photovoltaik und Windkraft.....	43
3.2.2.2 Wasserkraft.....	48
3.2.2.3 Biomethan.....	51
3.2.2.4 Verstromung fester Biomasse.....	54
3.3 (Inter-)nationale Netzinfrasturkturplanungen.....	54
3.3.1 Europäische Planung (TYNDP).....	54
3.3.2 Netzplanungen APG und VÜN.....	59
3.3.3 Netzplanungen AGGM.....	60
3.3.3.1 Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP).....	61
3.3.3.2 Potenzielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase.....	66
<b>4 Integrierte Infrastrukturplanung</b> .....	<b>67</b>
4.1 Prinzipien und wirtschaftlicher Nutzen einer integrierten Planung.....	67
4.2 Methodik.....	68
4.3 Verbrauch.....	72

4.3.1	Strom.....	74
4.3.2	Wasserstoff.....	74
4.4	Erzeugung.....	76
4.4.1	Strom.....	77
4.4.2	Biomethan.....	79
4.4.3	Wasserstoff.....	80
4.5	Flexibilität und Speicher.....	83
4.5.1	Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke.....	86
4.5.2	Batteriespeicher.....	89
4.5.3	Power-to-Heat.....	90
4.5.4	Power-to-Gas.....	91
4.5.5	Gasspeicher.....	91
4.6	Integrierter Plan.....	93
4.7	Stromnetz.....	93
4.8	Gasnetz (Methan und Wasserstoff).....	99
<b>5</b>	<b>Ergebnisdarstellung und -diskussion.....</b>	<b>103</b>
5.1	Ergebnisvergleich.....	103
5.1.1	Planungen der APG.....	103
5.1.2	Planungen der AGGM.....	105
5.1.3	Studienergebnisse Strom.....	107
5.1.4	Studienergebnisse Gas.....	110
5.2	Ergebniszusammenfassung.....	113
<b>6</b>	<b>Quellenverzeichnis.....</b>	<b>117</b>
<b>7</b>	<b>Exkurs: Der Einsatz von Erdkabeln im Übertragungsnetz als mögliche Technologievariante.....</b>	<b>123</b>
7.1	Aktueller Stand des Einsatzes von Erdkabeln in österreichischen Stromnetzen.....	123
7.2	Technologie von Höchstspannungs-Erdkabeln.....	124
7.3	Verlegung von Erdkabeln.....	125
7.4	Betrieb.....	127
7.5	Elektrisches und magnetisches Feld.....	128
7.6	Kosten.....	129
7.7	Öffentliche Akzeptanz von Höchstspannungs-Freileitungen im Vergleich zu Erdkabeln.....	129
7.8	Mögliche Umweltauswirkungen von Freileitungen und Erdkabeln.....	130
7.9	Ausblick.....	131
<b>8</b>	<b>Exkurs: Windkrafterzeugung 2030 in den Bundesländern.....</b>	<b>132</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>134</b>
	<b>Einheiten.....</b>	<b>135</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>136</b>
	<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>142</b>

# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund

Österreich hat das Ziel definiert, bis zum Jahr 2040 klimaneutral zu werden und will so in Europa zu einem Vorreiter bei der Energiewende und im Klimaschutz werden. Gesetzlich verankert ist das Ziel der Klimaneutralität im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) und Gaswirtschaftsgesetz (GWG). Zur Erreichung der Klimaneutralität ist eine Transformation des Energiesystems erforderlich, mit der eine vollständige Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energieträger erreicht wird. Der Transformationsprozess stellt darüber hinaus wichtige Beiträge zur Erhöhung der Resilienz und Sicherstellung der österreichischen Energieversorgung, zur Leistbarkeit von Energie für die Bevölkerung und Attraktivierung des Wirtschaftsstandortes dar. Eine vorausschauende und planungssichere, kalkulierbare Entwicklung ermöglicht rechtzeitige und zielgerichtete Investitionsentscheidungen von Privaten und Unternehmen und trägt damit auch zur Vermeidung von Stranded Costs bei.

Es ist bereits heute im Bereich der Energieerzeugung und -verbrauch eine deutlich zunehmenden Elektrifizierungstendenz sichtbar. Da elektrische Energie vielseitig und meist mit besonders hohen Wirkungsgraden eingesetzt werden kann, wird sich der Trend zur Elektrifizierung von Energieanwendungen im Laufe der Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem weiter fortsetzen. Aus diesem Grund wird dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, im Zuge des Ausstiegs aus fossilen Energieträgern, besonders hohe Bedeutung zukommen. Im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) wurde das Ziel verankert, den Anteil aus heimischen erneuerbaren Energien am österreichischen Gesamtstromverbrauch in einer national, bilanziellen Betrachtung bis 2030 auf 100 % zu erhöhen. Die bestehende Strominfrastruktur wird an die neuen Bedingungen anzupassen sein.

Im Bereich der Gasversorgung steht Österreich vor der Herausforderung, bis 2040 aus der Nutzung von Erdgas auszusteigen und dieses durch erneuerbaren Strom oder andere erneuerbare Energieträger zu ersetzen. Darüber hinaus hat die aktuelle geopolitische Lage, insbesondere der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine, zu einer Krisensituation am Energiemarkt geführt, in der die hohe Abhängigkeit Österreichs von Erdgaslieferungen aus Russland zu großen Herausforderungen geführt hat. In Summe führt das und die begrenzte Verfügbarkeit erneuerbarer Gase wie Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff dazu, dass diese vor allem in jenen Anwendungen eingesetzt werden, wo keine Alternativen verfügbar sind.

Bei der erforderlichen Transformation des Energiesystems kommen dem Ausbau und der Weiterentwicklung der Netzinfrastrukturen für Strom, Erdgas und erneuerbare Gase besondere Bedeutung zu. In der Vergangenheit wurden Ausbauplanungen im Bereich der Strom- und Gasinfrastruktur von den zuständigen Netzbetreibern relativ unabhängig voneinander durchgeführt. Heute ist jedoch ein strategischer integrierter

Ansatz zum Ausbau der Netzinfrastruktur erforderlich, da für den langfristigen und kontinuierlichen Erhalt der Versorgungssicherheit eine rechtzeitige und laufende Erweiterung, Umgestaltung und Modernisierung der Energieinfrastruktur von entscheidender Bedeutung sind. Durch einen integrierten Ansatz erfolgt die Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur nicht länger auf Basis von individuellen Sektorbetrachtungen, sondern wird anhand eines gemeinsamen Versorgungsziels geplant. Diese integrierte Netzinfrastrukturplanung ermöglicht einen kosteneffizienten und zielgerichteten Stromnetzausbau und unterstützt Maßnahmen zu einem geeigneten Umbau der Gasinfrastruktur. Mit diesem Ansatz soll auch eine verbesserte Koordinierung eines effizienten und bedarfsgerechten Netzausbaus mit dem Ausbau von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen ermöglicht werden.

Um den künftigen Anforderungen gerecht zu werden, wurde in § 94 EAG festgelegt, dass die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie einen integrierten Netzinfrastrukturplan (NIP) zu erstellen hat. Dieser ist als begleitende Maßnahme nach der „Governance-Verordnung“ (EU) 2018/1999 auszurichten und einer strategischen Umweltprüfung zu unterziehen.

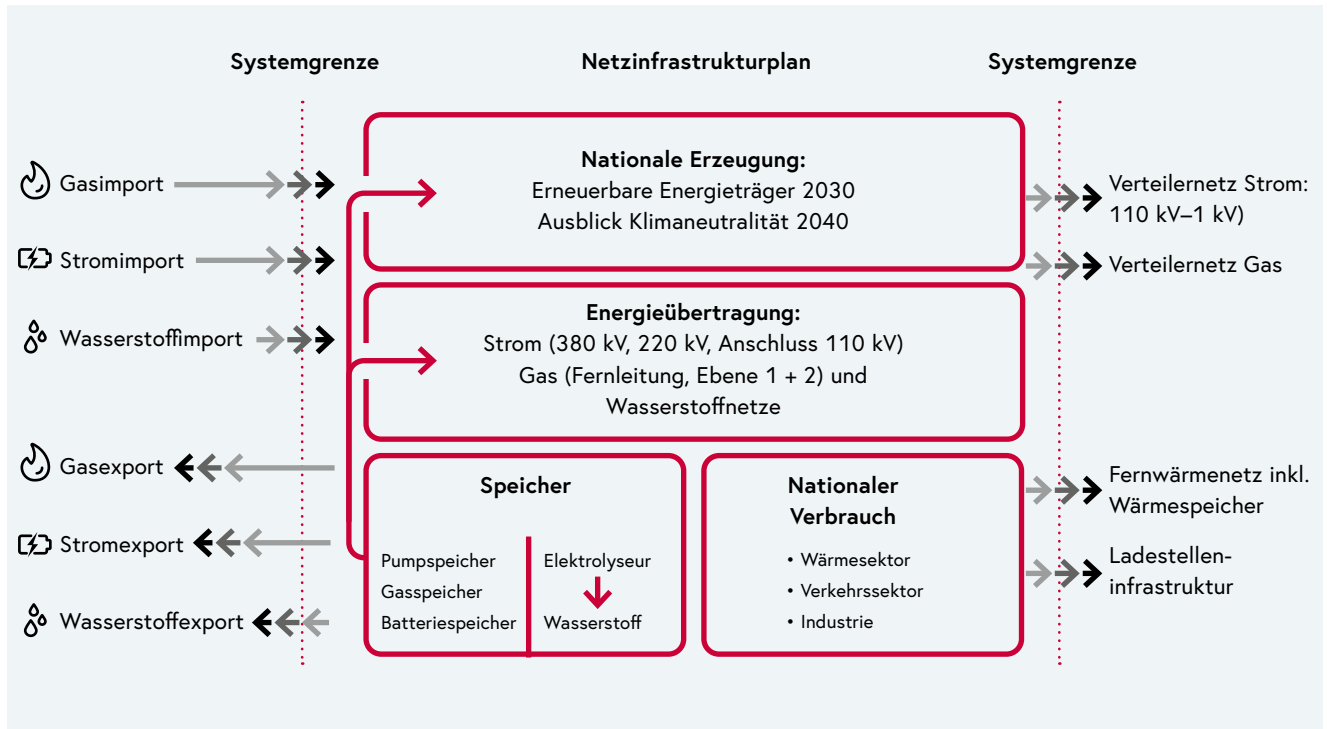
Die vorliegende Version des integrierten Netzinfrastrukturplans stellt die erste Fassung dar. Da die Energiewende beschleunigt werden muss und das Energiesystem durch sehr dynamische Entwicklungen geprägt ist, wird der integrierte Netzinfrastrukturplan gemäß EAG spätestens alle fünf Jahre weiterentwickelt und ergänzt.

## 1.2 Integrierter Netzinfrastrukturplan (NIP)

Der integrierte Netzinfrastrukturplan ist ein übergeordnetes strategisches Instrument, das die grundsätzlichen Erfordernisse und Zielrichtungen der Netzplanung im Strom- und Gasbereich für eine ganzheitliche Energiewende aufzeigt. Mit Blick auf das Gesamtenergiesystem soll der NIP – entsprechend des gesetzlichen Auftrags – die konkreten Netzplanungen von Strom-Übertragungsnetzen, Gasnetzen im Bereich der Fernleitungen und der Netzebenen 1 und 2 sowie die Planung des Aufbaus einer Wasserstoff-Infrastruktur unterstützen. Er ist den Netzplanungsaktivitäten der jeweiligen Unternehmen vorgelagert und ergänzt diese auf strategischer Ebene. Seine zusammenschauende Betrachtung trägt dazu bei, dass bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb von Infrastruktur die spezifischen Wechselwirkungen erkannt und Synergien zwischen Energieträgern, Erzeugungs- und Verbrauchssektoren bereits in der Planungsphase von Energieinfrastrukturen genutzt werden, beispielsweise bei der Netzeinbindung von Elektrolyseprojekten.

In einem integrierten Energiesystem kommt der Sektorkopplung besondere Bedeutung zu. Dies betrifft nicht nur „klassische Anwendungen“, wie gasbefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, sondern in zunehmendem Ausmaß auch Infrastruktur für Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff, sowie damit verbundene Erzeugungsanlagen, wie Elektrolyseure und auch entsprechende Speichertechnologien.





Die in Abbildung 1 dargestellten Systemgrenzen zeigen, welche Inhalte im NIP berücksichtigt werden. Im Mittelpunkt steht entsprechend des gesetzlichen Auftrags der Bereich der Energie-Übertragung. Im Strombereich sind das die 380-kV- und 220-kV-Netze bis zu den Umspannwerken, an welche die unterlagerten 110-kV-Verteilernetze angeschlossen sind. Diese sind nicht mehr Teil des Betrachtungsraums. Im Bereich der Gasversorgung konzentriert sich der NIP einerseits auf das Fernleitungsnetz und die Netzebenen 1 und 2 sowie auf die künftige Netzinфраstruktur für Wasserstoff.

Die Betrachtungen basieren auf aktuellen Szenarien zur Entwicklung des nationalen Energieverbrauchs und der nationalen Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern inkl. erneuerbaren Gasen. Sie werden ergänzt um Fragestellungen über den Einsatz von Speichertechnologien und Flexibilitätsoptionen.

Um der dynamischen Entwicklung bei der Transformation des Energiesystems entsprechend Rechnung zu tragen, ist der Netzinфраstrukturplan in dieser ersten Fassung auf einen Planungszeitraum bis 2030 ausgelegt. Da aber die Nutzung von Infrastruktur auf Jahrzehnte ausgelegt ist und die Transformation des Energiesystems jedenfalls bis 2040 andauern wird, bietet der NIP darüber hinaus einen Ausblick auf das Jahr 2040. Er wird in weiterer Folge – gemäß EAG alle fünf Jahre – entsprechend aktualisiert, weiterentwickelt und ergänzt.

Abbildung 1: Betrachtungsraum und Systemgrenzen des integrierten Netzinфраstrukturplans

## 1.3 Aufbau und Inhalte des integrierten Netzinfrasturkturplans

Ausgangsbasis des integrierten Netzinfrasturkturplans ist eine Bestandsaufnahme der bestehenden Energieinfrastruktur sowie der aktuellen Aufbringung und des aktuellen Verbrauchs von elektrischer Energie und Gas, die in Kapitel 2 erfolgt.

In weiterer Folge werden in Kapitel 3 der angenommene zukünftige Energieverbrauch und die Aufbringung in den Jahren 2030 und 2040 dargestellt. Dies erfolgt auf Basis des vom Umweltbundesamt entwickelten Transition-Szenarios, in dem die möglichen Energiemengengerüste für das Jahr 2030 und das Jahr 2040 – in dem die Klimaneutralität erreicht werden soll – enthalten sind. Dieses Szenario wurde für den NIP ausgewählt, da die Infrastruktur mittel- und langfristig auf die Klimaneutralität, d. h. den vollständigen Ersatz fossiler Energieträger, ausgelegt werden muss.

Erzeugungsseitig werden die erneuerbaren Ausbaupotenziale für Strom- bzw. Biomethan aus der Studie „Szenarien für die realisierbare erneuerbare Stromerzeugung im Jahr 2030 und 2040“ des Umweltbundesamtes herangezogen. Weiters wird für das Jahr 2030 auch ein Überblick über die derzeit geltenden Ausbauziele und -planungen der Bundesländer gegeben. Abschließend werden die aktuellen Netzinfrasturkturplanungen auf europäischer Ebene anhand des TYNDP (Ten Year Network Development Plans) und auf nationaler Ebene anhand der Netzentwicklungspläne der Austrian Power Grid AG (APG) und der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) sowie anhand des Koordinierten Netzentwicklungsplans und der langfristigen integrierten Planung der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) überblicksmäßig dargestellt.

Im Kapitel 4 erfolgt eine Beschreibung der Prinzipien und des wirtschaftlichen Nutzens einer künftigen integrierten Planung der Netzinfrasturktur für elektrische Energie, Methan und Wasserstoff. Hauptteil des Kapitels ist die Ableitung von Transporterfordernissen und Netznotwendigkeiten für die Jahre 2030 und 2040 auf der Grundlage der in Kapitel 3 beschriebenen Energiemengengerüste des Transition-Szenarios und die ermittelten Flächenpotenziale für die erneuerbare Strom- bzw. Biomethanerzeugung. Dies erfolgt auf Basis umfassender wissenschaftlicher modellgestützter Methoden, die im Rahmen einer Forschungskoooperation für den NIP entwickelt wurden. Die Planungen der APG und AGGM fließen in die im NIP dargestellte Netzinfrasturktur ab 2030 ein.

Eine Ergebnisdarstellung und –diskussion erfolgt im Kapitel 5. Es werden die Erkenntnisse und Berechnungsgrundlagen des NIP mit den Planungen der APG und AGGM sowie mit den Ergebnissen der Studien „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich 2040“ und „Energieinfrastruktur 2040 – Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich“ verglichen und diskutiert.

Mit dem Exkurs zum Einsatz von Erdkabeln im Stromübertragungsnetz als mögliche Technologievariante werden technologische Entwicklungen und neue Erkenntnisse zu Erdkabeln im Bereich der Übertragungsnetzebene ausgeführt.

# 2 Bestandsaufnahme der Energieinfrastruktur – die Grundlage unserer Energieversorgung

## 2.1 Nationaler Energieverbrauch

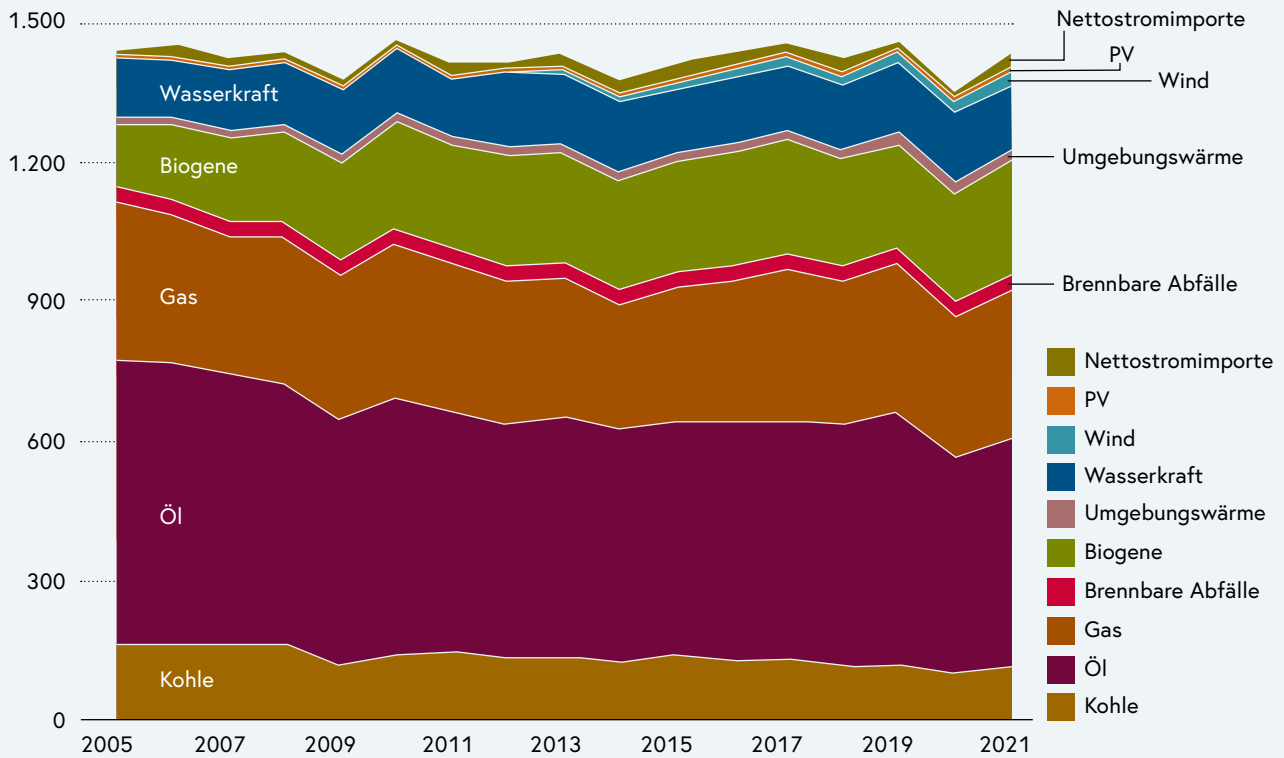
Der österreichische Bruttoinlandsverbrauch (BIV) an Energie, welcher den gesamten Energiebedarf Österreichs darstellt, hat sich zwischen 2005 und 2021 langfristig, trotz Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum stabilisiert. Sichtliche Rückgänge waren jeweils 2009 verursacht durch die Finanzkrise bzw. 2020 durch die COVID-19 Pandemie zu beobachten (Abbildung 2). 2021 erhöhte sich der BIV wieder gegenüber 2020. Ausschlaggebend war hierfür, neben dem Konjunkturaufschwung und geringeren Effekten aus den Notfallmaßnahmen zur Eindämmung der Corona-Krise, auch die kälteren Witterungsverhältnisse, die einen Anstieg des Raumwärmebedarfs im Vgl. zum Vorjahr zur Folge hatten. Der Anteil fossiler Energieträger dominiert nach wie vor, unterliegt jedoch seit 2005 durch die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energieträger einem abnehmenden Trend. Bis 2040 ist die Energieversorgung de facto auf 100% erneuerbare Energieträger umzustellen, damit die Klimaneutralität erreicht werden kann.

Im Fokus des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans stehen gemäß EAG 2021, § 94, Abs.3 die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas. In diesem Kapitel wird in Folge auf die bestehende Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur sowie die bestehende Infrastruktur zum Transport dieser Energieträger näher eingegangen.

## Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgern 2005–2021

in Petajoule

Quelle: BMK, 2022



### Wachstum und Rückgang der Energieträger

	p.a. 2005–2021	2020–2021
PV	+35,8%	+37,5%
Wind	+10,7%	-0,8%
Nettostromimporte	+6,8%	+243,5%
Umgebungswärme	+8,1%	+5,5%
Brennbare Abfälle	+3,2%	-0,9%
Biogene Energien	+3,0%	+6,7%
Wasserkraft	+0,3%	-7,7%
Gas	-0,3%	+6,2%
Öl	-1,3%	+6,8%
Kohle	-2,7%	+3,8%

**-0,1% p.a.**

Bruttoinlandsverbrauch 2005–2021

Abbildung 2:  
Bruttoinlandsverbrauch  
Österreich 2005-2021  
nach Energieträgern

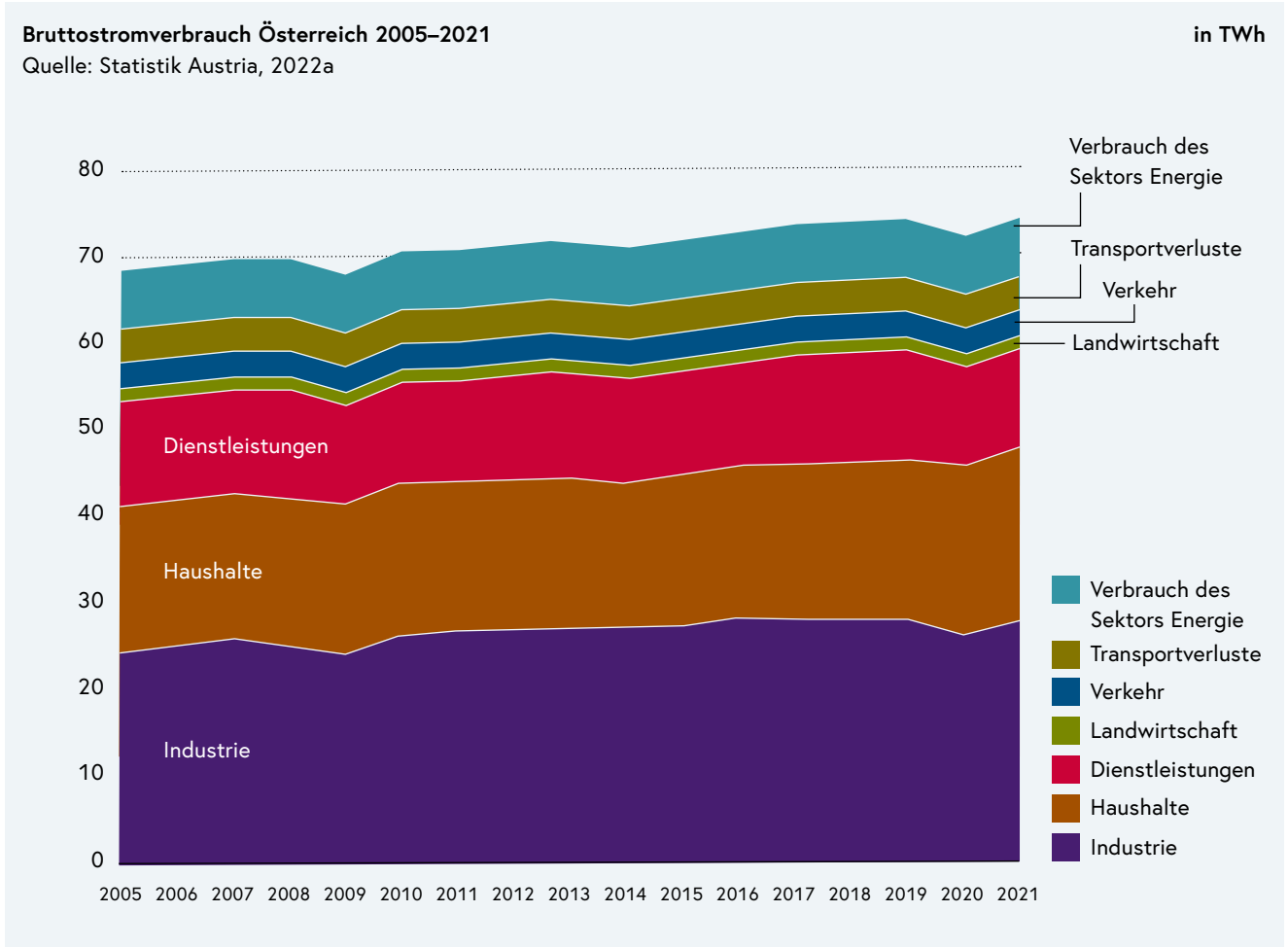


Abbildung 3:  
 Entwicklung des österreichischen Bruttostromverbrauchs 2005-2021

## 2.2 Strom

### 2.2.1 Stromverbrauch

Der Bruttostromverbrauch in Österreich unterliegt seit 2005 einem wachsenden Trend (Abbildung 3). Ausschlaggebend war hierbei die fast kontinuierliche Zunahme des Endenergieverbrauchs von elektrischer Energie (EEV) in den Verbrauchssektoren Industrie, Haushalte, Dienstleistungen, Landwirtschaft und Verkehr. Zwar kam es besonders 2009 und 2020 krisenbedingt zu kurzzeitigen Rückgängen des Bruttostromverbrauchs, danach nahm dieser jedoch wieder rasch zu. 2021 erreichte der österreichische Bruttostromverbrauch seinen historischen Höchststand von rund 74,5 TWh, knapp 90% davon konnten durch die inländische Erzeugung gedeckt werden. Die restlichen 10% (bzw. 7,5 TWh) an elektrischer Energie wurden importiert. Bis 2030 soll der Anteil heimischer erneuerbarer Energiequellen am gesamten Stromverbrauch gemäß EAG 2021 auf 100% (national bilanziell) erhöht werden.

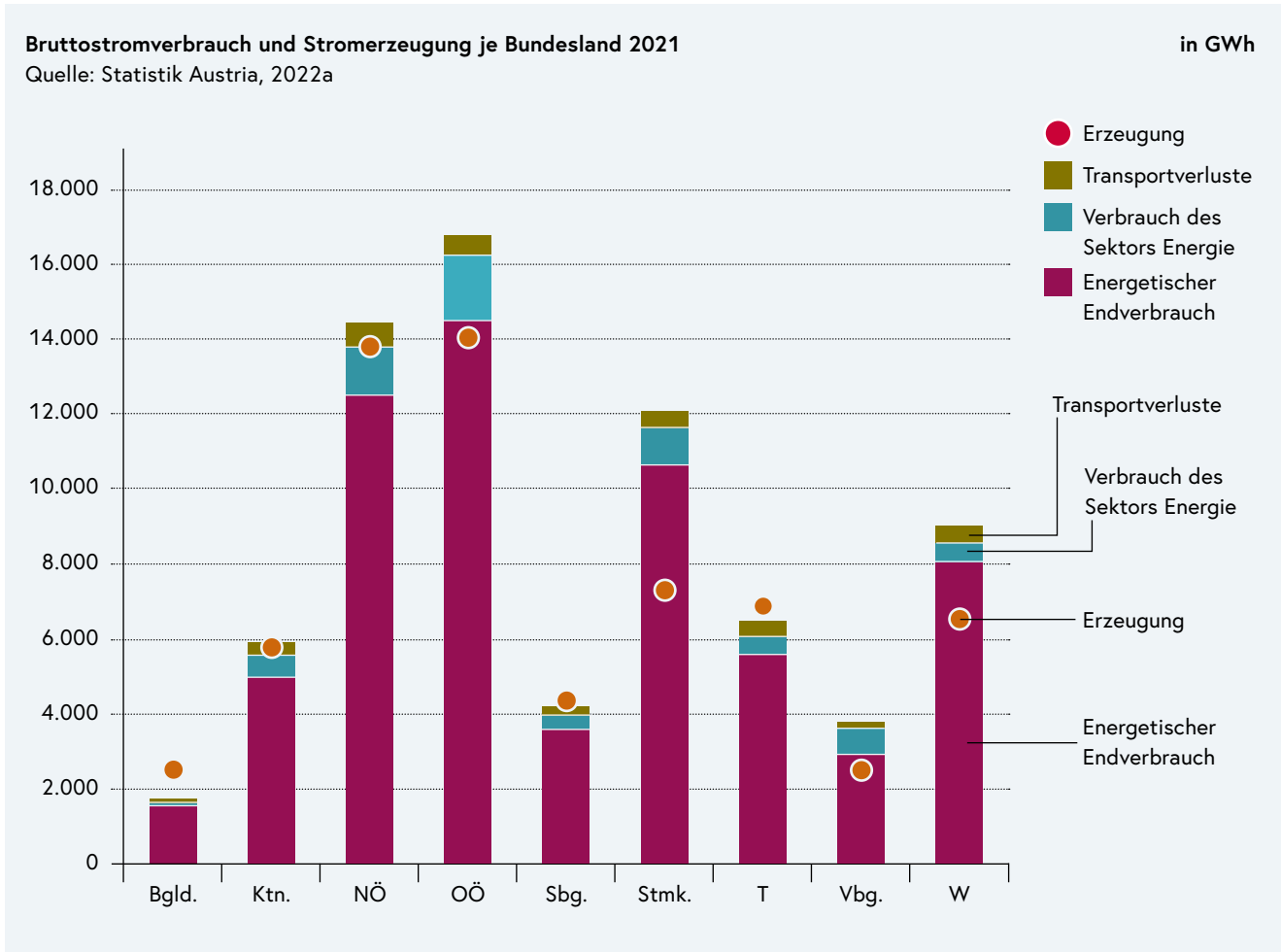
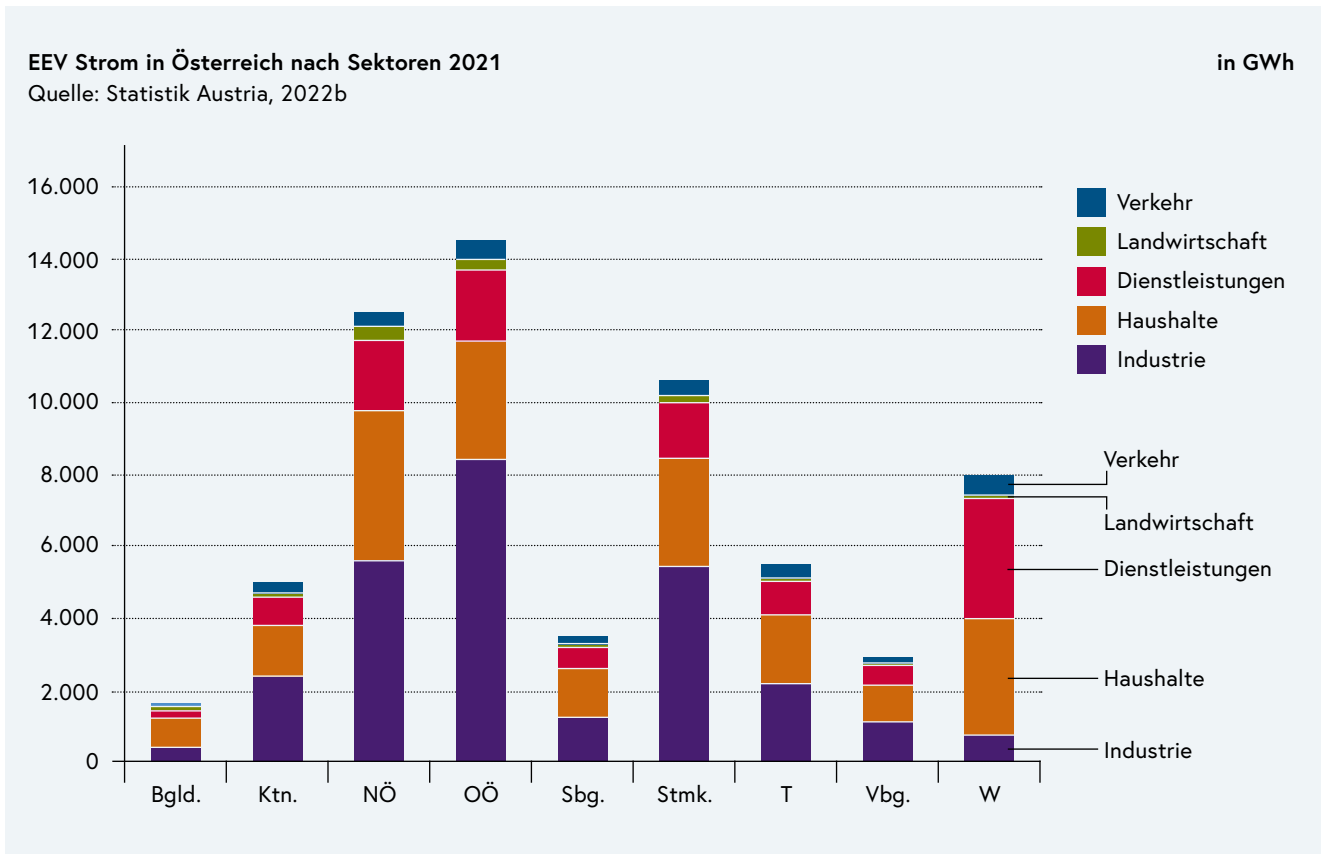


Abbildung 4:  
 Bruttostromverbrauch je  
 Bundesland 2021

Das größte Wachstum hatte der Endenergieverbrauch von elektrischer Energie in den Sektoren Haushalte und Industrie. Die stärksten Treiber waren hierbei einerseits das Wirtschaftswachstum und andererseits das Bevölkerungswachstum. Zwischen 2005 und 2021 stieg die gesamte nachgefragte Wohnfläche in Österreich um mehr als 20 % an. Diese Treiber überlagern sich weiters mit Elektrifizierungstrends in den verschiedenen Sektoren, wodurch sich der Stromverbrauch ebenso erhöhte. Maßgebliche Anteile am österreichischen Bruttostromverbrauch im Jahr 2021 hatten die energetischen Endverbräuche von elektrischer Energie im Industriesektor mit rund 27,7 TWh und im Haushaltssektor mit rund 20,3 TWh. Knapp 11,9 TWh waren dem Dienstleistungssektor zuzurechnen, auf Landwirtschaft und Verkehr entfielen rund 4,6 TWh.

Die Bundesländer unterscheiden sich auf Grund ihrer unterschiedlichen Größen, Bevölkerungsanzahlen und Wirtschaftsstrukturen signifikant im Hinblick auf ihren Bruttostromverbrauch. Abbildung 4 veranschaulicht den Bruttostromverbrauch im Jahr 2021 für jedes der Bundesländer. Zusätzlich ist die jeweilige jährliche Stromerzeugungsmenge dargestellt.

Der Blick auf die Bundesländer zeigt dazu stark unterschiedliche Verhältnisse: Während in Salzburg, Kärnten und Tirol der jährlich bilanzielle Bruttostromverbrauch



und die Erzeugung im Jahr 2021 relativ ausgeglichen waren, hatten die anderen Bundesländer einen Importbedarf. Davon ausgenommen war das Burgenland, in dem die jährliche Erzeugung den jährlichen Verbrauch um mehr als 40% überstieg. Um die nationalen Energie- und Klimaziele bis 2030 und 2040 zu erreichen, müssen in Zukunft weitere Bundesländer ihre erneuerbare Stromerzeugungsinfrastruktur über den eigenen Stromverbrauch hinweg weiter ausbauen.

Der energetische Endverbrauch von elektrischer Energie für Österreich belief sich 2021 insgesamt auf knapp 64,5 TWh; in Abbildung 5 ist dieser nach Sektoren auf die Bundesländer aufgeteilt dargestellt.

Der Blick auf die Bundesländer zeigt, dass in Wien – im Vergleich zu den anderen Bundesländern – ein relativ hoher Anteil des energetischen Endverbrauchs auf den Dienstleistungssektor zurückzuführen ist. Der größte energetische Endverbrauch ist in den Bundesländern mit der stärksten industriellen Aktivität zu sehen: Oberösterreich, Niederösterreich und Steiermark.

### 2.2.2 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in Österreich nahm seit 2005 annähernd kontinuierlich zu. Die stärksten Zuwächse verzeichnete die Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik, den deutlichsten Rückgang hatte die Kohleverstromung, die mit der Stilllegung des letzten österreichischen Kohlekraftwerks – der Steinkohle-KWK-Anlage in Mellach – im

Abbildung 5: Energetischer Endverbrauch Strom 2021 nach Sektoren je Bundesland

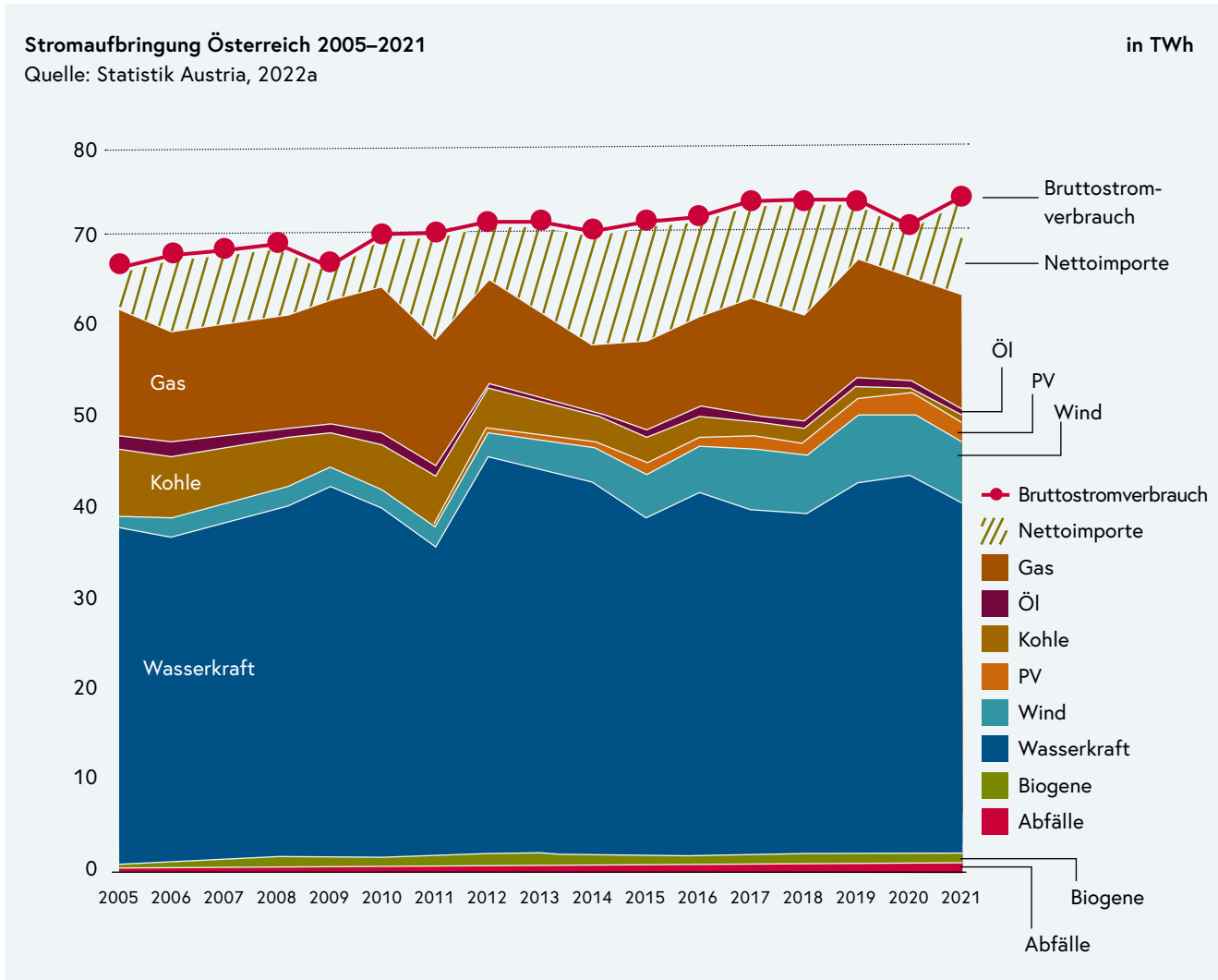


Abbildung 6:  
Entwicklung der österreichischen Stromaufbringung 2005-2021

Jahr 2020 im Bereich der öffentlichen Stromversorgung beendet wurde. Die übrige Stromerzeugung aus Kohleverstromung über 2020 hinaus ist auf unternehmenseigene Anlagen zurückzuführen, welche jedoch nicht ins öffentliche Netz einspeisen. Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken unterlag seit 2011 deutlichen Schwankungen, hierbei spielte neben den Erdgaspreisen und den Großhandelspreisen für Strom auch die Importmöglichkeiten an elektrischer Energie eine wesentliche Rolle (Abbildung 6).

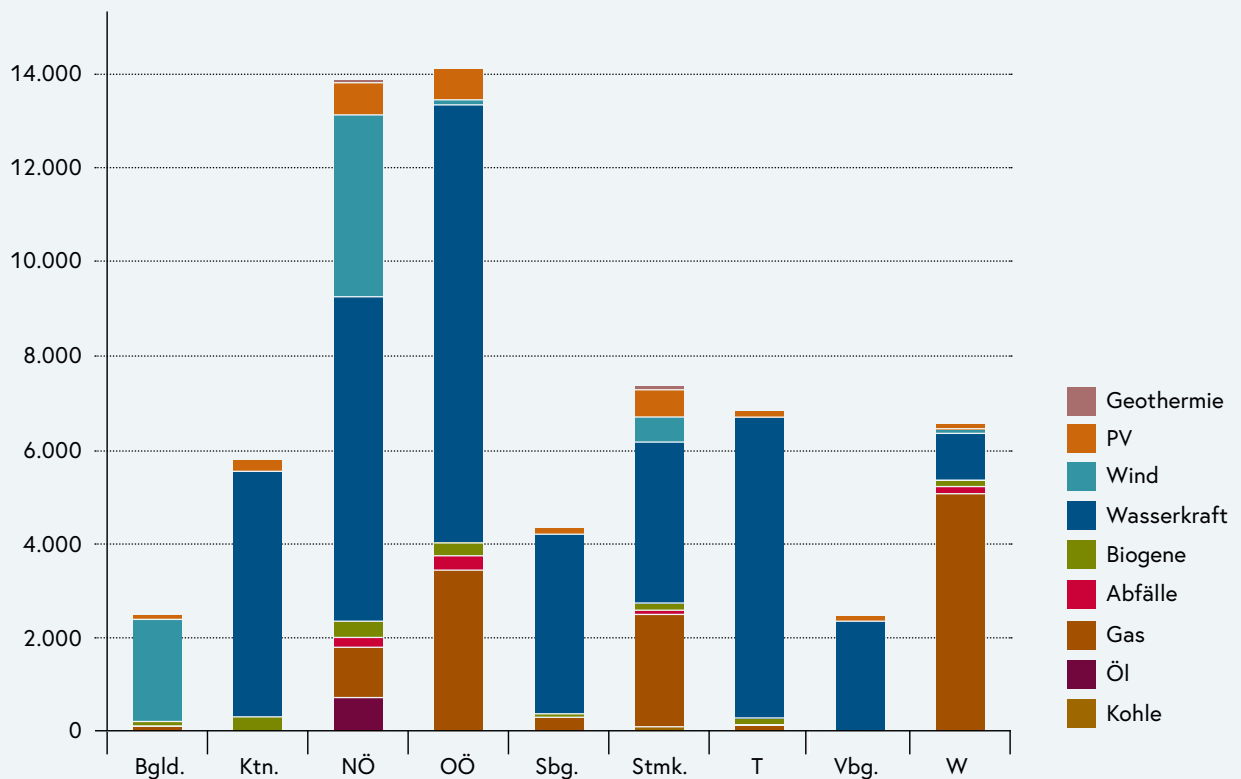
Das Stromaufkommen in Österreich ist stark durch die Erneuerbaren geprägt. Im Jahr 2021 betrug der Anteil der anrechenbaren erneuerbaren Stromerzeugung am nationalen Stromverbrauch (berechnet gemäß EU-Richtlinie 2009/28/EG) rund 76 %. Bei dieser Berechnungsmethodik werden für Windenergie und Wasserkraft Mittelwerte für die Volllaststunden über mehrere Jahre hinterlegt, um witterungsbedingte jährliche Erzeugungsschwankungen zu glätten. Daraus können sich Unterschiede zu anderen Statistiken ergeben, wenn diese z. B. die tatsächliche (nicht gemittelte) Erzeugung angeben. Die Wasserkraft dominiert traditionell die österreichische Stromerzeugung. Sie erzeugte im Jahr 2021 tatsächlich 38,8 TWh. Windkraft und PV trugen mit rund 9,6 TWh



## Stromerzeugung Österreich 2021

Quelle: Statistik Austria, 2022a

in GWh



zur Erzeugung bei. Bei den dargestellten Erzeugungsmengen an Wasserkraft wird auf die aktuellste Energiebilanz der Statistik Austria zurückgegriffen. Aufgrund der zugrundeliegenden Berechnungsmethodik der Statistik Austria wird nur jene Stromerzeugung aus Wasserkraft berücksichtigt, welche aus dem natürlichen Wasserdargebot (natürlicher Zufluss) gewonnen werden kann. Die Stromerzeugung aus dem gepumpten Zufluss von Pumpspeichern ist in diesen Erzeugungsmengen nicht enthalten. Dadurch können sich Unterschiede zu anderen Statistiken, wie beispielsweise der Elektrizitätsstatistik der E-Control, ergeben.

Während die Wasserkraft im Großteil der Bundesländer – ausgenommen Burgenland und Wien – einen großen Anteil der Stromerzeugung ausmachte (Abbildung 7), ist die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen hauptsächlich im Burgenland und in Niederösterreich sowie in geringerem Ausmaß in der Steiermark verortet. Die fossile Stromerzeugung hatte 2021 einen Anteil von 21% an der nationalen Erzeugung. Dabei war Erdgas der dominierende Energieträger. Knapp 95% der fossilen Stromerzeugung war erdgasbasiert.

Betrachtet man die gesamte installierte Brutto-Engpassleistung zur Stromerzeugung in Österreich (Abbildung 8), so verdeutlicht sich die oben angeführte Rolle der

Abbildung 7:  
Stromerzeugung 2021  
je Bundesland

## Installierte Brutto-Engpassleistung des österreichischen Kraftwerksparks zur Stromerzeugung

in MW

Quelle: E-CONTROL, 2022b

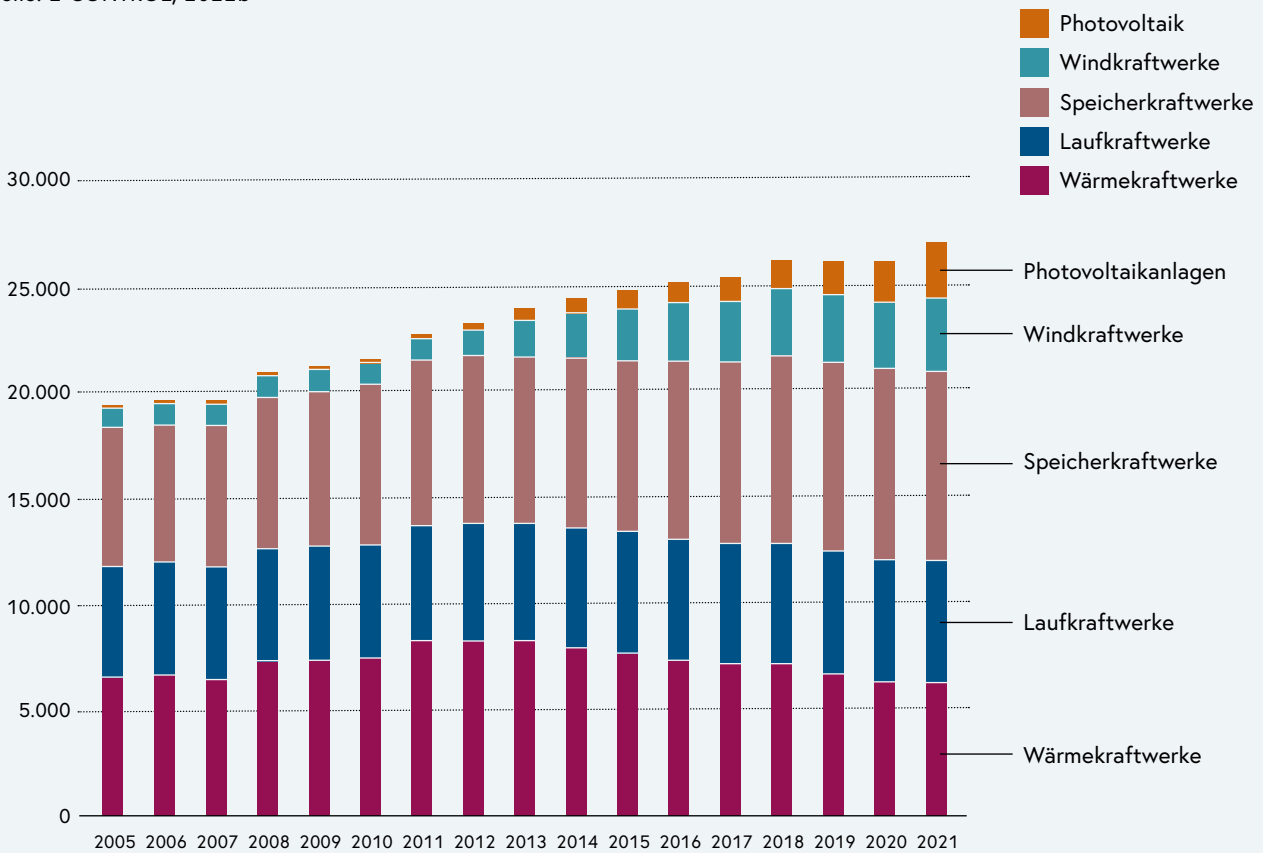


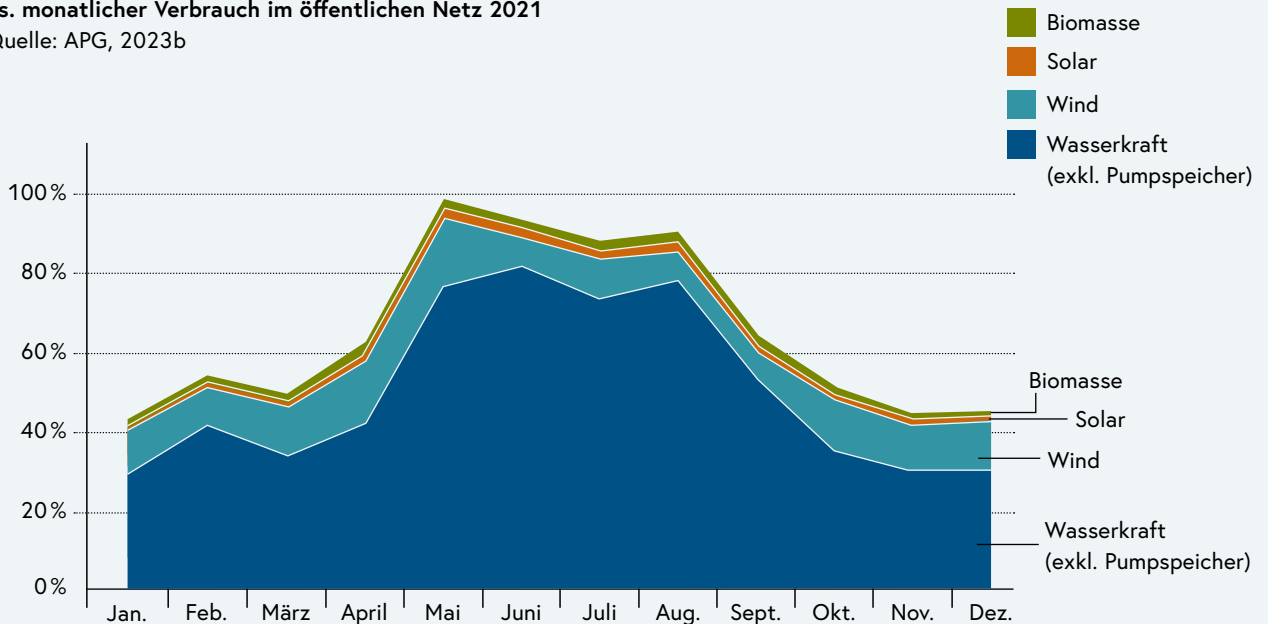
Abbildung 8:  
Installierte Brutto-Engpassleistung Stromerzeugung in Österreich

Wasserkraft. Von der gesamten installierten Brutto-Engpassleistung in ganz Österreich im Jahr 2021 waren ca. 5,8 GW Laufkraftwerke sowie rund 8,9 GW Speicherkraftwerke. Einen wesentlichen Anteil an der Brutto-Engpassleistung hatten dabei auch Wind- und Solarkraftwerke. Diese erreichten 2021 gemeinsam eine installierte Brutto-Engpassleistung von rund 6 GW. Die installierten Kraftwerksleistungen von Wärmekraftwerken beliefen sich auf circa 6,3 GW.

Stellt man die jeweiligen Monatssummen von Stromverbrauch und Stromerzeugung aus Wasser-, Windkraft, PV und Biomasse im öffentlichen Netz gegenüber, so stellt sich dar, dass im Mai 2021 die gesamte Last monatlich bilanziell durch die nationale erneuerbare Erzeugung gedeckt werden konnte (Abbildung 9)<sup>1</sup>. Während in den Sommermonaten der Deckungsgrad sehr hoch ist, sinkt dieser signifikant in den Herbst- und Wintermonaten. Ausschlaggebend dafür war die im Vergleich zum Sommer

1 Die Daten zur Erzeugung inkludieren nur die Werte, welche in das öffentliche Netz der österreichischen Regelzone eingespeist worden sind. Vor allem bei Photovoltaik (PV) unterscheidet sich dieser Wert daher von der gesamten PV-Erzeugung, welche zu einem Großteil hinter dem Zähler des Netzbetreibers bereits verbrauchsmindernd genutzt und deshalb nur zum Teil ins öffentliche Netz eingespeist wird.

**Monatliche erneuerbare Stromerzeugung  
vs. monatlicher Verbrauch im öffentlichen Netz 2021**  
Quelle: APG, 2023b



deutlich verminderte Erzeugung aus Wasserkraft (exkl. Pumpspeicher). Die Stromerzeugung aus Windkraft war über das Jahr hinweg deutlich stabiler, allerdings unterliegt diese ebenfalls saisonalen Schwankungen. Diese weist eine höhere Erzeugung in den Wintermonaten auf und stellt daher eine gute Ergänzung zu der Erzeugung aus PV-Anlagen und Wasserkraft dar. Die PV-Erzeugung unterliegt ebenso deutlichen saisonalen Schwankungen, wobei die Erzeugung in den Sommermonaten jene in den Wintermonaten deutlich übersteigt. In Abbildung 9 hat die PV aber aufgrund der noch geringeren Erzeugungsmengen bisher deutlich weniger Einfluss auf die Lastdeckung der jeweiligen Monate, weshalb auch die saisonalen Schwankungen kaum in Erscheinung treten. Grundsätzlich sind für die Netzplanung die Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen bzw. Leistungsbetrachtungen notwendig, bilanzielle Betrachtungen ergänzen die Leistungsbetrachtung.

Abbildung 9:  
Lastdeckung Strom durch  
erneuerbare Energien 2021  
auf Monatsbasis

### 2.2.3 Strominfrastruktur

Die österreichische Stromnetz-Infrastruktur wird gemäß § 63 ElWOG in sieben verschiedene Netzebenen unterteilt (Tabelle 1). Der Betrachtungsraum des integrierten Netzinfrastukturplans konzentriert sich im Sinne des § 94 Abs. 3 EAG auf das Übertragungsnetz, das die Netzebenen 1 (Höchstspannung 380 kV und 220 kV; einschließlich 380/220-kV-Umspannung) und Netzebene 2 (Umspannung von Höchst- zu Hochspannung) umfasst und dem überregionalen Transport von elektrischer Energie dient. Die dem Übertragungsnetz untergelagerten Verteilernetze umfassen die restlichen Netzebenen 3 bis 7 und bilden die Niederspannungs-, Mittelspannungs- und 110-kV-Hochspannungsnetze. Große

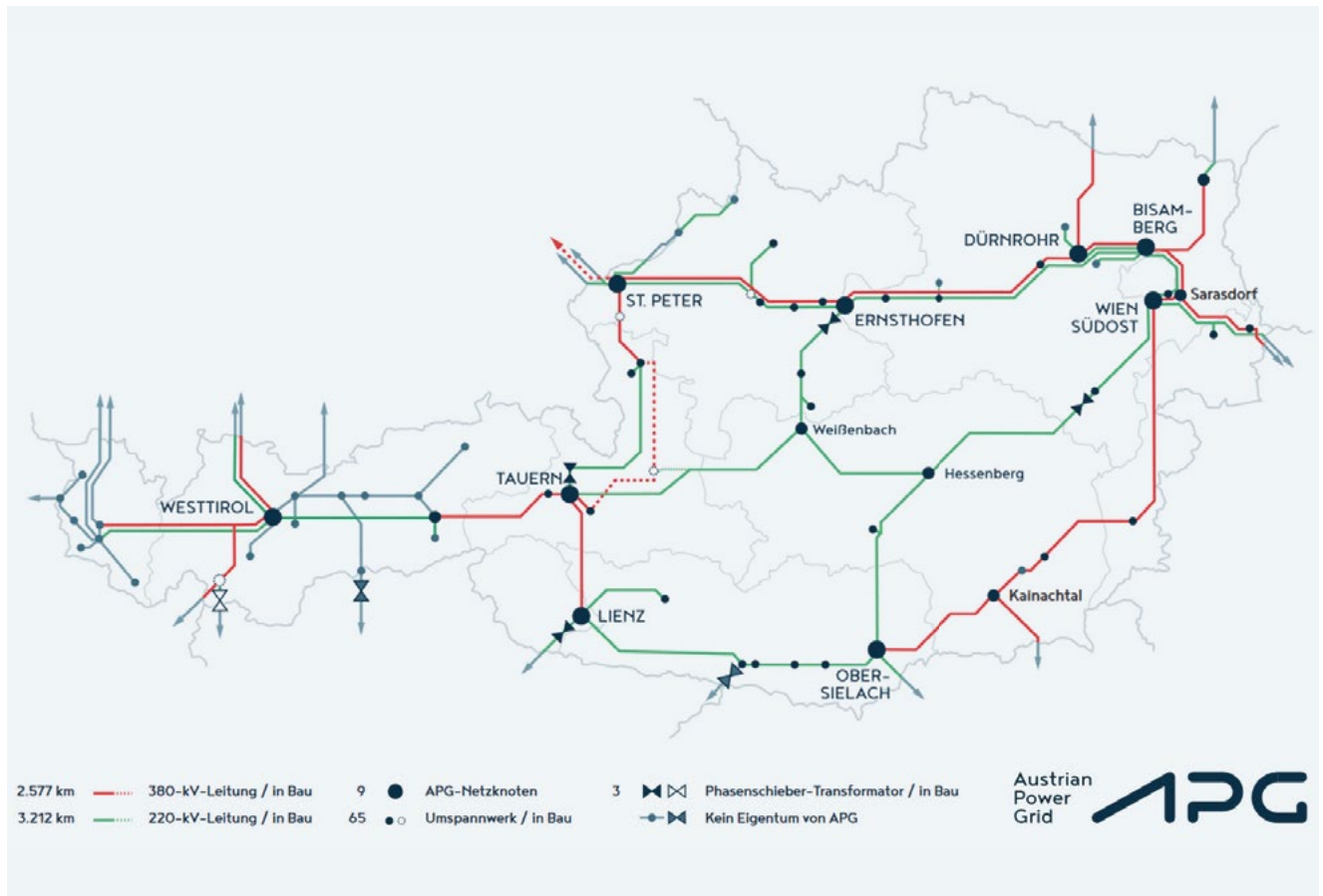
einspeisende Anlagen (z. B. Pumpspeicherkraftwerke, große Wasserkraftwerke) sind zum Teil in das Übertragungsnetz eingebunden. Die Versorgung von großen Verbrauchern sowie die Energieableitung mittelgroßer Kraftwerke erfolgt über die 110-kV-Hochspannungsnetze. Mittelgroße Verbraucher:innen sowie kleinere Kraftwerke befinden sich an den Mittelspannungsnetzen. Die Niederspannungsnetze dienen in erster Linie der Versorgung von Haushalts- und kleineren Gewerbekundinnen und -kunden, in steigendem Ausmaß speisen aber auch kleine Erzeugungsanlagen (wie z. B. PV-Anlagen) in diese Netze ein.

Tabelle 1: Netzebenen im Stromsystem und Nennspannung; Quelle: EIWOG, 2010

Netzebene	Nennspannung
1	Höchstspannung (380 kV und 220 kV; einschließlich 380/220-kV-Umspannung)
2	Umspannung von Höchst- zu Hochspannung
3	Hochspannung (110 kV; einschließlich Anlagen mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 36 kV und 220 kV)
4	Umspannung von Hoch- zu Mittelspannung
5	Mittelspannung (mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV sowie Zwischenumspannungen)
6	Umspannung von Mittel- zu Niederspannung
7	Niederspannung (1 kV und darunter)

Die Austrian Power Grid (APG) ist als nationaler Regelzonenführer für die Betriebsführung des Übertragungsnetzes zuständig. Das österreichische Übertragungsnetz hatte 2021 eine gesamte Trassenlänge von rund 3.400 Kilometern und eine Systemlänge von knapp 6.800 km sowie 65 Umspannwerke (E-Control, 2022a). Es wird von der Austrian Power Grid und der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) betrieben. Bestehende 380-kV-Leitungen verbinden derzeit Ost- und Zentralösterreich zwischen den Umspannwerken Wien Südost – Bisamberg – Sankt Peter sowie Ost- und Südösterreich zwischen Wien Südost und Obersielach (Abbildung 10). Weitere 380-kV-Verbindungen bestehen zwischen Lienz und den Umspannwerken in Zell am Ziller sowie dem Umspannwerk Tauern. Die geplante Lückenschließung zwischen dem Umspannwerk Tauern und dem Umspannwerk Sankt Peter soll innerhalb des Projekts „380-kV-Salzburgleitung“ erfolgen. Dieser Leitungsabschnitt befindet sich in Bau und dient dem übergeordneten Ziel, einen 380-kV-Leitungs-Ring in Österreich zu errichten. Der Lückenschluss der 380-kV-Verbindung zwischen Obersielach und Lienz ist laut APG (2021c) für das Jahr 2031 geplant.

Hohe Bedeutung hat das nationale Übertragungsnetz unter anderem für den Export und Import elektrischer Energie und die Verbindung großer Kraftwerke mit Pumpspeicherkraftwerken und Verbrauchsschwerpunkten. Während im Westen und Süden des Landes aufgrund der Topographie die größten Pumpspeicherkraftwerke zu finden sind, konzentriert sich die installierte Laufwasserkraftwerksleistung hauptsächlich entlang der Donau und die installierte Windleistung vor allem auf den Nord-Osten Öster-



reichs. Gebiete, in denen derzeit das Übertragungsnetz nur aus 220-kV-Leitungen besteht, erstrecken sich vorrangig über den österreichischen Zentralraum und den mittleren Teil Tirols im Bereich des Innsbrucker Raums.

Österreich ist Teil des kontinentaleuropäischen Synchronnetzes und damit im Verbundnetz mit seinen Nachbarländern. Wie in Abbildung 6 dargestellt, war Österreich 2021 Nettostromimporteure und steht in engem Austausch mit seinen angrenzenden Ländern. Einzig mit der Slowakei besteht derzeit keine Netzverbindung und damit auch keine direkte Austauschmöglichkeit von elektrischer Energie. Die stärksten Austauschkapazitäten bestehen zwischen Österreich und Deutschland mit 4.900 MW in beide Richtungen (Abbildung 11). Ebenfalls große Kapazitäten sind zwischen Österreich und Tschechien, Ungarn, Slowenien sowie der Schweiz (800-1.200 MW) gegeben. Merklich geringere Kapazitäten stehen an der Grenze zu Italien zur Verfügung. Hier stehen Importkapazitäten von 190 MW den Exportkapazitäten von 380 MW gegenüber.

Insgesamt importierte Österreich im Jahr 2021 rund 26,4 TWh an Strom und exportierte 18,9 TWh. Damit ist Österreich aufgrund seiner Lage in Zentraleuropa auch ein wichtiges Transitland für elektrische Energie. Betrachtet man in Folge die nationalen physikalischen Stromimporte genauer, so zeigt sich, dass mit rund 13 TWh im Jahr 2021 Deutschland das wichtigste Exportland war. Aus bzw. über Tschechien kamen mit 11 TWh die zweithöchsten physikalischen Stromimporte. Neben seiner Rolle als wichtigstes

Abbildung 10: Österreichisches Stromübertragungsnetz, Bild: APG, 2023a

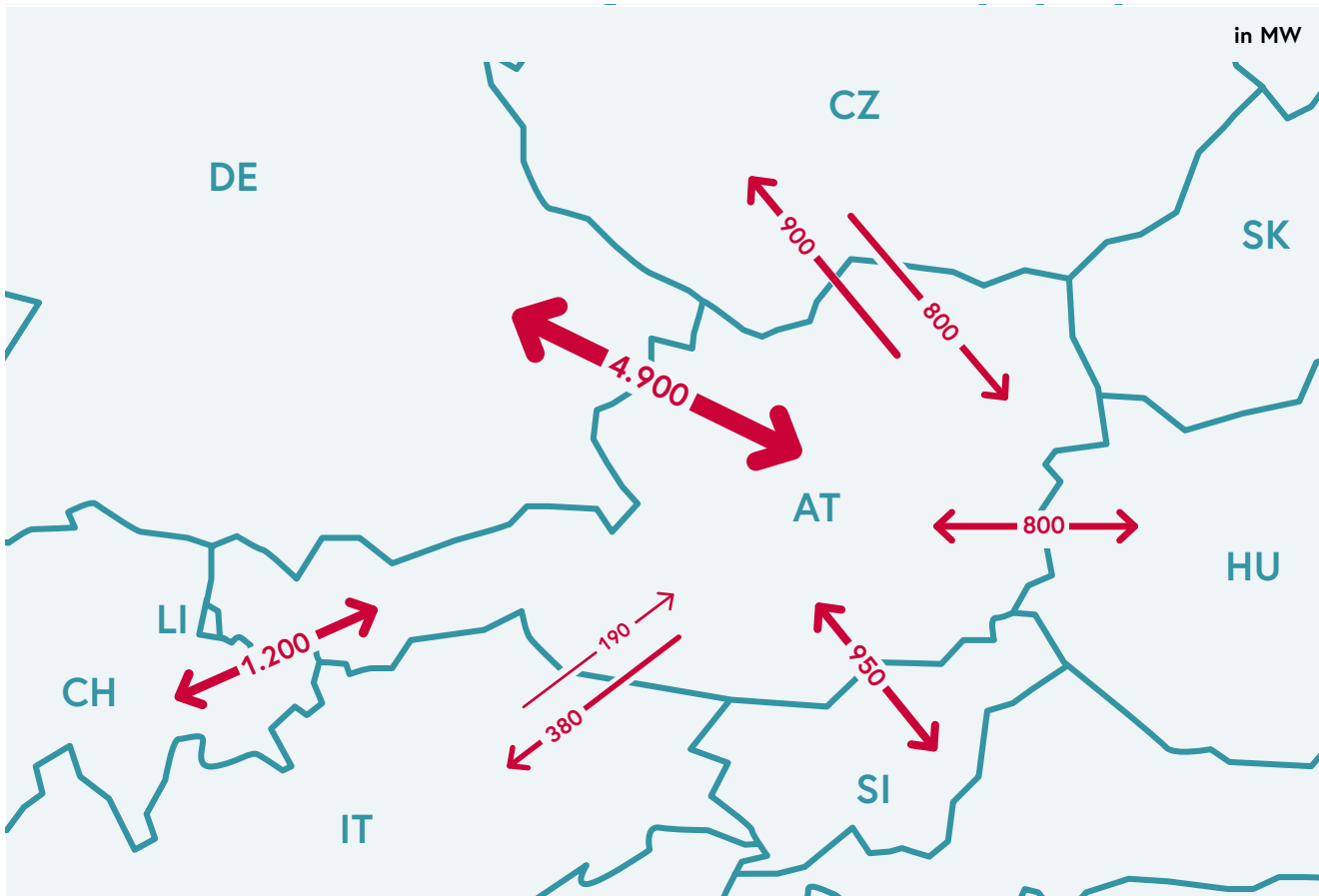


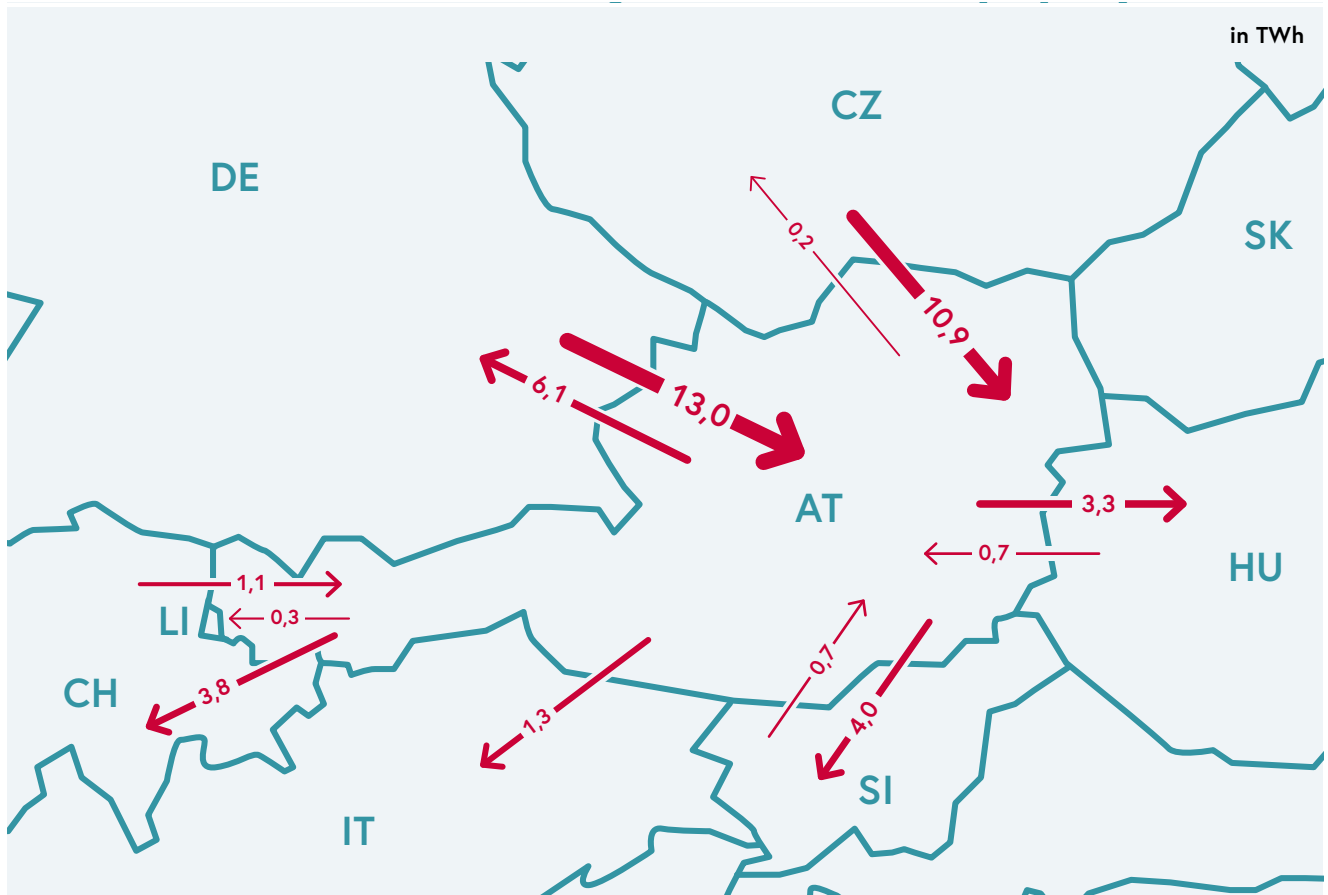
Abbildung 11:  
Österreichische Strom  
Austauschkapazitäten mit  
Nachbarländern 2020, in  
MW; Quelle: ENTSO-E, 2023

Importland ist Deutschland auch gleichzeitig das wichtigste Exportland für Österreich. Rund 6,1 TWh wurden 2021 nach Deutschland exportiert. Weitere wichtige Exportländer waren die Schweiz, Slowenien und Ungarn. Im Gegensatz zu den hohen physikalischen Importmengen aus Tschechien exportierte Österreich nur sehr geringe Mengen dorthin (Abbildung 12).

## 2.3 Gas

### 2.3.1 Gasverbrauch

Der österreichische Bruttoinlandsverbrauch an Gas betrug in den letzten Jahren rund 90 TWh (Abbildung 13). Die Inlandsproduktion nahm in den letzten Jahren ab und betrug 2021 knapp 7 TWh (Abbildung 16). Zudem verfügt Österreich über zahlreiche Erdgaspeicher, in denen mehr als ein Jahresverbrauch gespeichert werden kann. Am Beginn der Heizsaison 2020/2021 lag der Füllstand der österreichischen Gasspeicher bei ca. 90%. Mit dem Beginn des russischen Angriffskriegs in der Ukraine im Februar 2022 und den damit verbundenen massiven Preissteigerungen für Erdgas wurde deutlich, welche Nachteile die hohe Importabhängigkeit bei Gas im Allgemeinen und die von Russland im Besonderen für die Versorgungssicherheit und den Wirtschaftsstandort hat. Im Zusam-



menhang mit dem EU-Ziel zur Einstellung von Erdgasimporten aus Russland bis 2027 besteht für Österreich entsprechend Bedarf zur Diversifizierung der Erdgasimporte. Darüber hinaus sind die Reduktion des Gasverbrauchs und die generelle Substitution von Erdgas durch erneuerbare Energieträger erforderlich, um die Klimaziele zu erreichen.

Historisch gesehen war der Gasverbrauch in Österreich zwischen 2005 und 2021 trotz zunehmender Wirtschaftsleistung relativ stabil, auffällig ist jedoch der deutliche Rückgang des Gaseinsatzes in Kraftwerken (Umwandlungseinsatz) zwischen 2010 und 2014 (siehe dazu auch Abbildung 6). Als Folge hoher Erdgaspreise und niedriger Strommarktpreise zwischen 2010 und 2014 für Strom wurde in Österreich die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken merklich reduziert, was durch deutlich höhere Stromimporte ausgeglichen wurde. Ereignisse wie die COVID-19-Pandemie und die Finanzkrise führten zu geringen lokalen Einbrüchen des EEV im Industriesektor, der Bruttoinlandsverbrauch erreichte nach diesen Krisen jedoch schnell wieder das Vorkrisenniveau bzw. übertraf dieses.

Abbildung 14 zeigt den Bruttoinlandsverbrauch von Gas aller Bundesländer im Jahr 2021. Der höchste EEV an Gas in den Bundesländern ist in Niederösterreich, Oberösterreich und der Steiermark zu finden. In diesen Bundesländern spielt der Verbrauch der Industrie eine große Rolle. Besonders in Oberösterreich spiegelt sich dies auch im nichtenergetischen Verbrauch an Gas wider. Hier wird Erdgas nicht zur energetischen Nutzung, sondern als Ausgangsstoff von beispielsweise chemischen Produkten wie

Abbildung 12: Austausch Strom zwischen Österreich und Nachbarländern, Quelle: E-CONTROL, 2023

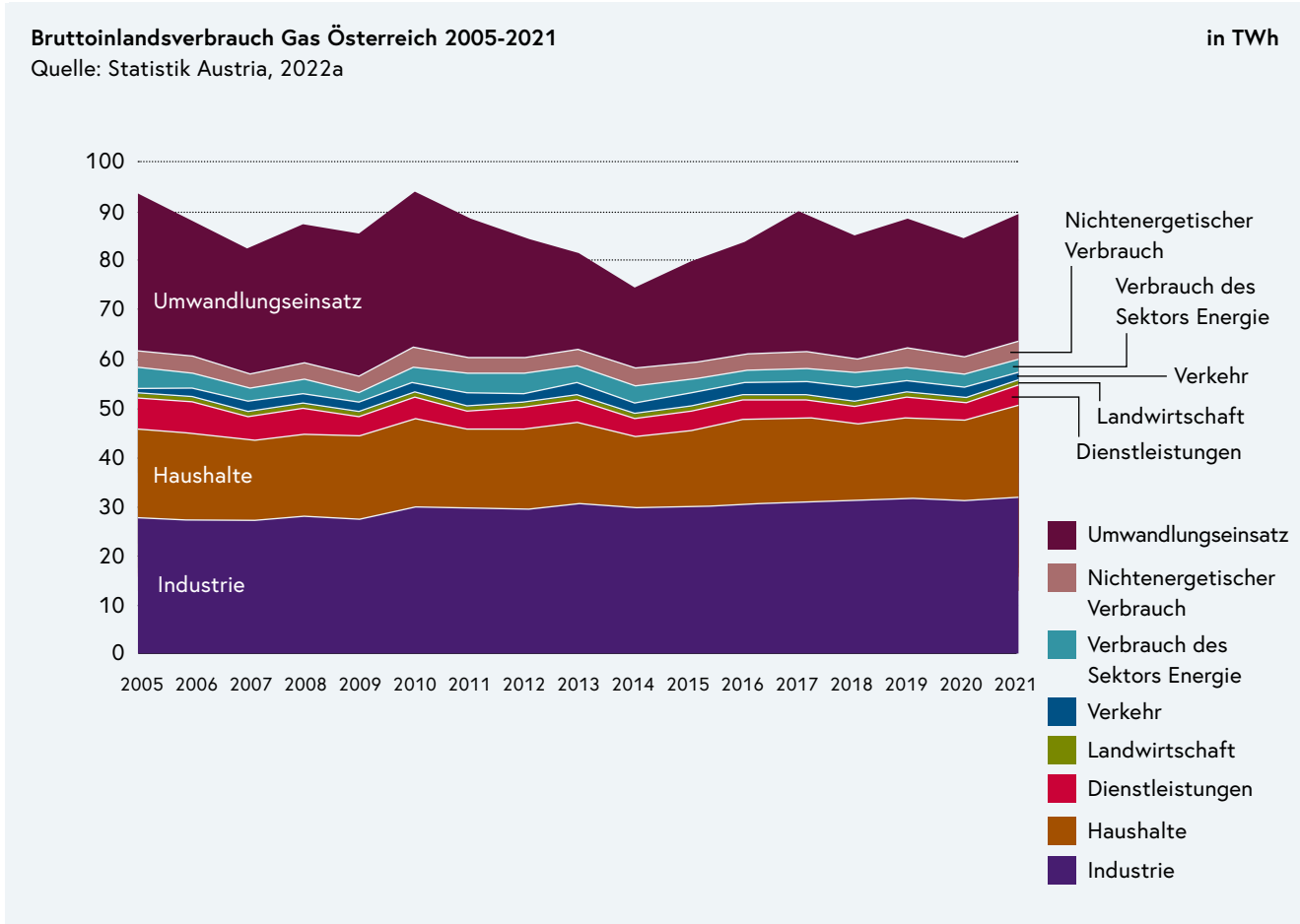
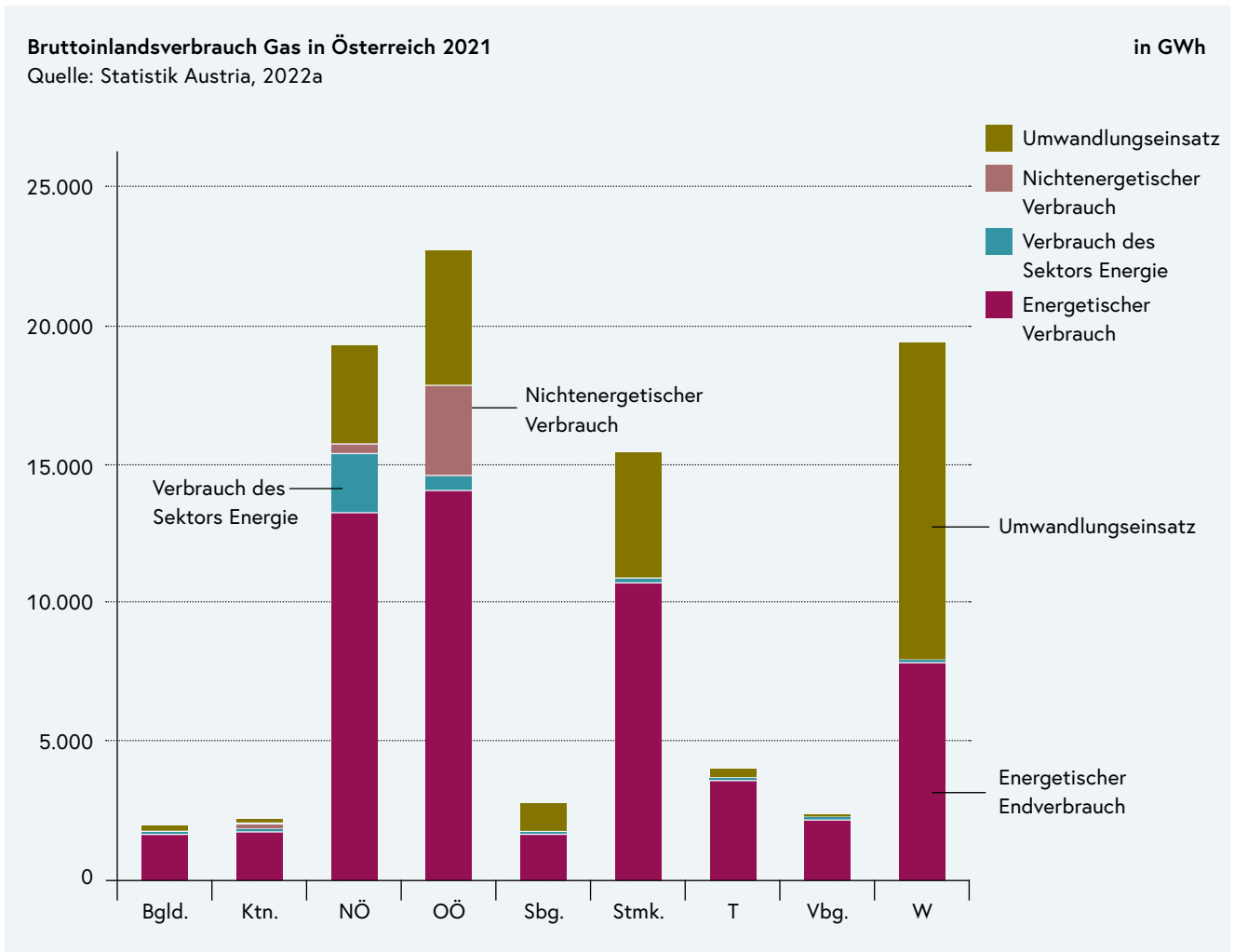


Abbildung 13:  
 Entwicklung des österreichischen Bruttoinlandsverbrauchs an Gas 2005-2021

Dünger verwendet. Der Umwandlungseinsatz von Gas beschreibt den Gaseinsatz zur Bereitstellung von Strom und Wärme in Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) und Heizwerken. Dieser Umwandlungseinsatz von Gas lag 2021 bei circa 26 TWh. Transportverluste im Gasnetz nahmen einen sehr geringen Teil des Bruttoinlandsverbrauchs ein und hatten lediglich einen Anteil von unter 0,01%, der Verbrauch des Sektors Energie verursachte rund 3% des Bruttoinlandsverbrauchs an Gas. Der Verbrauch des Sektors Energie umfasst beispielsweise den Gaseinsatz zur Erdgasförderung und –speicherung, aber auch den Gaseinsatz in der Raffinerie Schwechat (Umwandlung von Erdöl in Erdölderivate). Insgesamt wurden in Österreich 2021 rund 6,6 TWh an Erdgas gefördert, rund 1,3 TWh an Biogas gewonnen und daraus ca. 0,1 TWh an Biomethan aufgereinigt (siehe dazu auch Kapitel 2.3.2).

Ähnlich dem Bruttoinlandsverbrauch blieb auch der energetische Endverbrauch an Gas in Österreich gegenüber 2005 weitgehend stabil bzw. nahm leicht zu. 2021 zeigte mit rund 57,4 TWh eine Zunahme von mehr als 5% gegenüber dem Jahr 2020, bedingt durch die wieder angesprungene Nachfrage nach den Covid-19-Pandemie bedingten Rückgängen im Vorjahr. In Abbildung 15 ist der energetische Endverbrauch des Jahres 2021 unterteilt nach Sektoren und Bundesländern dargestellt. Die größten Verbräuche in Österreich entfallen dabei auf industrielle Großabnehmer im produzierenden Bereich





(rund 32 TWh) und die privaten Haushalte (rund 19 TWh). Die Nutzung von Gas in privaten Haushalten dient zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sowie in geringem Ausmaß auch für Kochzwecke. Der größte Verbrauch an Gas in privaten Haushalten ist in Wien und Niederösterreich zu finden. Diese Bundesländer haben die größte Anzahl an gasbasierten Heizsystemen im Haushaltssektor. Der Dienstleistungssektor hatte in Österreich im Jahr 2021 einen Anteil von knapp 7,5% (4,4 TWh) am gesamten energetischen Endverbrauch von Erdgas. Die größten Verbräuche gab es dabei in Wien und Tirol. Eine untergeordnete Rolle nahm der Einsatz von Gas im Verkehrssektor ein. Dieser hatte in Österreich 2021 einen Anteil von circa 3,5%. Den größten Anteil am Erdgasverbrauch des Verkehrssektors nimmt der Transport in Rohrleitungen (Pipelines) ein. Dieser Anteil am Verkehrssektor beträgt ca. 90% und umfasst insbesondere den Erdgasverbrauch von Verdichterstationen im Gas-Fernleitungsnetz.

Abbildung 14:  
Bruttoinlandsverbrauch Gas  
2021 je Bundesland

### 2.3.2 Gasproduktion

In Österreich wird sowohl Biogas gewonnen und zu Biomethan aufgereinigt als auch Erdgas gefördert (Abbildung 16). 2021 beliefen sich die geförderten Erdgasmengen

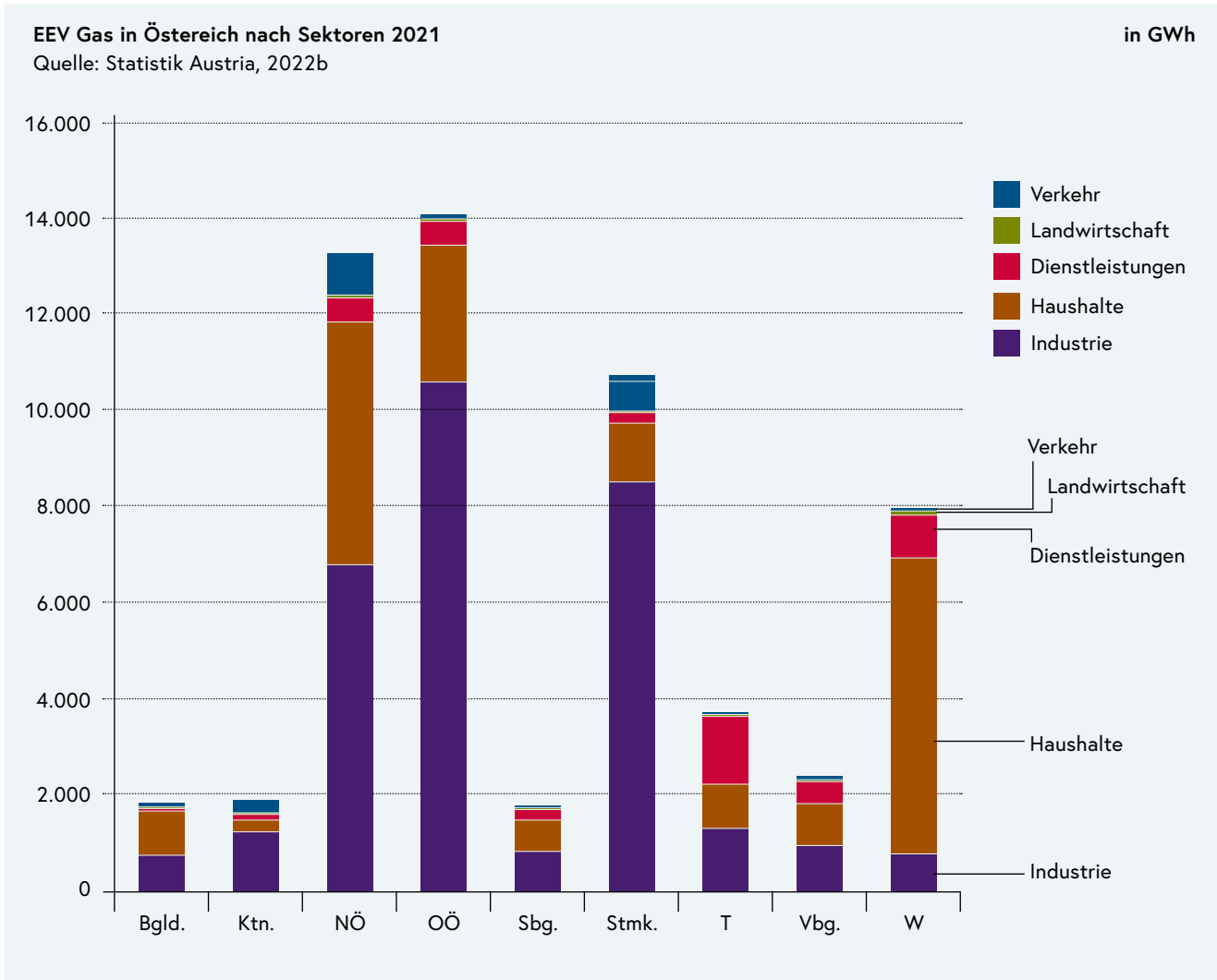


Abbildung 15:  
 Energetischer Endverbrauch  
 Gas 2021 nach Sektoren je  
 Bundesland

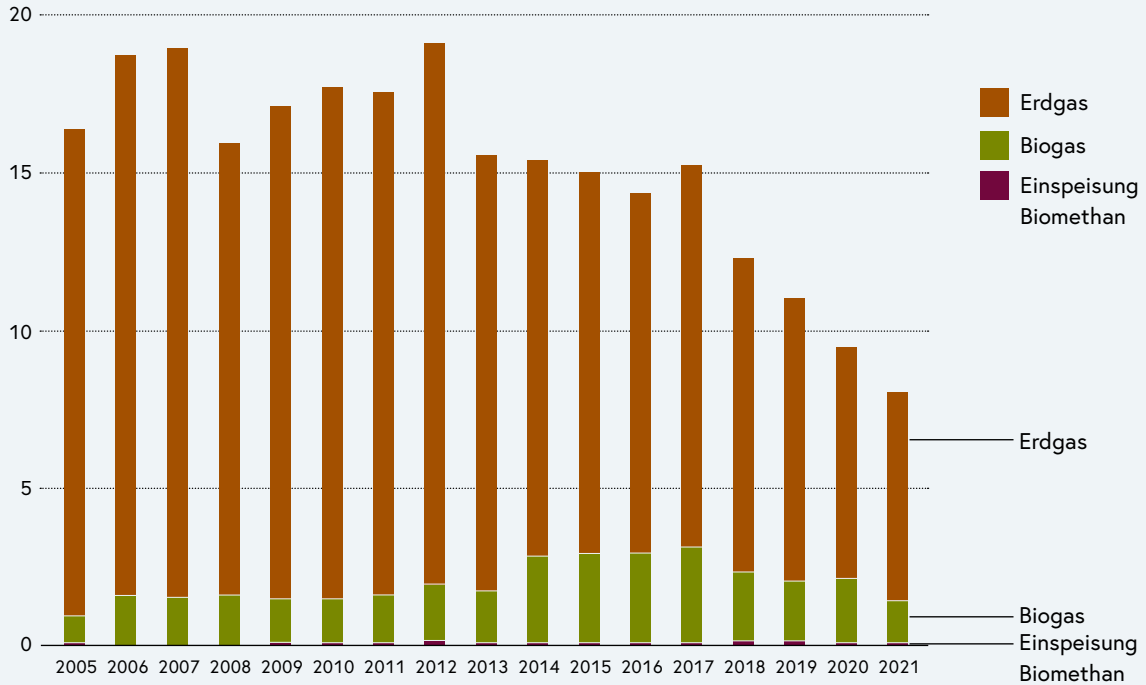
auf circa 6,6 TWh, wovon rund 6 TWh in Niederösterreich gefördert wurden. Die übrigen Mengen wurden in Oberösterreich und Salzburg gefördert. Die Gewinnung von Erdgas im Inland hat seit 2012 fast kontinuierlich abgenommen und halbierte sich zwischen 2012 und 2021. Die Produktion von Biogas in Österreich belief sich 2021 auf ca. 1,3 TWh. Die Mengen an aufgereinigtem Biomethan aus Biogas nehmen eine vergleichsweise untergeordnete Rolle ein, insgesamt wurden im Jahr 2021 rund 130 GWh an Biomethan ins öffentliche Gasnetz eingespeist. Im Begutachtungsentwurf des Erneuerbare-Gase-Gesetzes vom Februar 2023 ist der Ausbau von erneuerbaren Gasen (also Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff) in der Höhe von 7,5 TWh bis 2030 vorgesehen. Historisch gesehen schwankten die Mengen an nationalem Biomethan seit 2005 auf niedrigem absoluten Niveau. Der größte Anteil an in Österreich produziertem Biogas wird direkt verstromt.

Abbildung 17 veranschaulicht die Biogas- und Biomethanproduktion in den Bundesländern im Jahr 2021. Der maßgebliche Anteil von rund 91% des in Österreich produzierten Biogases 2021 wurde zur Stromerzeugung eingesetzt, lediglich knapp 9%

## Förderung von Erdgas und Produktion von Biogas/-methan in Österreich 2005-2021

in TWh

Quelle: Statistik Austria, 2022a



davon wurden aufgereinigt und danach in Form von Biomethan ins öffentliche Gasnetz eingespeist. Von den knapp 130 GWh in das Netz eingespeistem Biomethan wurde mehr als die Hälfte in Niederösterreich erzeugt. Die gesamte inländische Einspeisung von Biomethan in die Gasnetze deckte im Jahr 2021 rund 0,2% des österreichischen Bruttoinlandsverbrauchs an Gas ab.

Abbildung 16: Erdgasförderung und Biogas/-methanproduktion in Österreich 2005-2021

### 2.3.3 Gasinfrastruktur

Das österreichische Gasnetz ist gemäß § 84 GWG in vier Netzebenen unterteilt. Die höchste Ebene umfasst die österreichischen Fernleitungsanlagen. In dieser erfolgt die Einbindung in das europäische Gasnetz und der Gastransport innerhalb Österreichs. Dem Fernleitungsnetz untergeordnet sind die Netzebenen 1-3. Während auf der Netzebene 1 die überregionalen Gasflüsse in Richtung der Verbrauchszentren der unterlagerten Netzebenen passieren, dienen die Netzebenen 2 und 3 zur unmittelbaren Versorgung von Gaskundinnen und -kunden. Für das Fernleitungsnetz und die Netzebene 1 erfolgt eine Koordination der Netzsteuerung durch die Austrian Gas Grid Management AG (AGGM), welche die Funktion des Marktgebietsmanagers und Verteilergebietsmanagers ausübt. Für den NIP sind im Sinne des EAG 2021, § 94, Abs.3 die Fernleitungsebene sowie die Netzebene 1 und 2 des Gasnetzes miteinzubeziehen.

## Gasproduktion in Österreich 2021

Quelle: Statistik Austria, 2022a

in GWh

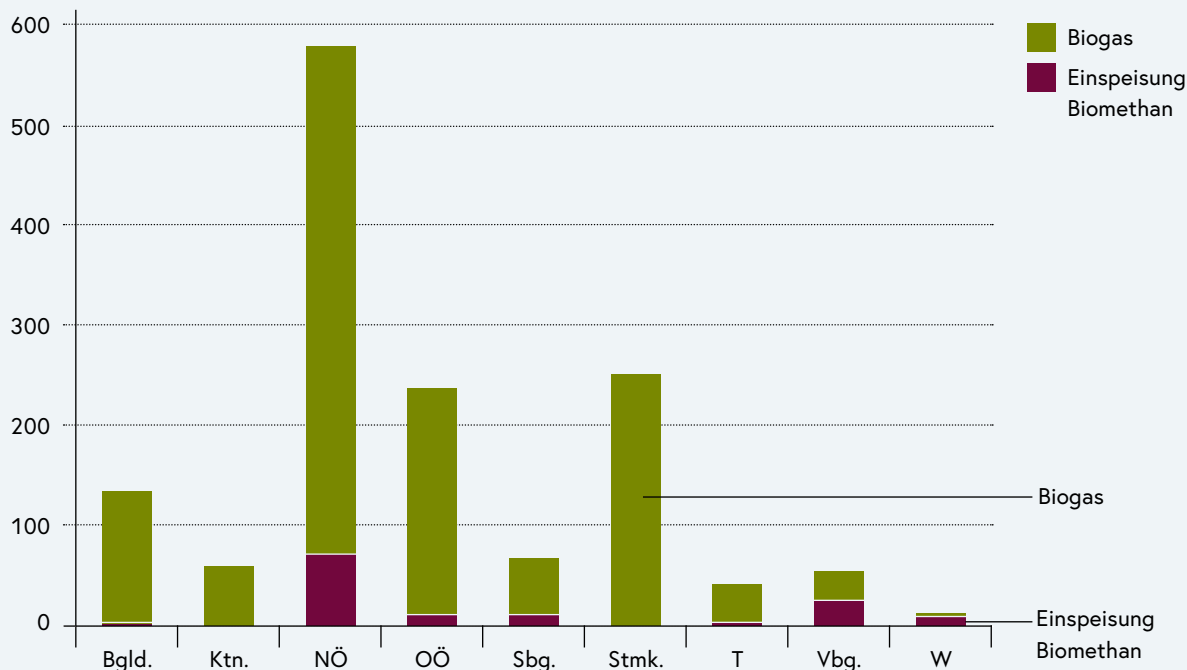
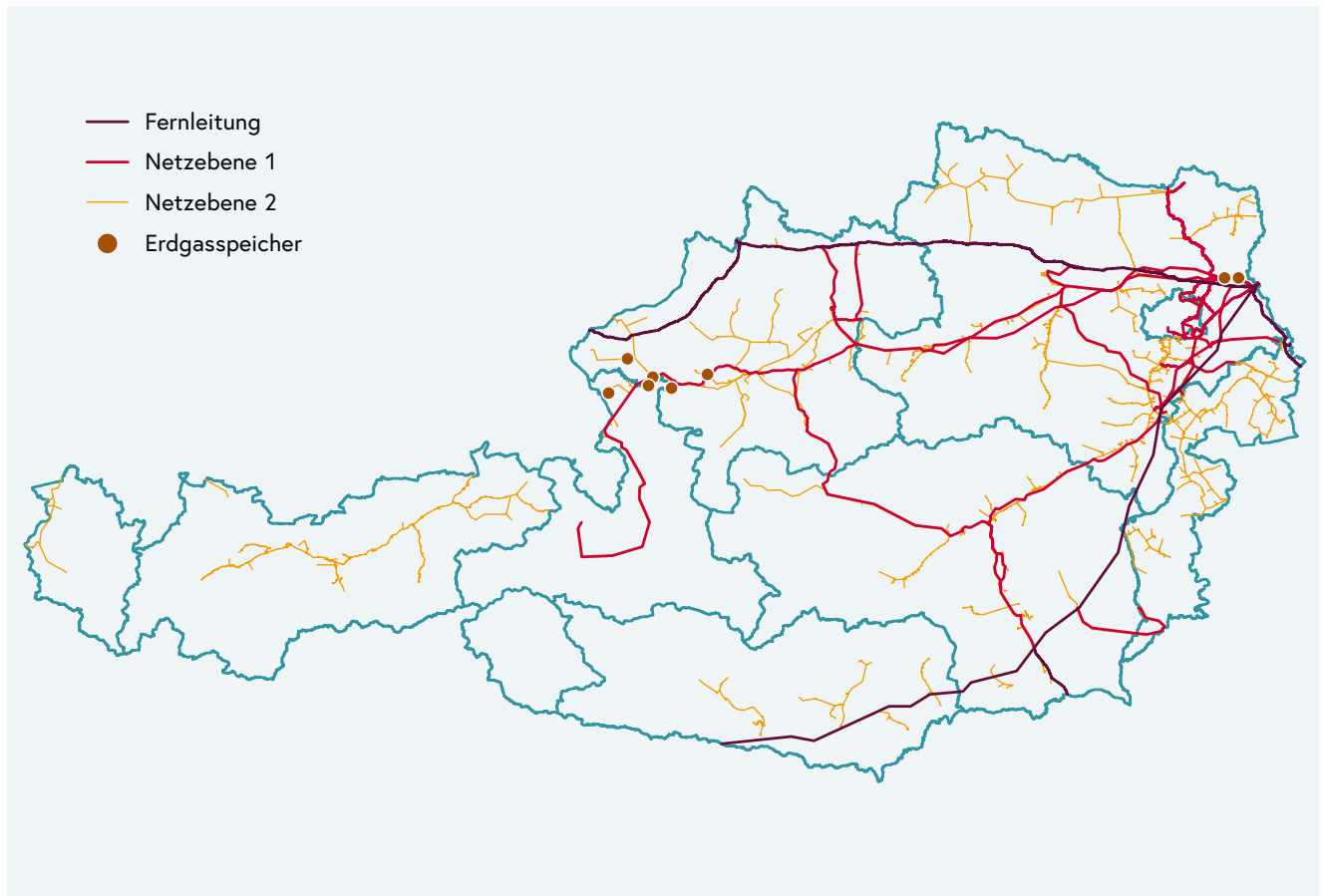


Abbildung 17:  
Gasproduktion 2021  
je Bundesland

Tabelle 2: Netzebenen, Funktionen und Längen; Quelle: E-Control, 2022a/  
E-Control, 2022

Netzebene	Funktion	Leitungslängen
<b>Fernleitungsebene</b>	Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber. Versorgung der Nachbarländer und Österreichs mit Gas; jedoch keine direkte Kundenversorgung	1.700 km
<b>1</b>	Verteilerleitungen dienen zum überregionalen Transport zu den Verbrauchszentren der Ebenen 2 und 3.	2.000 km
<b>2</b>	Verteilerleitungen dienen zur unmittelbaren Versorgung der Kundinnen und Kunden Betriebsdruck: > 6 bar	3.800 km
<b>3</b>	Verteilerleitungen dienen zur unmittelbaren Versorgung der Kundinnen und Kunden. Betriebsdruck: ≤ 6 bar	39.500 km

Das österreichische Gasnetz ist aufgrund seiner Topographie in drei Marktgebiete strukturiert (§ 12 GWG 2011): das Marktgebiet Vorarlberg, das Marktgebiet Tirol und das Marktgebiet Ost (Tabelle 2). Während die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol die jeweiligen Netze in diesen Bundesländern umfassen, beinhaltet das Marktgebiet Ost die Netze aller übrigen Bundesländer. Tirol und Vorarlberg sind jeweils an das deutsche Fernleitungsnetz angebunden.



Für die Gasversorgung innerhalb Österreichs sind die Gasfernleitungen Trans-Austria-Gasleitung (TAG) und die West-Austria-Gasleitung (WAG) die wichtigsten (siehe Abbildung 18). Die TAG besteht aus drei Leitungssträngen und verbindet den Gas-Knoten Baumgarten an der slowakischen Grenze mit dem Gas-Knoten Arnoldstein an der italienischen Grenze. Die WAG, die nur in manchen Leitungsabschnitten über zwei parallele Leitungsstränge verfügt, verläuft vom Gas-Knoten Baumgarten bis zum Gas-Knoten Oberkappel/Neustift an der deutschen Grenze.

Abbildung 18:  
Erdgasinfrastruktur in Österreich 2022, Quelle: E-Control

Die österreichischen Gasspeicher sind überwiegend im Norden des Landes situiert (rund 75% des gesamtösterreichischen Speichervolumens), insbesondere im oberösterreichischen Innviertel und dem Salzburger Flachgau. Geringere Speicherkapazitäten (rund 25% des gesamtösterreichischen Speichervolumens) sind im Osten Niederösterreichs gelegen.

Anhand der Gaspipeline-Importleistungen nach Österreich erkennt man die hohe Relevanz der Leitungsverbindungen mit der Slowakei. Mit mehr als 1,5 GW Importleistung stellen diese Leitungen für Österreich die mit Abstand wichtigste Route für den Import von Erdgas dar, wenngleich große Anteile der Leistungen auch für Transitlieferungen ins benachbarte Ausland bestimmt sind. Dies ist eine Folge der jahrzehntelangen Ausrichtung der Infrastruktur in Richtung einer dominierenden Versorgung durch russisches Gas, die eine Herausforderung für eine rasche Diversifizierung darstellt. Deutlich gerin-

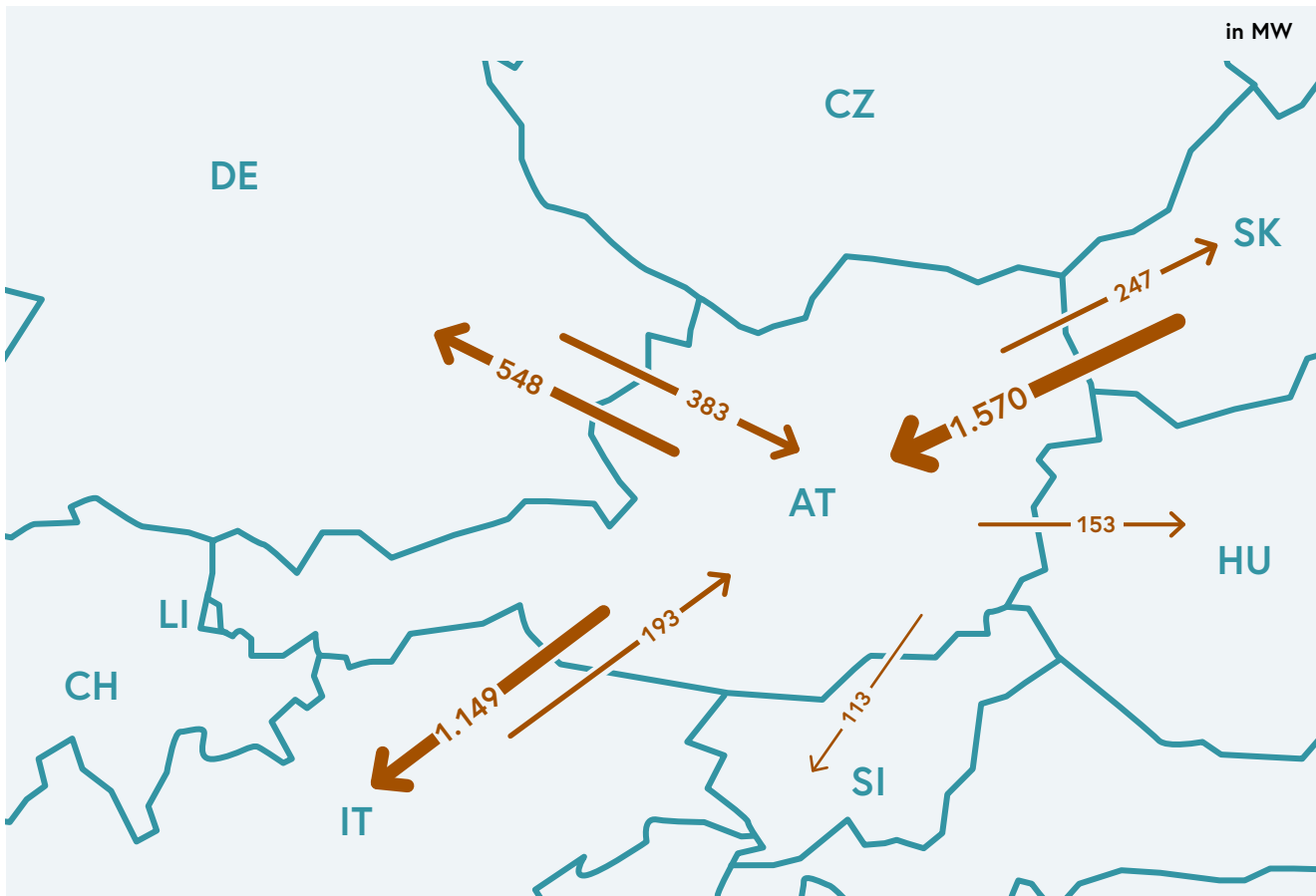


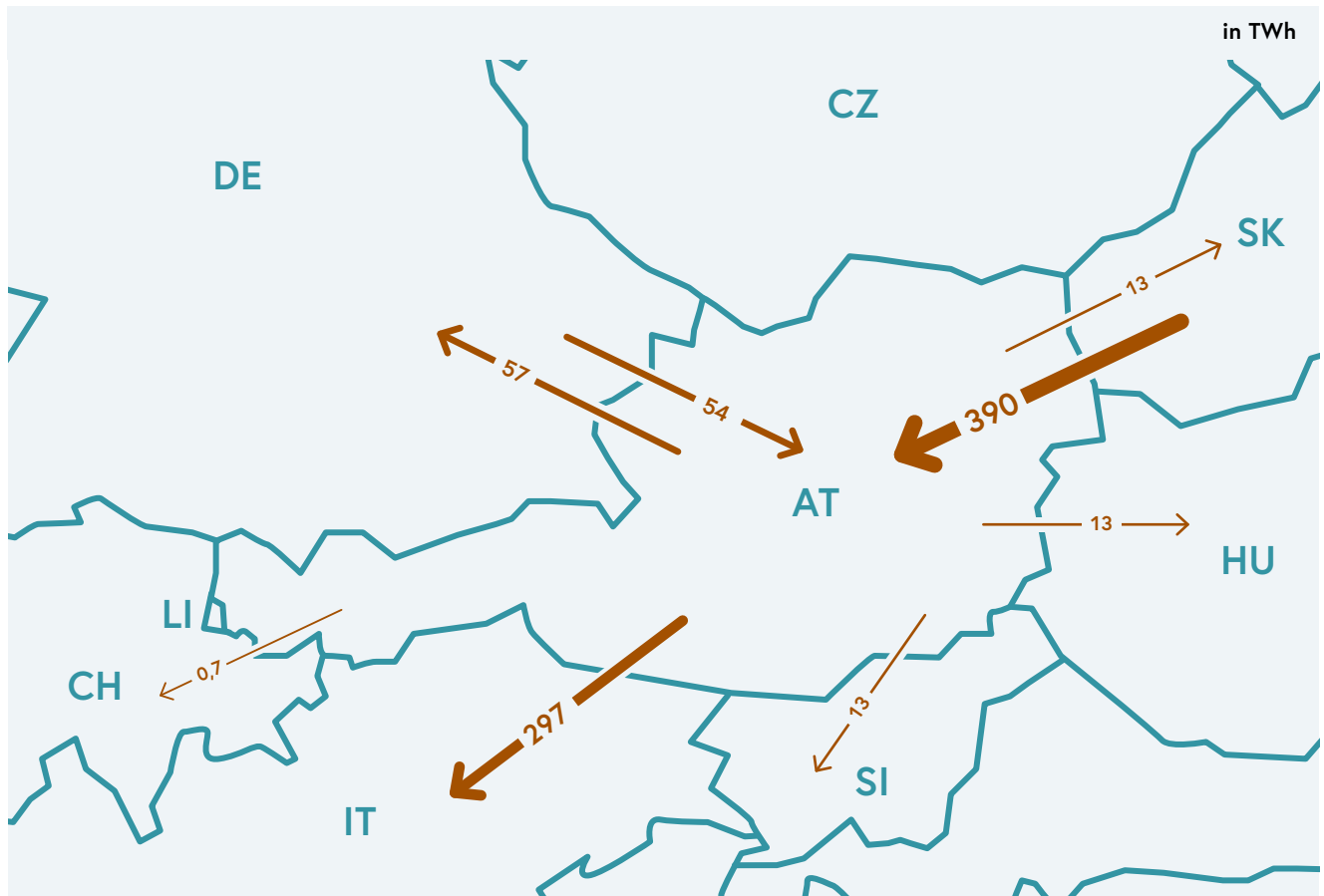
Abbildung 19:  
Maximale Gasimportleistungen/  
Gasexportleistungen  
zwischen Österreich und  
seinen Nachbarländern 2021,  
Quelle: ENTSOG, 2021

gere Importleistungen bestehen aus den Ländern Deutschland und Italien, aus Slowenien und Ungarn bestehen derzeit keine Importmöglichkeiten.

Insgesamt verfügt das österreichische Gas-Fernleitungsnetz über ähnlich große Import- wie Exportleistungen. Dies unterstreicht die historische Rolle Österreichs als Weiterverteiler von russischem Gas innerhalb der Europäischen Union. Die größten Exportleistungen bestehen zu Italien (mehr als 1,1 GW) und Deutschland (rund 0,5 GW).

Die Verteilung der Import- und Exportleistungen lassen Rückschlüsse auf die Gasflüsse im österreichischen Fernleitungsnetz zu (Abbildung 19). Importiert wurde Gas im Jahr 2021 hauptsächlich aus der Slowakei. Dieses wurde in größerem Ausmaß nach Italien und Deutschland im kleineren Ausmaß nach Slowenien und Ungarn weitergeleitet. Dieses Bild wird durch die Export- und Importmengen von Erdgas unterstrichen (Abbildung 20). 2021 wurden insgesamt circa 445 TWh an Erdgas importiert (der Jahresverbrauch liegt wie oben dargestellt bei rd. 90 TWh), davon rund 88% aus der Slowakei. Die übrigen 12% kamen aus Deutschland. Dem gegenüber wurden 2021 rund 394 TWh exportiert, knapp 76% davon nach Italien und rund 15% nach Deutschland. Die übrigen Exportmengen teilten sich sehr gleichmäßig auf die Länder Slowenien, Ungarn und Slowakei auf.

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine hatte auch einen signifikanten Einfluss auf die Gastransite durch Österreich, die Rolle als Transitland ist merklich geringer geworden. Seit dem Beginn des russischen Angriffskrieges zeigt sich, dass die Importe



von russischem Gas über die Slowakei um über 50% zurückgegangen sind, während die Importe aus Deutschland merklich gestiegen sind. Exporte nach Italien sind seit März 2022 stark rückläufig (E-Control, 2023). Die historisch einseitig ausgerichtete Infrastruktur steht einem sehr raschen Ausstieg aus dem Bezug von russischem Gas entgegen.

Abbildung 20: Austausch von Gas zwischen Österreich und seinen Nachbarländern, Quelle: E-CONTROL, 2023

# 3 Zukünftiger Energieverbrauch und -aufbringung

## 3.1 Nationaler Energieverbrauch 2030 und Ausblick 2040

Das Umweltbundesamt erstellt in regelmäßigen Abständen im Auftrag des Klimaschutzministeriums Szenarien zur möglichen Entwicklung der österreichischen Treibhausgasemissionen. Dafür werden verschiedene Annahmen wie die Umsetzung von Energieeffizienz-Maßnahmen, die als Grundlage für die Erfüllung der EU-Berichtspflicht im Rahmen der Governance-Verordnung (VO 2018/1999/EU) dienen, herangezogen. Zudem dienen sie als Input für die politische Diskussion und Entscheidungsfindung zur Umsetzung der klima- und energiepolitischen Zielsetzung wie der des Klimaneutralitätsziels bis 2040. Die Ergebnisse zum Energieverbrauch und zur Energiebereitstellung des Transition-Szenarios wurden auch als Grundlage für den integrierten Infrastrukturplan herangezogen, da das Transition-Szenario für 2030 hohe zusätzliche Anforderungen an die Stromnetzinfrastruktur beinhaltet und einen Pfad zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 darstellt (Umweltbundesamt, 2023). Zur besseren Einordnung der Infrastrukturplanungen des NIP werden die im NIP hinterlegten Energiemengengerüste in Kapitel 5 genauer diskutiert.

Um Versorgungssicherheit und Leistbarkeit bei der Dekarbonisierung des Energiesystems gewährleisten zu können, muss die Planung von Strom- und Gasinfrastruktur mit einer langfristigen Perspektive auf hohe Anforderungen für die Transport- und Leitungsinfrastruktur ausgerichtet werden. Aus diesem Grund wird in dem vorliegenden NIP die strategische Entwicklung der Infrastruktur im Strom- und Gasbereich auf Basis des Transition-Szenario entwickelt. In diesem Szenario werden im Vergleich zu heute deutlich steigende Stromverbräuche (da Industrieprozesse, Wärmeerzeugung und Verkehr zunehmend elektrifiziert werden) und ein starker Anstieg bei der erneuerbaren Stromerzeugung im Inland für die Jahre 2030 und 2040 abgebildet. Anders ist die Situation bei gasförmigen Energieträgern. Für Methan und Wasserstoff weist das Transition-Szenario eine abnehmende Aufbringung und Verbrauchsentwicklung aus. Aus heutiger Sicht hat die Gasnetzinfrastruktur jedenfalls – nach teilweiser Umrüstung auf Wasserstoff – ausreichend Reservekapazitäten für etwaige höhere Gastransporte; somit verursachen die Annahmen des Transition-Szenarios im Netzmodell für den Gasbereich insbesondere bis 2030 von weniger ausgeprägten Veränderungsbedarf für die Gasinfrastruktur als die ausgewiesenen Stromverbräuche und Aufbringung für die Strominfrastruktur.

Szenarien im Allgemeinen, und damit auch das dem NIP zugrundeliegende Transition-Szenario, stellen immer nur eine mögliche Entwicklung bzw. Zukunftsbilder dar. In Kapitel 5 werden daher die Energiebedarfe des Transition-Szenarios mit weiteren Szenarien verglichen und diskutiert. Darauf aufbauend werden die Erfordernisse an die zukünftigen Strom- und Gasnetze zusammengefasst und erläutert. Die Ergebnisse



des Transition-Szenarios sind im Detail im Bericht „Energie- und Treibhausgasszenario Transition 2040“ (UBA, 2023) beschrieben. Im Folgenden werden für den NIP relevante Auszüge aus diesem Bericht wiedergegeben<sup>2</sup>.

### 3.1.1 Transition – Szenario

Das Transition-Szenario zeigt auf, wie das Ziel der Klimaneutralität bis 2040 erreicht werden kann, insbesondere durch ein fast vollständiges Phase-out von fossiler Energie. Das Szenario dient nicht einer exakten Festlegung aller Detailschritte der Transformation, sondern identifiziert Handlungsfelder in denen unser Energiesystem weiterentwickelt werden muss um langfristig verlässlich leistbare und erneuerbare Energieversorgung sicherstellen zu können. Für die Bereitstellung der nötigen Infrastruktur orientiert sich das Szenario aufgrund der langen Vorlaufzeiten für den Infrastrukturbau zur Vermeidung von Unterversorgung an einem ambitionierten Ausbaupfad erneuerbarer Energieerzeugung, in Übereinstimmung mit europäischen und nationalen Zielsetzungen.

Auf Grund der voraussichtlich hohen Nachfrage nach erneuerbaren Energie sind eine markante Entwicklung hin zu höherer Energieeffizienz und daher eine stärkere Elektrifizierung sehr plausibel. So wird Strom für die Elektrifizierung des Verkehrs, für die Erzeugung von Wärme in Gebäuden, für die Dekarbonisierung der Industrie und für die Erzeugung anderer Energieträger (z. B. Wasserstoff) eingesetzt. Im Transition-Szenario wird daher von einem erneuerbaren Ausbau von rund 39 TWh zwischen 2020 – 2030 ausgegangen. Für die Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems wird von 2030 bis 2040 noch ein weit stärkerer Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung notwendig sein – Wind und PV können bis 2040 bis zu 70 TWh zur heimischen Stromerzeugung beitragen.

Im Transition-Szenario sinkt der Endenergieverbrauch bis 2040 gleichzeitig um rund 30 % gegenüber 2020, vor allem durch Effizienzmaßnahmen und Einsparungen in den Sektoren Verkehr (-58 %), Haushalte (-22 %) und Industrie (-13 %) (Tabelle 3). Im Verkehrssektor führen eine insgesamt geringere Verkehrsnachfrage, die Elektrifizierung des verbleibenden Personen- und Güterverkehrs und der Ausbau des öffentlichen Verkehrs zu Einsparungen. Im Gebäudesektor, der Haushalte und Dienstleistungen umfasst, werden vor allem durch höhere Energieeffizienzstandards und Gebäudesanierungen erhebliche Einsparungen erzielt. Die Industrie reduziert in diesem Szenario ihren Energieverbrauch durch Energieeffizienzmaßnahmen, Prozessumstellungen und verstärkte Kreislaufwirtschaft (z. B. verstärkter Einsatz von Sekundärrohstoffen). Obwohl der Endenergieverbrauch bis 2040 sinkt, steigt der Stromverbrauch um rund 55 % an.

---

2 Alle Tabellen in diesem Kapitel wurden dem Bericht des UBA Transition Szenarios 2023 entnommen. Dabei kann es zu Rundungsdifferenzen kommen.

Tabelle 3: Energetischer Endverbrauch nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz und Transition Szenario; Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023.

	Energiebilanz	Szenario Transition	
	2020 (TWh)	2030 (TWh)	2040 (TWh)
Verkehr	99	69	42
Industrie	83	74	72
Haushalte	78	73	61
Dienstleistungen	29	26	23
Landwirtschaft	3	3	3
<b>EEV gesamt</b>	<b>293</b>	<b>244</b>	<b>201</b>

In diesem Szenario sinken die Treibhausgasemissionen um 86 % im Jahr 2040 gegenüber 1990 und um 57 % im Jahr 2030 gegenüber 2005 außerhalb des Emissionshandels. Die EU Effort-Sharing Verordnung sieht für Österreich eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 48 % gegenüber zu 2005 vor. Im Szenario Transition verbleiben Emissionen von 11,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten in den Sektoren Landwirtschaft, Abfallwirtschaft, F-Gasen sowie energie- und prozessbedingte Industrieemissionen. Daher werden im Szenario auch die natürliche Kohlenstoffspeicherung („Senken“) weiter ausgebaut. Manche Sektoren sind jedoch „hard-to-abate“ und können ihre Emissionen nicht vollständig vermeiden. Das betrifft insbesondere bestimmte Prozesse in der Industrie, wo aus heutiger Sicht der Weg der technologischen Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung grundsätzlich in Frage kommt. Interessant wäre diese Option auch für Energie- und Industrieanlagen, welche nachhaltige Biomasse einsetzen, womit eine Speicherung bzw. Nutzung von CO<sub>2</sub> zu Negativemissionen führen könnte (Bioenergy CCS – BECCS).

Neben der rechtlich und politisch derzeit offenen Frage der geologischen Speicherung im Inland (Evaluierungsbericht 2023 zum Gesetz über das Verbot der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub>) werden aus der Industrie auch Bestrebungen hinsichtlich des Aufbaus einer CO<sub>2</sub>-Rohrleitungsinfrastruktur gefordert.

Tabelle 4 veranschaulicht den Stromeinsatz bis 2030 und 2040 gemäß dem Transition-Szenario. Der gesamte Bedarf an elektrischer Energie steigt dabei zwischen 2020 und 2030 um 22 TWh an, zwischen 2030 und 2040 nimmt dieser nochmals um 32 TWh zu. Die größten Zuwächse haben der Verkehrssektor mit knapp 22 TWh und der Umwandlungseinsatz (insbesondere Elektrolyse) mit rund 16 TWh bis 2040. Während der Industriesektor ebenfalls einer Zunahme von knapp 12 TWh bis 2040 unterliegt, bleibt der Bedarf im Gebäudesektor stabil. Begründet liegt dies in den Annahmen zu verstärkten Sanierungsaktivitäten und deutlichen Effizienzgewinnen durch Heizsystemwechsel.

Tabelle 4: Stromeinsatz nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz und Transition Szenario; Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023.

	Energiebilanz	Szenario Transition	
	2020 (TWh)	2030 (TWh)	2040 (TWh)
Verkehr	3	13	25
Gebäude	30	30	30
Landwirtschaft	1	1	1
Industrie	27	31	39
Verbrauch des Sektors Energie	7	8	9
Transportverluste	3	4	5
Umwandlungseinsatz	0	5	16
<b>Strombedarf gesamt</b>	<b>71</b>	<b>93</b>	<b>125</b>

Die inländische Stromerzeugung im Szenario Transition steigt von 2020 bis 2040 um zwei Drittel. Die Deckung des inländischen Stromverbrauchs im Jahr 2030 erfolgt bilanziell zu 100% erneuerbar, dadurch wird das 100%-Ziel des EAG im Szenario erreicht. Dies entspricht einer Verzehnfachung bei PV-Erzeugung und einer Verdreifachung der Winderzeugung gegenüber 2020.

Im Jahr 2040 ist die Stromerzeugung zu 100% erneuerbar mit einem Stromexport von 2 TWh (Tabelle 5). Im Vergleich zu 2020 wird 2040 viermal so viel Strom aus Windkraft und zwanzigmal so viel Strom aus Photovoltaik erzeugt. Dies erfordert eine Vervielfachung der bestehenden Kapazitäten: 2030 ca. 20 GW für PV und ca. 8 GW für Wind, 2040 ca. 40 GW für PV und ca. 12 GW für Wind. Dieser Ausbau erfordert jedoch eine Reihe von Maßnahmen, wie z. B. die ausreichende Ausweisung von Eignungsgebieten, Flächenwidmungen und den Netzausbau.

Tabelle 5: Stromerzeugung nach Energieträgern für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz und Transition Szenario; Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023.

	Energiebilanz	Szenario Transition	
	2020 (TWh)	2030 (TWh)	2040 (TWh)
fossile Energieträger	14	6	0
Wasserkraft	42	47	48
Biomasse	5	6	6
Geothermie	0	0,1	1
Photovoltaik	2	21	41
Wind	7	21	29
Wasserstoff	–	0,1	1
Stromerzeugung gesamt	69	100	127
Nettoimporte	2	-7	-2

Erdgas als fossiler Energieträger spielt bis 2040 eine immer geringere Rolle (Tabelle 6). Im Jahr 2020 war Erdgas nach Erdöl und Strom noch einer der wichtigsten Energieträger. Bis 2040 wird Erdgas im Szenario vollständig durch andere Energieträger ersetzt werden.

Tabelle 6: Erdgaseinsatz nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz und Transition Szenario; Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023.

	Energiebilanz	Szenario Transition	
	2020 (TWh)	2030 (TWh)	2040 (TWh)
Umwandlungseinsatz	24	10	0
Verbrauch des Sektors Energie	3	1	0
Transportverluste	0	0	0
Nichtenergetischer Verbrauch	4	2	0
Energetischer Endverbrauch	54	24	0
Erdgaseinsatz	85	38	0

Für Biogas wird in Österreich bis 2040 ein Potenzial von ca. 10,7 TWh aus landwirtschaftlichen Quellen (Wirtschaftsdünger, Zwischenfrüchte, Stroh) und biogenen Abfällen durch Vergärung angenommen (AEA 2021, Umweltbundesamt 2023). Im Gegensatz zu 2020 wird der größte Anteil des produzierten Biogases nicht mehr verstromt, sondern aufgereinigt und ab 2025 zunehmend ins Netz eingespeist (Tabelle 7). Dazu muss das Biomethan (40–75 %) von den anderen Bestandteilen (v.a. CO<sub>2</sub>) abgetrennt werden. Die dabei auftretenden Biomethanverluste werden mit 2 % angenommen. Biomethan und erneuerbarer Wasserstoff werden ab 2040 fossiles Erdgas vollständig ersetzen, wobei

die Menge an gasförmigen Energieträgern insgesamt durch die zunehmende Elektrifizierung reduziert wird.

Tabelle 7: Biomethaneinsatz nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz und Transition Szenario; Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023.

	Energiebilanz	Szenario Transition	
	2020 (TWh)	2030 (TWh)	2040 (TWh)
Umwandlungseinsatz	2	0	3
Verbrauch des Sektors Energie	0	0	1
Transportverluste im Gasnetz	0	0	0
nichtenergetischer Verbrauch	0	0	0
Landwirtschaft	0	0	0
Industrie	0	5	6
Verkehr	0	0	0
Gebäude	0	1	1
<b>Summe Biomethaneinsatz</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>10</b>

Im Szenario Transition wird 2040 ausschließlich erneuerbarer Wasserstoff erzeugt bzw. eingesetzt (Tabelle 8). Dieser wird in Österreich mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom erzeugt, zusätzlich werden 2040 ca. 60% des eingesetzten Wasserstoffs importiert. Bis zum Jahr 2030 werden entsprechend der österreichischen Wasserstoffstrategie (BMK und BMDW, 2022) 1 GW<sub>el</sub> Elektrolysekapazität errichtet und damit rund 3,75 TWh Wasserstoff erzeugt. Der Aufbau eines EU Hydrogen Backbones (EHB 2022) und der beteiligten österreichischen Leitungsprojekte, mit welchen große Mengen an erneuerbarem Wasserstoff aus Ländern mit niedrigen Gestehungskosten importiert werden können, ist von europäischen Gasnetzbetreibern bis zum Jahr 2030 geplant. Diese Planungen wurde im NIP berücksichtigt. Auch die heimische Elektrolysekapazitäten werden weiter ausgebaut, das Transition Szenario nimmt ca. 3 GW<sub>el</sub> installierte Kapazität im Jahr 2040 an. Durch die Umstellung in der Eisen- und Stahlerzeugung sowie der Ammoniak- und Düngemittelproduktion und der Substitution von fossilem Gas in der Industrie und dem Einsatz im Güterverkehr steigt der Bedarf an Wasserstoff bis 2040 auf 29 TWh. Der aktuelle fossile Wasserstoffverbrauch der Industrie liegt bei ca. 4,6 TWh, wird aber in der Energiebilanz nicht eigens ausgewiesen.

Tabelle 8: Wasserstoffverbrauch nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz und Transition Szenario; Quellen: Statistik Austria 2021b, Umweltbundesamt 2023.

	Energiebilanz	Szenario Transition	
	2020 (TWh)	2030 (TWh)	2040 (TWh)
Umwandlungseinsatz	0	0	3
Verbrauch des Sektors Energie	0	0	9
nicht energetischem Verbrauch	0	1	3
Industrie	0	3	12
Verkehr	0	1	2
Wasserstoffverbrauch	0	5	29

Die Ergebnisse zum Energieverbrauch und zur Energiebereitstellung für Strom, Erdgas, Biomethan und Wasserstoff des Szenarios Transition wurden als Grundlage für den NIP verwendet. Die Regionalisierung des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung, die angenommenen Export- und Importmengen sowie die zeitliche Auflösung der Verbrauchs- und Erzeugungslastgänge werden in Kapitel 4.3 näher beschrieben. Die Analysen Transition-Szenario konzentrieren sich auf die jährliche bilanzielle Betrachtung von Energieerzeugung und -verbrauch. Leistungsbetrachtungen und saisonale Betrachtungen erfolgten dabei nicht.

## 3.2 Erzeugung erneuerbare Energieträger 2030 und Ausblick 2040

### 3.2.1 Derzeitiger Stand der Länder-Planungen für den Erneuerbaren-Ausbau

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz hat das Ziel, dass der österreichische Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird. Dafür ist im EAG bis 2030 ein Zubau an jährlicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern um insgesamt 27 TWh vorgesehen. Das Szenario Transition weist einen Zubaubedarf von zusätzlichen 12 TWh aus. Da für den Erneuerbaren-Ausbau eine Vielzahl an rechtlichen Kompetenzen und Handlungsmöglichkeiten auf Ebene der Bundesländer liegen, sind die Ziele der Länder von großer Bedeutung für die Einschätzung der erwarteten regionalen Verteilung der zukünftigen erneuerbaren Stromerzeugung.

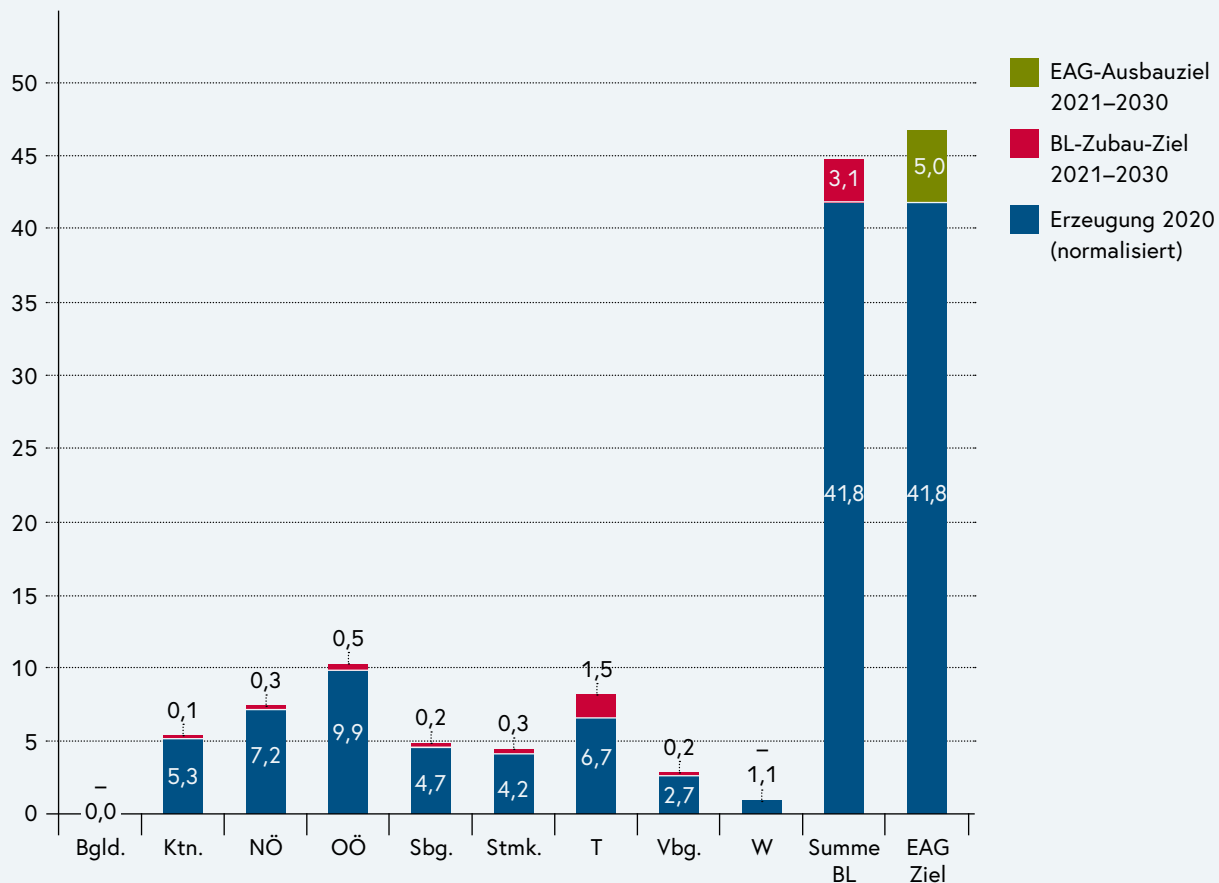
#### 3.2.1.1 Bundesländerziele Wasserkraft

Die Zubauziele der Bundesländer im Zeitraum 2021 bis 2030 für die Stromerzeugung aus Wasserkraft sind in Abbildung 21 überblicksmäßig dargestellt. In Tabelle 9 wurden diese auf Basis der normalisierten Stromerzeugung im Jahr 2020 auf das Ausbauziel im Jahr 2030 hochgerechnet und mit dem EAG-Ziel verglichen. Kärnten (KTN, 2014) plant

### Wasserkraft Erzeugung 2020 und Zubauziele 2030

in TWh

Quelle: KTN, 2014; NÖ, 2019; OÖ, 2022; SBG, 2021; STMK, 2017; TIR, 2022; VBG, 2021; BGBl. I Nr. 150/2021, 2021



einen Zubau von 0,05 TWh und Niederösterreich (NÖ, 2019) einen Zubau von 0,3 TWh und Salzburg einen Zubau von 0,22 (SBG, 2021) bis 2030. Oberösterreich hat ein realisierbares Potenzial von 0,49 TWh angegeben (OÖ, 2022), dieses wird als Zubau-Ziel angenommen. Die Steiermark plant einen Ausbau um 4,5 TWh (STMK, 2017) und Vorarlberg einen Zubau von 0,15 TWh bis 2030 (VBG, 2021). Tirol hat das Ziel zwischen 2011 und 2036 Wasserkraftwerke mit einer jährlichen Erzeugung von 2,8 TWh zusätzlich zu errichten (TIR, 2022). Umgerechnet für 2030 ergibt dies für Tirol für das Jahr 2030 ein Ausbauziel von 8,2 TWh. Burgenland und Wien haben wegen fehlender Wasserkraftpotenziale auch keine Ziele für den weiteren Ausbau der Wasserkraft.

In Summe ergeben die Ziele der Bundesländer für Wasserkraft einen Zubau von 2021 bis 2030 im Ausmaß von 3,1 TWh und einen Ausbau auf insgesamt 44,8 TWh im Jahr 2030. Das EAG-Ziel ist ein Zubau von 5 TWh bis 2030 und ein Ausbau auf insgesamt 46,8 TWh, berechnet auf Basis der normalisierten Wasserkrafterzeugung im Jahr 2020. Die Potenziale in den Bundesländern bzw. für den NIP erstellte Ausbauszenarien für

Abbildung 21: Erzeugung 2020 (normalisiert) und Zubauziele bis 2030 für die Stromerzeugung mittels Wasserkraftwerken, je Bundesland, aggregiert für die Länder und verglichen mit dem EAG-Ziel

Wasserkraft werden in Kapitel 3.3.2 beschrieben. Die im NIP hinterlegte regionalisierte Wasserkrafterzeugung für die Jahre 2030 und 2040 wird in Kapitel 4.4 ausgeführt.

Tabelle 9: Wasserkraft – normalisierte Erzeugung 2020, Länder Zubauziele 2021-2030, Länder Ausbauziele 2030, in TWh; Quelle: (KTN, 2014), (NÖ, 2019), (OÖ, 2022), (SBG, 2021), (STMK, 2017), (TIR, 2022), (VBG, 2021), (Statistik Austria, 2022a) und (BGBl. I Nr. 150/2021, 2021)

[TWh]	Erzeugung 2020 (normalisiert)	BL-Zubauziel 2030	BL-Ausbauziel 2030	Quelle für Zubauziel oder Ausbauziel
Burgenland	0,0	–	0,0	–
Kärnten	5,3	0,1	5,4	KTN Energiemasterplan
Niederösterreich	7,2	0,3	7,5	NÖ Klima- und Energiefahrplan 2020 bis 2030
Oberösterreich	9,9	0,5	10,4	OÖ Klima- und Energiestrategie
Salzburg	4,7	0,2	4,9	Masterplan Klima+Energie 2030
Steiermark	4,2	0,3	4,5	Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030
Tirol	6,7	1,5	8,2	Tiroler Nachhaltigkeits- und Klimastrategie
Vorarlberg	2,7	0,2	2,9	Strategie Energieautonomie+ 2030
Wien	1,1	–	1,1	–
<b>Summe BL</b>	<b>41,8</b>	<b>3,1</b>	<b>44,8</b>	
EAG Ziel	41,8	5,0	46,8	

### 3.2.1.2 Bundesländerziele Windkraft

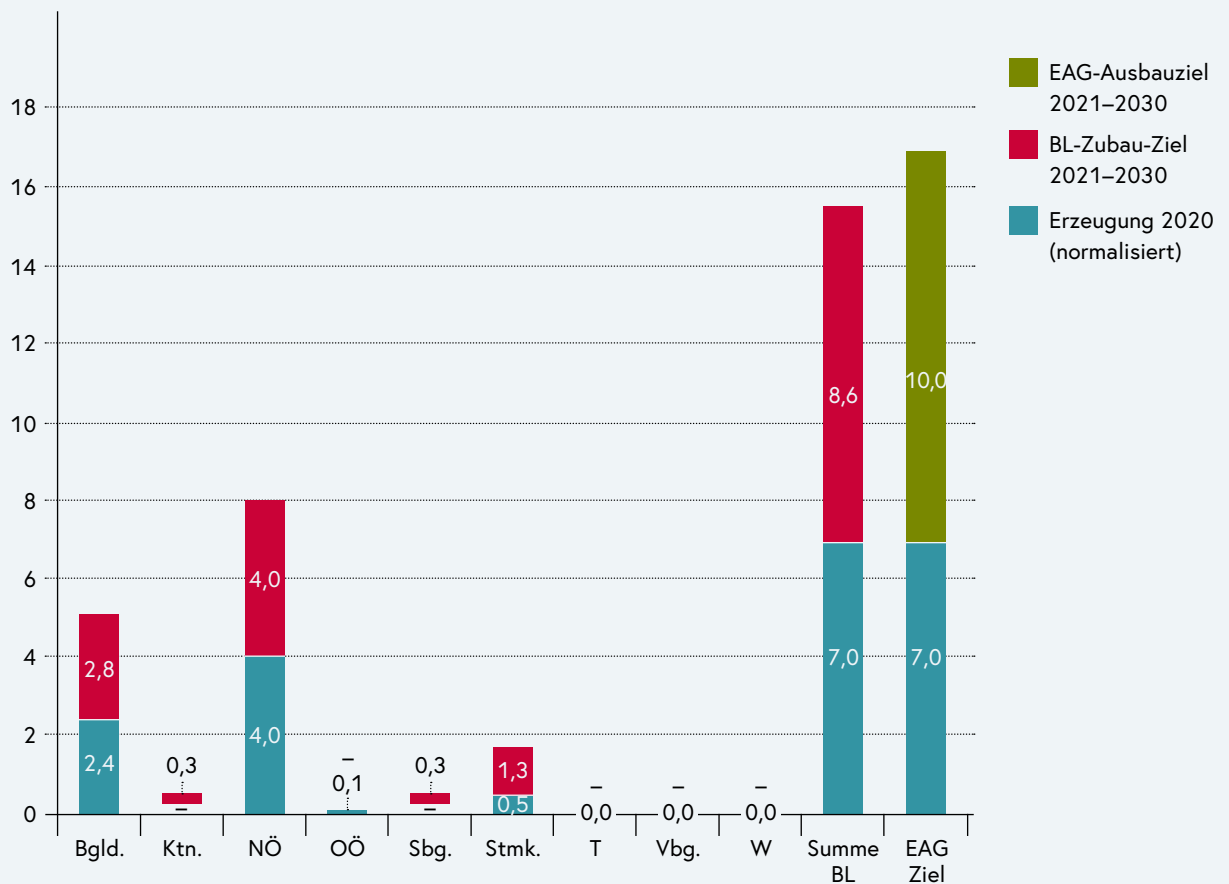
Die Zubauziele der Bundesländer im Zeitraum 2021 bis 2030 für die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen (WKA) sind in Abbildung 22 überblicksmäßig dargestellt. In Tabelle 10 werden diese auf Basis der normalisierten Stromerzeugung im Jahr 2020 auf das Ausbauziel im Jahr 2030 hochgerechnet und mit dem EAG-Ziel verglichen. Das Burgenland hat die Errichtung von 350 zusätzlichen Windkraftanlagen mit einer Leistung von insgesamt 1,8 GW angekündigt (Landesmedienservice Burgenland, 2022). Unter Berücksichtigung des Repowerings aller Anlagen, die vor 2012 errichtet wurden und durch einen Teil der zusätzlichen Windkraftanlagen ersetzt werden, ergibt dies einen Zubau von 2,8 TWh bis 2030 (bei 2.000 Volllaststunden). Kärnten hat ein Ausbauziel von 0,25 TWh (KTN, 2022), Niederösterreich von 8,0 TWh (NÖ, 2023), Salzburg von 0,25 TWh (SBG, 2021) und die Steiermark von 1.000 MW bis 2030 (laut steirischer Klima- und Energiestrategie) bei 1.750 Volllaststunden ergibt dies 1,75 TWh (STMK, 2017). Ober-



### Windkraft Erzeugung 2020 und Zubauziele 2030

in TWh

Quelle: BGL, 2022; KTN, 2022; NÖ, 2023; OÖ, 2022; SBG, 2021; STMK, 2017 und BGBl. I Nr. 150/2021, 2021; es können Rundungsdifferenzen auftreten



österreich, Tirol, Vorarlberg und Wien haben keine bzw. im Fall von Vorarlberg nur sehr niedrige Ziele für den Windkraftausbau.

In Summe ergeben die Ziele der Bundesländer für Windkraft einen Zubau von 2021 bis 2030 um eine Jahreserzeugung von 8,6 TWh und einen Ausbau auf insgesamt 15,5 TWh im Jahr 2030. Das EAG-Ziel ist ein Zubau von 10 TWh bis 2030 und damit ein Ausbau auf insgesamt 17,0 TWh, berechnet auf Basis der normalisierten Windkraftherzeugung im Jahr 2020. Die Potenziale in den Bundesländern bzw. die für den NIP erstellten Ausbauszenarien für Windkraft werden in Kapitel 3.2.2 beschrieben. Die im NIP hinterlegte regionalisierte Windkraftherzeugung für die Jahre 2030 und 2040 wird in Kapitel 4.4.1 ausgeführt.

Abbildung 22: Erzeugung 2020 (normalisiert) und Zubauziele bis 2030 für die Stromerzeugung mittels Windkraftanlagen, je Bundesland, aggregiert für die Länder und verglichen mit dem EAG-Ziel

Tabelle 10: Windkraft – normalisierte Erzeugung 2020, Länder Zubauziele 2021-2030, Länder Ausbauziele 2030, in TWh; Quelle: (Landesmedienservice Burgenland, 2022), (KTN, 2022), (NÖ, 2023), (OÖ, 2022), (SBG, 2021), (STMK, 2017), (Statistik Austria, 2022a) und (BGBl. I Nr. 150/2021, 2021), es können Rundungsdifferenzen auftreten

[TWh]	Erzeugung 2020 (normalisiert)	BL-Zubauziel 2030	BL-Ausbauziel 2030	Quelle für Zubauziel oder Ausbauziel
Burgenland	2,4	2,8	5,2	Landesmedienservice Burgenland
Kärnten	0,0	0,3	0,3	Kärnten Klimaneutral 2040
Niederösterreich	4,0	4,0	8,0	Energie- und Umwelt- agentur NÖ
Oberösterreich	0,1	–	0,1	–
Salzburg	0,0	0,3	0,3	Masterplan Klima+Energie 2030
Steiermark	0,5	1,25	1,75	Klima- und Energiestra- tegie Steiermark 2030
Tirol	–	–	–	–
Vorarlberg	–	0,0	0,0	–
Wien	0,0	–	0,0	–
<b>Summe BL</b>	<b>7,0</b>	<b>8,6</b>	<b>15,5</b>	
EAG Ziel	7,0	10,0	17,0	

### 3.2.1.3 Bundesländerziele Photovoltaik

Die Ziele der Bundesländer für den Zubau der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen für den Zeitraum von 2021 bis 2030 beziehungsweise der Ausbau im Jahr 2030 sind in Abbildung 23 überblicksmäßig dargestellt. In Tabelle 11 werden diese auf Basis der normalisierten Stromerzeugung im Jahr 2020 auf das Ausbauziel im Jahr 2030 hochgerechnet und mit dem EAG-Ziel verglichen.

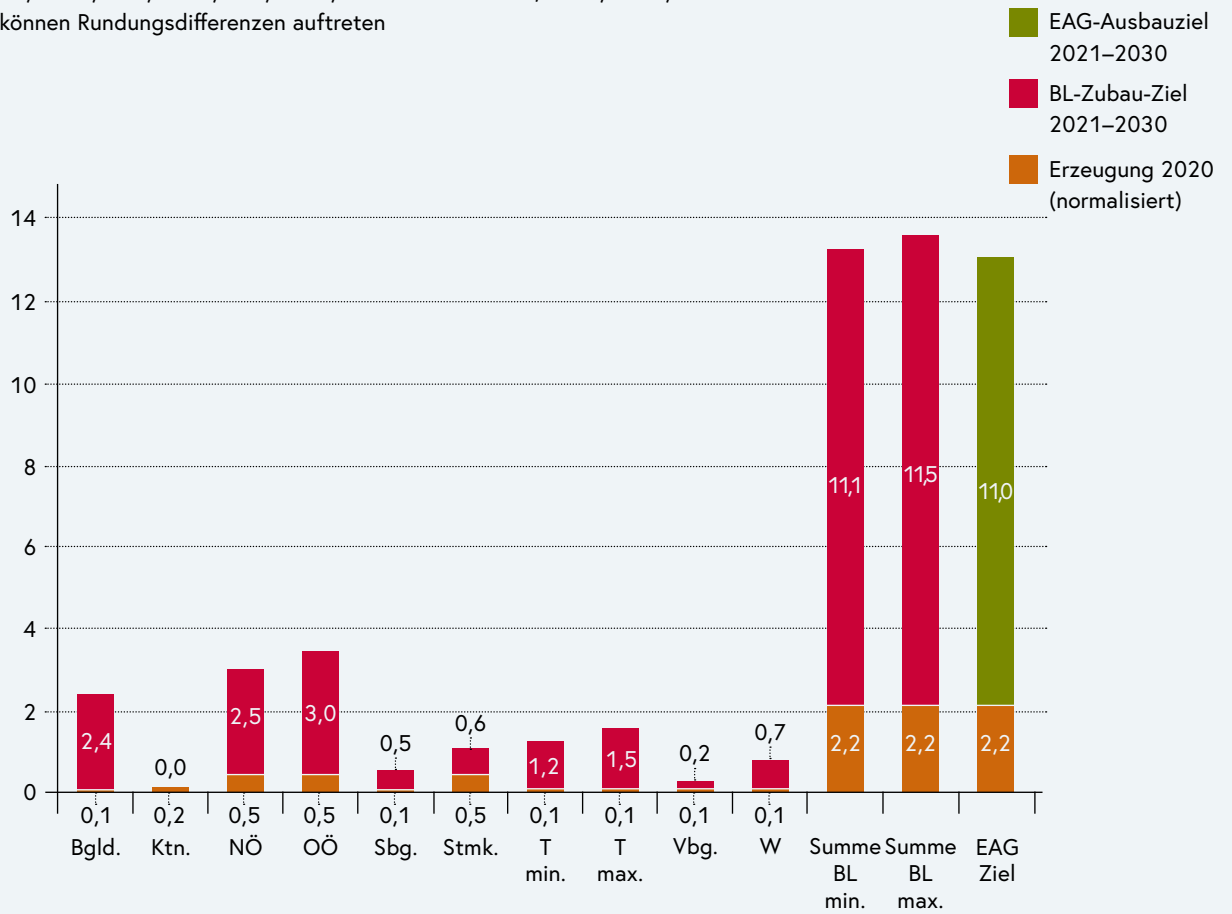
Jedes der Bundesländer hat sich Ziele für den PV-Ausbau gesetzt. Das Burgenland hat ein 2,35-TWh-Zubauziel, Salzburg ein 0,5-TWh-Zubauziel und Vorarlberg ein 0,33-TWh-Zubauziel bis 2030. Kärnten hat ein 0,18-TWh-Ausbauziel, Niederösterreich hat ein 3,0-TWh-Ausbauziel, Oberösterreich ein 3,5-TWh-Ausbauziel, die Steiermark ein 1,08-TWh-Ausbauziel, Tirol ein 1,15 TWh bis 1,5-TWh-Ausbauziel und Wien ein 0,8-TWh-Ausbauziel für das Jahr 2030. Der Zubau bzw. Ausbau wird auf Grundlage der PV-Stromerzeugung der Bundesländer im Jahr 2020 errechnet.

In Summe ergeben die Ziele der Bundesländer für Photovoltaik einen Zubau im Ausmaß von 11,2 TWh bis 11,5 TWh von 2021-2030 und einen Ausbau auf insgesamt 13,2 TWh bis 13,6 TWh im Jahr 2030. Das EAG-Ziel ist ein Zubau von 11 TWh bis 2030 und ein Ausbau auf insgesamt 13,0 TWh, berechnet auf Basis der PV-Stromerzeugung im Jahr 2020. Die Länder haben somit ein leicht höheres Ziel als der im EAG angenom-

### Photovoltaik Erzeugung 2020 und Zubauziele 2030

in TWh

Quelle: BGL, 2023; KTN, 2014; NÖ, 2023; OÖ, 2022; SBG, 2021; STMK, 2023; VBG, 2021; WIE, 2022; und BGBl. I Nr. 150/2021, 2021; es können Rundungsdifferenzen auftreten



mene PV-Zubau bis 2030. Ausbauszenarien für Photovoltaik in den Bundesländern werden in Kapitel 3.2.2 beschrieben. Die im NIP hinterlegte regionalisierte PV-Stromerzeugung für die Jahre 2030 und 2040 wird in Kapitel 4.4.1 ausgeführt.

Abbildung 23: Erzeugung 2020 und Zubauziele bis 2030 für die Stromerzeugung mittels Photovoltaik, je Bundesland, aggregiert für die Länder und verglichen mit dem EAG-Ziel

Tabelle 11: Photovoltaik Erzeugung 2020, Länder Zubauziele 2021-2030, Länder Ausbauziele 2030, in TWh; Quelle: (BGLD, 2023), (KTN, 2014), (NÖ, 2023), (OÖ, 2022), (SBG, 2021), (STMK, 2023), (VBG, 2021), (WIE, 2022), (Statistik Austria, 2022a) und (BGBl. I Nr. 150/2021, 2021), es können Rundungsdifferenzen auftreten

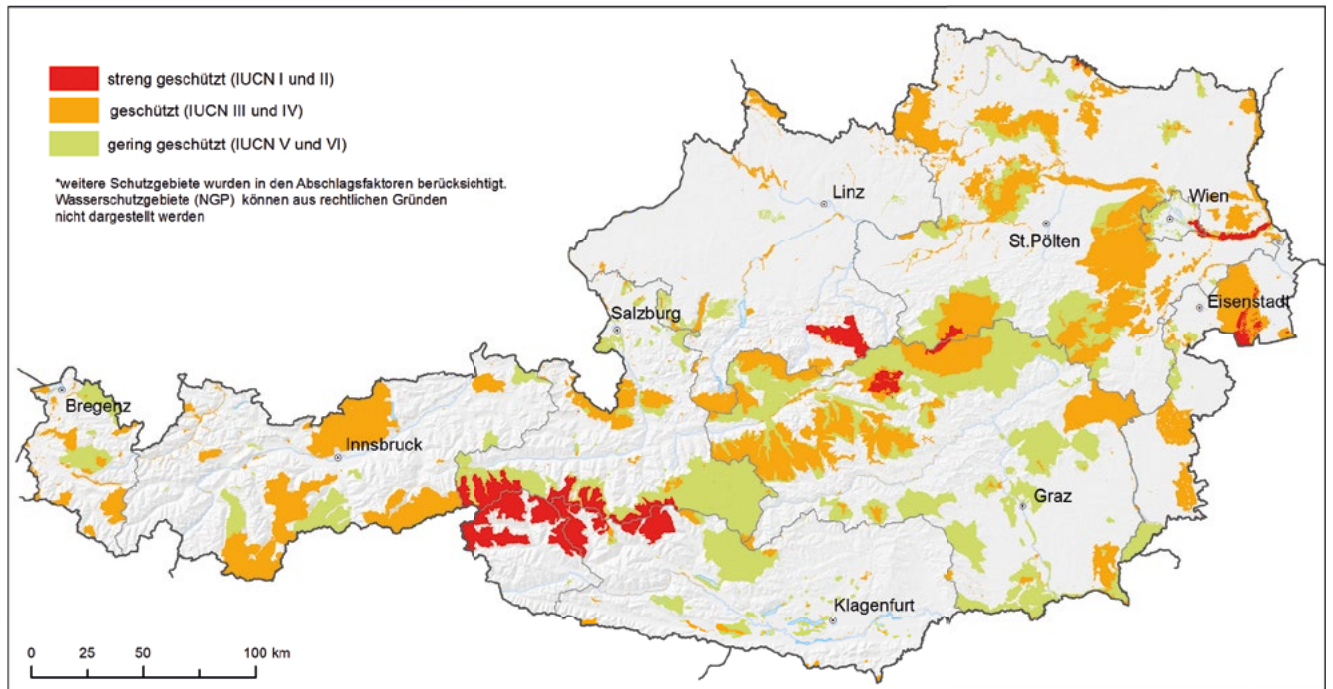
	Erzeugung 2020 (TWh)	BL-Zubauziel 2030 (TWh)	BL-Ausbauziel 2030 (TWh)	Quelle für Zubauziel oder Ausbauziel
Burgenland	0,1	2,3	2,4	BGL Klimastrategie
Kärnten	0,2	0,0	0,2	KTN Energiemasterplan (EMAP)
Niederösterreich	0,5	2,5	3,0	Energie- und Umwelt- agentur
Oberösterreich	0,5	3,0	3,5	OÖ Klima- und Energie- strategie
Salzburg	0,1	0,5	0,6	Masterplan Klima+Energie 2030
Steiermark	0,5	0,6	1,1	Sachprogramm EE – Solarenergie
Tirol	0,1	1,3–1,6	1,2–1,5	Auskunft Land Tirol
Vorarlberg	0,1	0,2	0,3	Strategie Energieauto- nomie+ 2030
Wien	0,1	0,7	0,8	Wiener Klimafahrplan
<b>Summe BL</b>	<b>2,0</b>	<b>11,1–11,5</b>	<b>13,2–13,5</b>	
EAG Ziel	2,0	11,0	13,0	

Die Ziele der Bundesländer wurden mit den Szenarien für den Ausbau in den Bundesländern laut dem nächsten Kapitel (3.2.2) verglichen. Im Fall, dass die Ziele der Bundesländer höher als die vom Umweltbundesamt ermittelten realisierbaren Potenziale sind, wurde für die jeweilige Technologie und Bundesland das Ausbauziel des Bundeslandes in der NIP-Modellierung angenommen. Dies war für das Burgenland der Fall.

### 3.2.2 Darstellung der nationalen erneuerbaren Aufbringung für 2030 und 2040

Um die zukünftige regionalisierte erneuerbare Stromerzeugung der Jahre 2030 und 2040 für die Berechnungen des NIP abzuschätzen, wurden für Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft und der Verstromung fester Biomasse technologiespezifische Potenzialabschätzungen herangezogen. Dieselbe Vorgehensweise wurde auch für die Produktion von Biogas gewählt. In den jeweiligen Unterkapiteln werden die methodische Vorgehensweise und die daraus resultierenden Ergebnisse der jeweiligen Studien und Analysen genauer beschrieben.

## Vorbehaltsflächen Naturschutzgebiete\*



Quellen: Umweltbundesamt, Bundesländer, CDDA Reporting (2023 Abbildung, 2021 Berechnungen),  
Länderschutzegebietsdatensätze konsolidiert, BEV  
Bearbeitung: Umweltbundesamt; April 2023

umweltbundesamt

### 3.2.2.1 Potenziale für Photovoltaik und Windkraft

Das Umweltbundesamt hat drei unterschiedliche Szenarien für die Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen für 2030 und 2040 ermittelt.

Zur Ermittlung der Szenarien wurden im ersten Schritt Regionen identifiziert, in denen aus Gründen des Naturschutzes, des Artenschutzes und des Gewässerschutzes generell kein oder nur ein beschränkter Ausbau von erneuerbaren Energieträgern erfolgen soll (Abbildung 24). Während für Flächen der IUCN-Kategorien I-IV (u. a. Nationalparks, Wildnisgebiete, Europaschutzgebiete, Naturschutzgebiete) eine energetische Nutzung komplett ausgeschlossen wurde, besteht die Möglichkeit eines geringen Ausbaus auf den Flächen mit einem Schutzstatus der Kategorien V-VI (z. B. Landschaftschutzgebiete und Entwicklungszonen von Biosphärenparks).

Auf den verbleibenden Gebieten werden theoretisch-technischen Potenziale zur Stromerzeugung ermittelt, welche physikalische (z. B. Globalstrahlung, Windgeschwindigkeiten, technische Effizienz) und topographische (z. B. Hangneigungen, Seehöhen) Faktoren berücksichtigt.

Mittels technologiespezifischen Abschlägen für Flächennutzung, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit, wurden aus den theoretisch-technischen Potenzialen die drei Szenarien für die Stromerzeugung aus Windkraft und PV-Anlagen abgeleitet, welche sich im ermittelten Ausbau unterscheiden.

Abbildung 24:  
Vorbehaltsflächen Naturschutz in Österreich, Bild:  
Umweltbundesamt, 2023

Im Szenario „Rahmenbedingungen 2021“ wird ein ambitionierter Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung angenommen, welcher über den aktuell im EAG angeführten Ausbaupfad von plus 27 TWh bis 2030 hinausgeht. In allen Bundesländern werden für den angenommenen Zubau ausreichend Eignungszonen ausgewiesen, der Netzanschluss und mangelnde politische und gesellschaftliche Akzeptanz stellen wesentliche Barrieren in der Umsetzung dar.

Das Szenario „aktuelle Entwicklungen“ baut auf dem Szenario Rahmenbedingungen 2021 auf. Zusätzlich werden europäische und nationale Entwicklungen berücksichtigt, welche den Erneuerbaren Ausbau fördern und beschleunigen (z. B. »renewables acceleration areas«, Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVP-G) Novelle, Vorschlag zum Erneuerbaren Ausbau Beschleunigungsgesetz). Dieses Szenario bildet auch die Aufbringung für Wind- und PV-Erzeugung im Transition Szenario ab. Auch hier werden die EAG-Ausbauziele deutlich übertroffen. Es wurde weiters ein höheres Akzeptanzlevel für Wind und PV gegenüber dem Szenario „Rahmenbedingungen 2021“ hinterlegt.

Im Szenario „beschleunigter Ausbau“ wurden sehr gute Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung unterstellt. In allen Bundesländern werden ausreichende Eignungszonen ausgewiesen und rechtlich implementiert, die Genehmigungsverfahren für Wind und PV-Anlagen werden anhand von Best Practice Kriterien durchgeführt. Ein zusätzlich erhöhtes Akzeptanzlevel gegenüber dem Szenario „aktuelle Entwicklungen“ führt zu einem zusätzlich erhöhten Ausbau an Wind- und PV-Erzeugung.

Diese Potenziale der Szenarien wurden regional abgeschätzt und verortet. Im Zuge der NIP Erstellung wurden jedoch nur die Ausbauzahlen des Szenarios „aktuelle Entwicklungen“ herangezogen, weshalb in diesem Kapitel auch nur die Potenziale aus diesem Szenario beschrieben werden.

Die Potenziale für PV umfassen Anlagen auf Frei-, Dach- und Fassadenflächen sowie auf weiteren nutzbaren Bauwerken wie beispielsweise Lärmschutzwänden und Gleisanlagen. Freiflächen inkludieren hier sowohl klassische Freiflächen wie Agrarflächen und Grünland als auch bereits anderweitig genutzte (versiegelte) Flächen (z. B. Betriebsgebiete).

Das berechnete theoretisch-technische Potenzial für die PV Erzeugung in Österreich beläuft sich dabei auf knapp 279 TWh/a (Tabelle 12). Nach Anwendung der Abschläge für Flächennutzung, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit werden jedoch 2030 rund 21 TWh/a als realisierbar erachtet. Es wird angenommen, dass davon ca. 8 TWh/a auf Dach- und Fassadenflächen realisiert werden können. Bis 2040 wird mit einer Verdopplung des realisierbaren Potenzials auf knapp 41 TWh/a gerechnet (jeweils inklusive Bestandsanlagen). Dabei wird angenommen, dass ca. 13 TWh auf Dach- und Fassadenflächen realisiert werden können. 2030 können somit circa 8% des technisch-theoretischen Potenzials erschlossen werden, bis 2040 wird dieser Anteil auf knapp 15% gesteigert werden. Die größten absolut realisierbaren Potenziale werden dabei in Niederösterreich, Oberösterreich und der Steiermark gesehen. Hervorzuheben in dieser Betrachtung ist das Burgenland, hier ist, im Einklang mit dem Ausbauziel, ein bis 2030 vergleichsweise hoher Zubau geplant, während der weitere Ausbau nach 2030 langsamer verläuft.

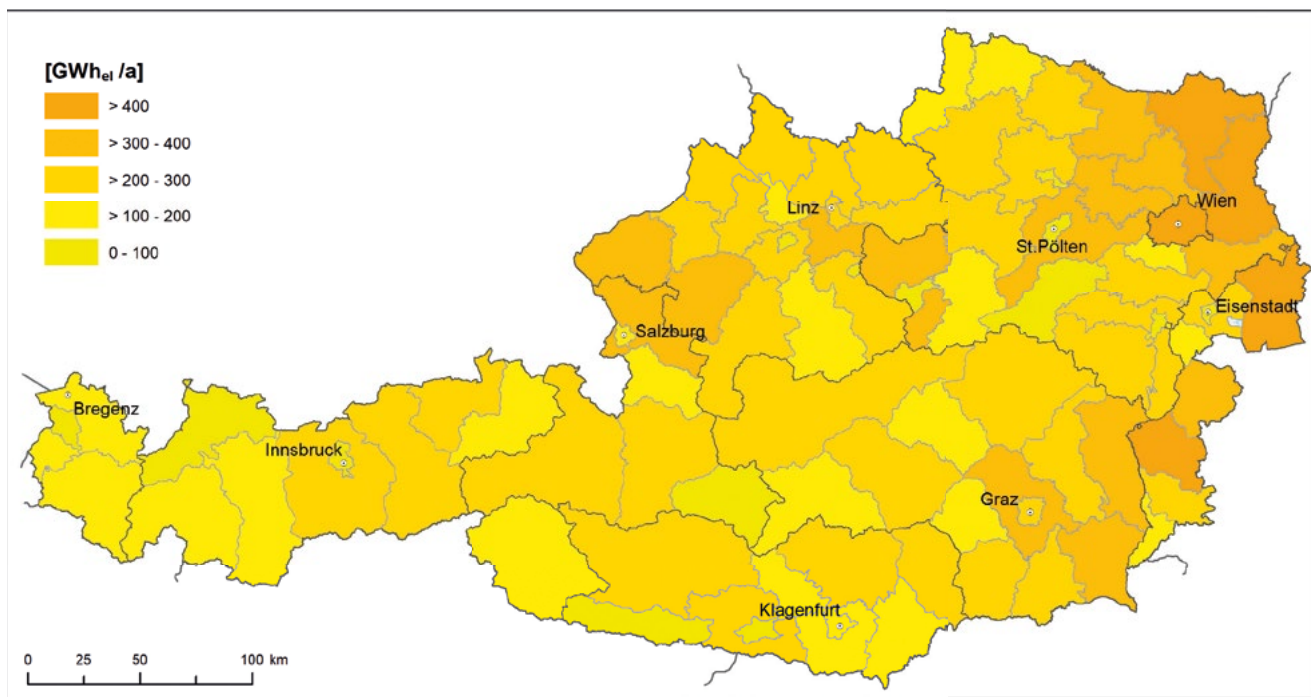
Tabelle 12: Angenommene PV-Erzeugung aus dem Szenario „aktuelle Entwicklungen“ je Bundesland; Quelle: (Umweltbundesamt, 2023)

PV in TWh/a	theoretisch-technisch	angenommene Erzeugung (2030)	angenommene Erzeugung (2040)
Burgenland	17,5	2,5	2,6
Kärnten	25,7	1,7	3,6
Niederösterreich	77,3	5,6	11,7
Oberösterreich	51,7	3,8	7,8
Salzburg	17,6	1,1	2,4
Steiermark	48,1	3,3	6,9
Tirol	23,3	1,5	3,1
Vorarlberg	7,8	0,5	1,1
Wien	10,1	1	1,9
Österreich	279,1	21	41,1

Der räumliche Schwerpunkt der höchsten realisierbaren Potenziale auf Bezirksebene im Jahr 2030 (Abbildung 25) und 2040 (Abbildung 26) liegt in Ostösterreich, dem nördlichen Salzburg und dem Innviertel sowie der südlichen Steiermark. Im Großteil der österreichischen Bezirke besteht zumindest ein mittleres bzw. hohes Potenzial.

Das theoretisch-technische Potenzial für die Stromerzeugung mittels Windenergieanlagen in Österreich wurde mit rund 228 TWh/a abgeschätzt (Tabelle 13). Von diesem theoretisch-technischen Potenzial werden 2030 rund 21 TWh/a (rund 9%) als realisierbar erachtet, 2040 erhöht sich das realisierbare Potenzial auf 29 TWh/a (ca. 13%). Die größten realisierbaren Potenziale weisen Niederösterreich und das Burgenland mit insgesamt 20,6 TWh/a im Jahr 2040 auf. Darauf folgt die Steiermark mit 3,5 TWh/a 2040. Die westlichen Bundesländer haben insgesamt ein geringes Potenzial für Windkraftnutzung, da große Teile der Bundesländer aus naturschutzrechtlichen oder topographischen Gründen ungeeignet sind. Ähnlich wie bei den PV Potenzialen wird bis 2030 im Burgenland der größte Anteil des verfügbaren technisch-theoretischen Potenzials realisiert, dies steht im Einklang mit den bundeslandspezifischen Ausbauzielen bis 2030.

## Realisierbare Aufbringung der Photovoltaik in Bezirken Österreichs bis 2030 - Szenario aktuelle Entwicklungen (21 TWh)



Quelle: JRC Globalstrahlung, Basemap Gebäude (Bundesländer), Solarkataster Kärnten (Land Kärnten), Corine Landcover 2018, DKM (BEV), GIP Straßengraph, Lärmschutzwände (BMK), Dauersiedlungsraum (Statistik Austria), eigene Berechnungen, Verwaltungsgrenzen (BEV)  
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 16.06.2023

umweltbundesamt<sup>®</sup>

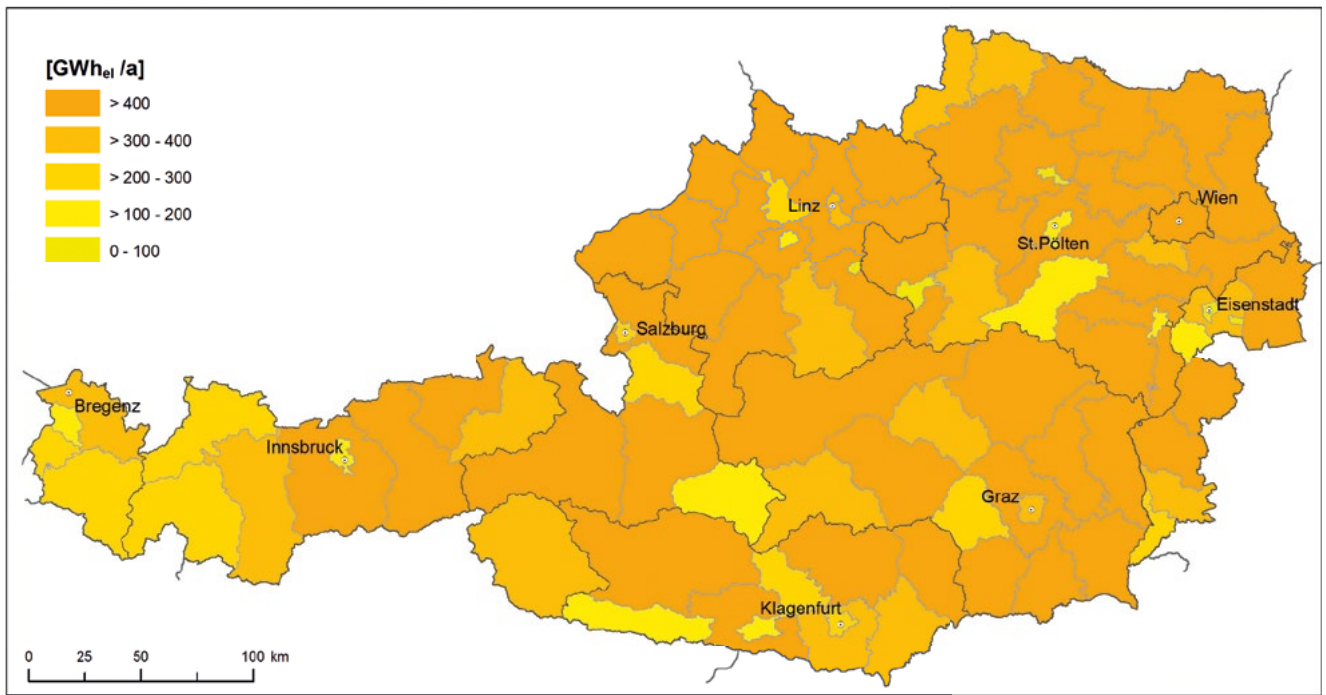
Abbildung 25:  
PV Erzeugungspotenziale nach  
Bezirken 2030, Bild: Umwelt-  
bundesamt, 2023

Tabelle 13: Angenommene Winderzeugung aus dem Szenario „aktuelle Entwicklungen“  
je Bundesland; Quelle: (Umweltbundesamt, 2023)

Wind in TWh/a	theoretisch-technisch	angenommene Erzeugung (2030)	angenommene Erzeugung (2040)
Burgenland	35,5	5,2	6,8
Kärnten	14	1,1	1,6
Niederösterreich	118,8	10	13,8
Oberösterreich	13	1	1,8
Salzburg	6,2	0,5	0,8
Steiermark	33,8	2,8	3,5
Tirol	4,5	0,3	0,5
Vorarlberg	1,7	0,1	0,2
Wien	0,7	0,1	0,1
Österreich	228,2	21,1	29



**Realisierbare Aufbringung der Photovoltaik in Bezirken Österreichs bis 2040  
- Szenario aktuelle Entwicklungen (41 TWh)**



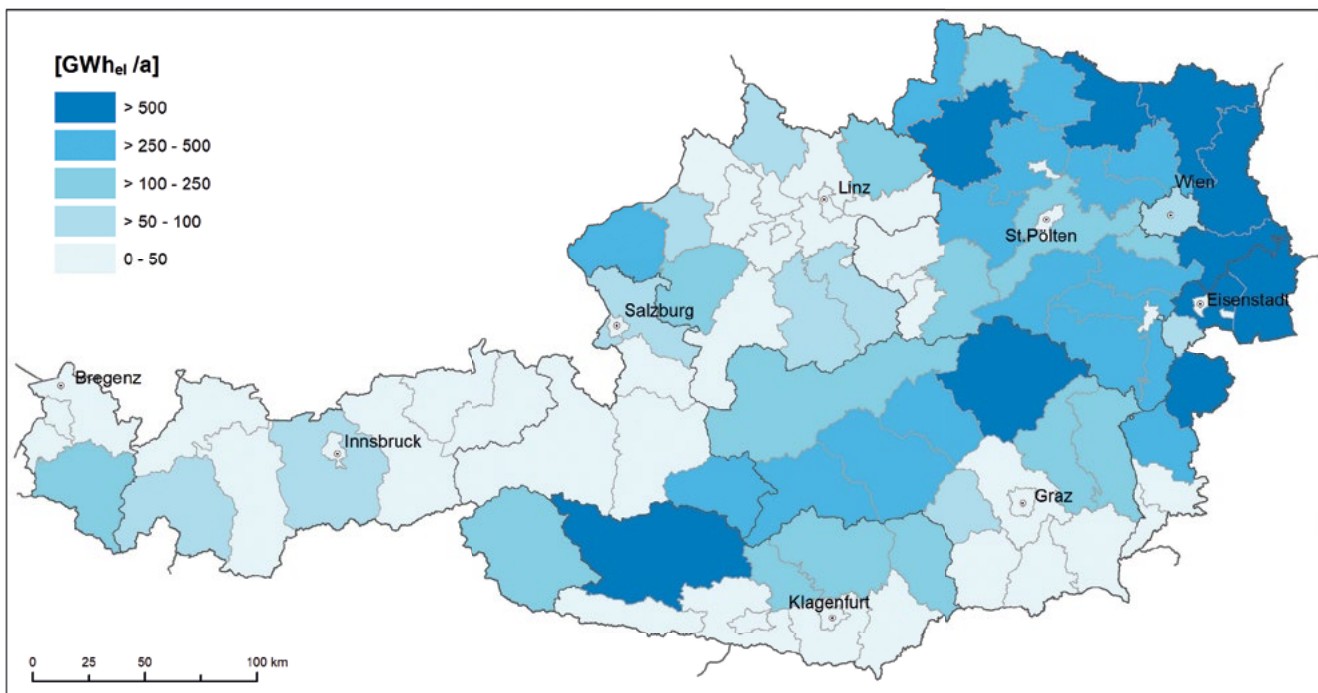
Quelle: JRC Globalstrahlung, Basemap Gebäude (Bundesländer), Solarkataster Kärnten (Land Kärnten), Corine Landcover 2018, DKM (BEV), GIP Straßengraph, Lärmschutzwände (BMK), Dauersiedlungsraum (Statistik Austria), eigene Berechnungen, Verwaltungsgrenzen (BEV)  
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 16.06.2023

umweltbundesamt<sup>®</sup>

Die räumliche Verteilung der Windenergiepotenziale auf Bezirksebene unterstreicht deren Schwerpunkte in Ostösterreich und in großen Teilen der Steiermark im Jahr 2030 (Abbildung 27). Die höchsten zusammenhängenden Windenergiepotenziale sind im nördlichen Burgenland und im östlichen Niederösterreich zu finden. In weiten Teilen der Steiermark und in Niederösterreich sind fast flächendeckend mittlere Potenziale vorhanden. 2040 zeigt ein leicht verändertes Bild zu 2030, insbesondere im südlichen Niederösterreich kommt es zu einer Zunahme der realisierbaren Windenergiepotenziale (Abbildung 28).

Abbildung 26:  
PV Erzeugungspotenziale nach Bezirken 2040, Bild: Umweltbundesamt, 2023

## Realisierbare Aufbringung der Windkraft in Bezirken Österreichs bis 2030 - Szenario aktuelle Entwicklungen (21TWh)



Datenquellen: Statistik Austria (2021), NEWA Windatlas, Corine Land Cover 2018, BEV (2021)  
Kartenerstellung: Umweltbundesamt; 16.06.2023

umweltbundesamt<sup>U</sup>

Abbildung 27:  
Realisierbare Winderzeugungspotenziale nach Bezirken 2030, Bild: Umweltbundesamt, 2023

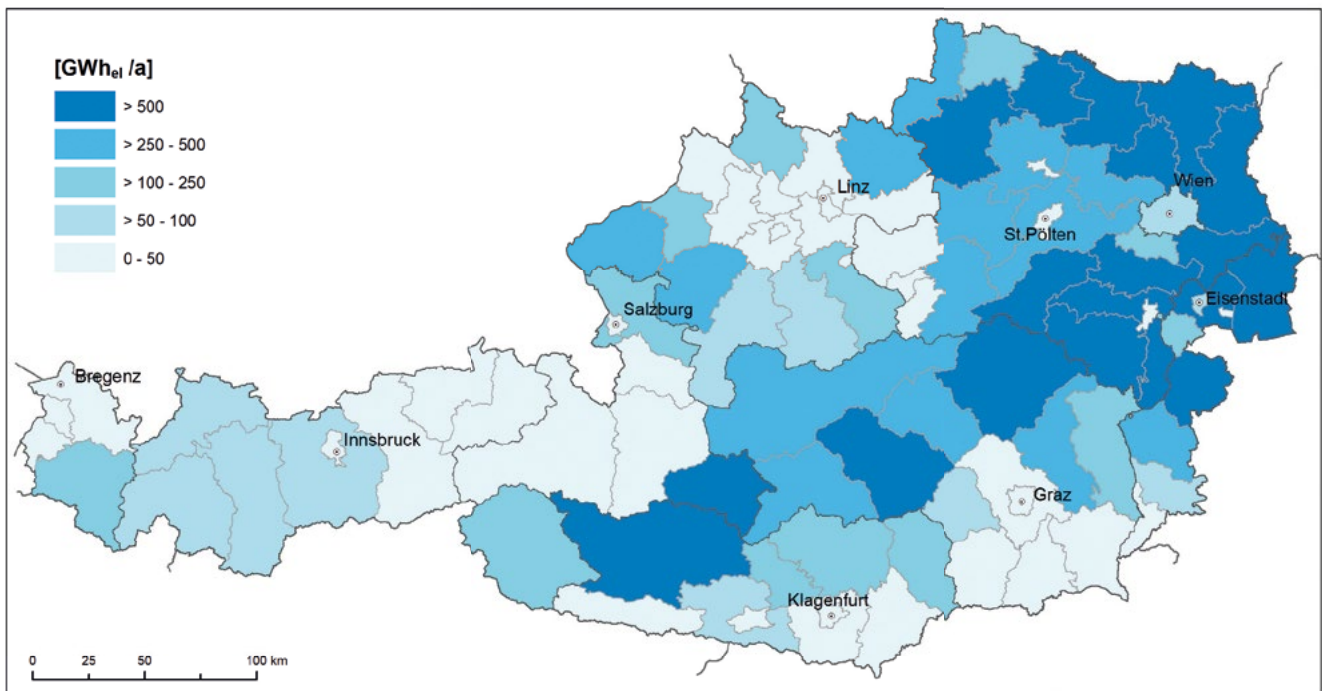
### 3.2.2.2 Wasserkraft

Das vom Umweltbundesamt abgeschätzte Ausbaupotenzial für Wasserkraftanlagen setzt sich einerseits aus dem technisch-wirtschaftlichen Restpotenzial für Wasserkraftausbau und andererseits aus dem Optimierungspotenzial bestehender Anlagen zusammen.

Das technische-wirtschaftliche Restpotenzial wurde unter Ausschluss besonders schutzwürdiger Strecken (Abbildung 29) abgeschätzt und basiert auf dem gesamten österreichischen Abflusslinienpotenzial abzüglich des bestehenden Kraftwerksbestands. Die Untergrenze der schutzwürdigen Strecken setzt sich aus Flächen der IUCN Kategorien I-II, UNESCO-Weltkulturerbestätten, Flächen verordneter Regionalprogramme der Bundesländer die einen Neubau von Wasserkraftanlagen untersagen, Strecken in sehr gutem ökologischen Zustand sowie Strecken in sehr gutem hydromorphologischem Zustand mit einer Länge von über einem Kilometer zusammen. Die Obergrenze der schutzwürdigen Strecken umfasst zusätzlich Strecken an und in Auen mit überragender Bedeutung für den Naturschutz sowie Strecken im potenziellen Verbreitungsgebiet gefährdeter Fischarten und Strecken an Natura 2000 Gebieten (FFH Richtlinie).

Nach dem Ausschluss schutzwürdiger Strecken wurden aus der Literatur Faktoren für die unterschiedlichen Teileinzugsgebiete abgeleitet (z. B. Nutzungsgraden), mittels denen aus den verbleibenden Abflusslinienpotenzialen die technisch-wirtschaftlichen

## Realisierbare Aufbringung der Windkraft in Bezirken Österreichs - Szenario aktuelle Entwicklungen 2040 (29TWh)



Datenquellen: Statistik Austria (2021), NEWA Windatlas, Corine Land Cover 2018, BEV (2021)  
Kartenerstellung: Umweltbundesamt; 16.06.2023

umweltbundesamt<sup>U</sup>

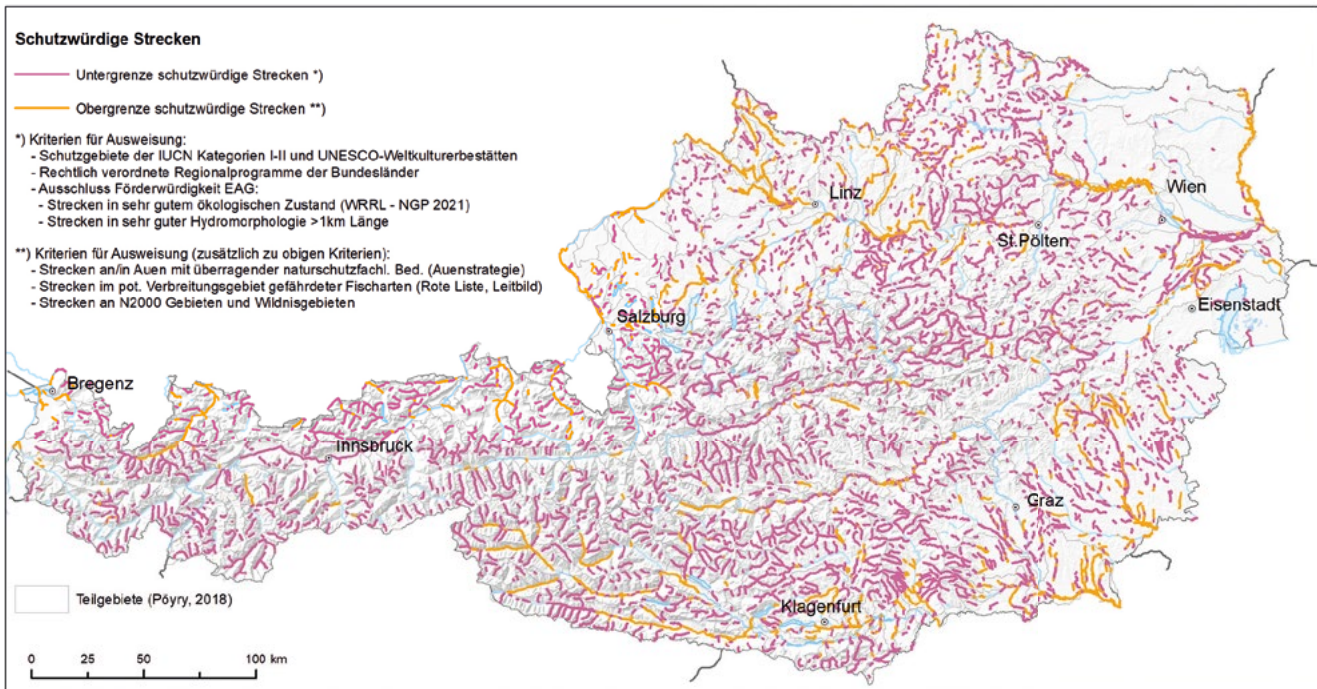
Restpotenziale abgeschätzt wurden. Die herangezogenen Teileinzugsgebiete sind aus (PÖYRY, 2018) abgeleitet.

Eine Abschätzung des Optimierungspotenzials erfolgte auf Basis der österreichischen Wasserkraftanlagen im Jahr 2022. Diese Potenziale wurden für Lauf- und Speicherkraftwerke ermittelt, Pumpspeicherkraftwerke waren nicht Teil der Berechnungen.

Tabelle 14 zeigt die berechneten Wasserkraftrestpotenziale je Bundesland. Aufgrund der gewählten Methodik sind diese Werte als die insgesamt realisierbaren Potenziale zu verstehen. Unter Ausschöpfung des maximalen Optimierungspotenzials und des maximalen Restpotenzials unter Berücksichtigung einer geringeren Gewässerschutzwürdigkeit ergäbe sich ein übriges Potenzial von ca. 10,1 TWh/a für Österreich. Umgekehrt würde sich das Potenzial lediglich auf rund 6,9 TWh/a belaufen, vorausgesetzt man könnte das Optimierungspotenzial nur minimal erschließen und würde eine höhere Gewässerschutzwürdigkeit unterstellen (Abbildung 29). Während die größten Optimierungspotenziale in Oberösterreich zu finden sind, weisen Tirol und Steiermark die größten Ausbaupotenziale auf.

Abbildung 28:  
Realisierbare Winderzeugungspotenziale nach Bezirken 2040, Bild: Umweltbundesamt, 2023

## Schutzwürdige Strecken



Datenquellen: BML - Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan (NGP) 2021, Umweltbundesamt - sonstige Fachdaten  
 Kartenerstellung: Umweltbundesamt; 19.06.2023

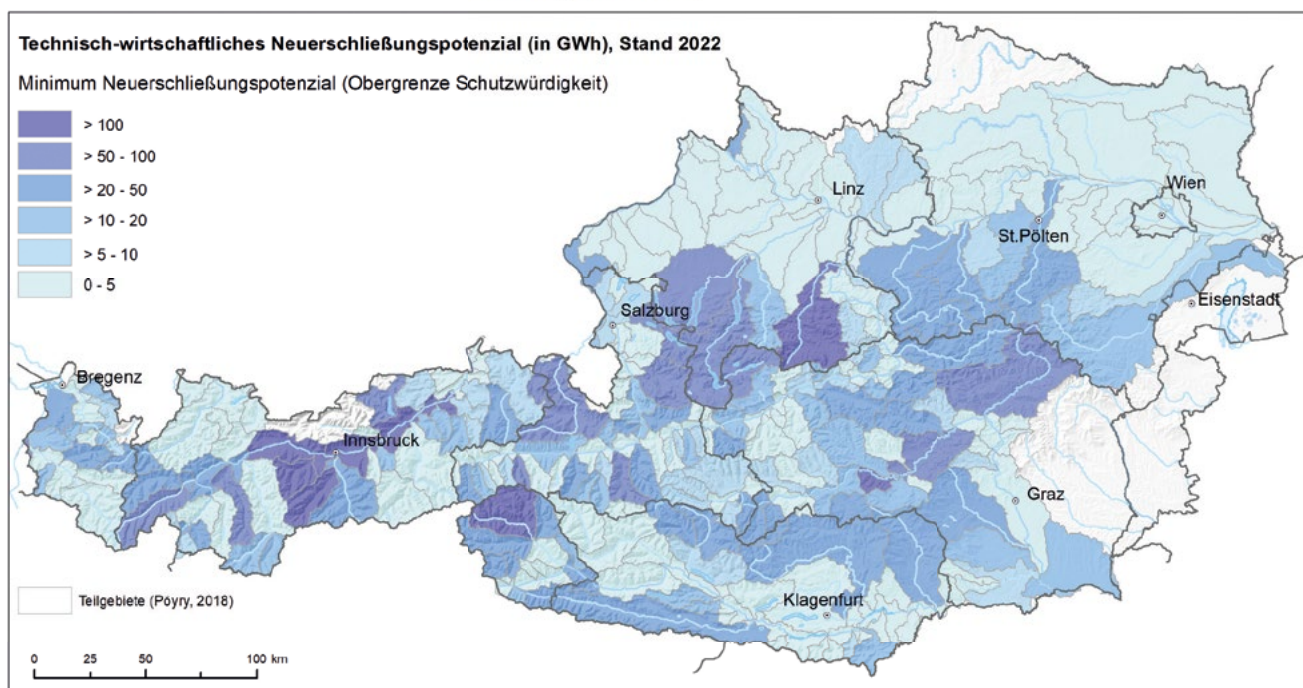
umweltbundesamt<sup>U</sup>

Abbildung 29:  
Schutzwürdige Gewässer-  
strecken in Österreich, Bild:  
Umweltbundesamt, 2023

Tabelle 14: Bandbreiten der Wasserkraftpotenziale je Bundesland; Quelle: Umweltbun-  
desamt, 2023.

Wasserkraft in TWh/a	Optimierungs- potenzial Minimum	Optimierungs- potenzial Maximum	Obergrenze Schutz- würdigkeit – Mini- mum Restpotenzial	Untergrenze Schutz- würdigkeit – Maxi- mum Restpotenzial
Burgenland	–	–	–	–
Kärnten	0,31	0,53	0,25	0,46
Niederösterreich (inklusive Wien)	0,36	0,61	0,16	0,16
Oberösterreich	0,72	1,37	0,39	0,65
Salzburg	0,31	0,48	0,62	0,77
Steiermark	0,41	0,55	0,88	1,12
Tirol	0,53	0,77	1,44	1,98
Vorarlberg	0,25	0,42	0,24	0,24
Wien	–	–	–	–
Österreich	2,89	4,73	3,98	5,38

## Neuerschließungspotenzial (ohne Optimierungspotenzial)



Datenquellen: BML - Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan (NGP) 2021; Umweltbundesamt - sonstige Fachdaten; TU Wien - Mittlere jährliche Abflussdaten; BEV - Digitales Höhenmodell; Kraftwerksbestand (Umweltbundesamt, Länder, BMK, Kleinwasserkraft)  
Kartenerstellung: Umweltbundesamt; 19.06.2023

umweltbundesamt<sup>®</sup>

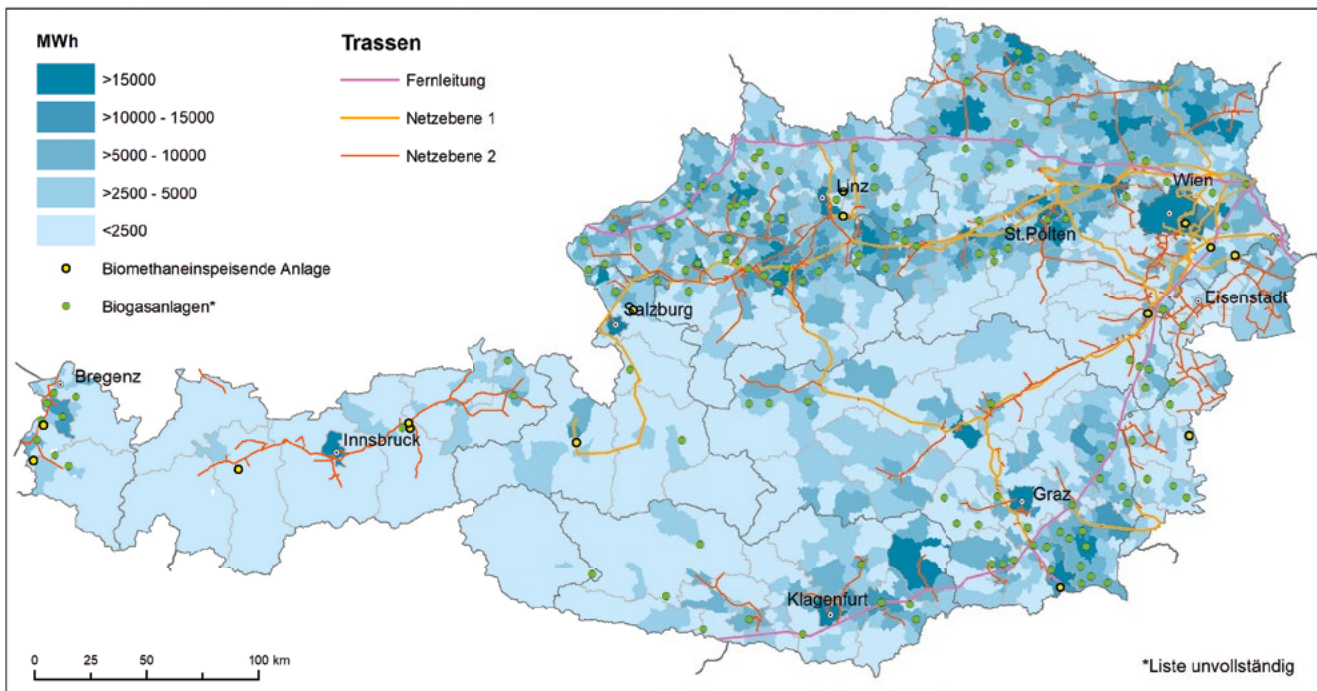
Unter Berücksichtigung hoher Schutzwürdigkeit von Gewässerstrecken sind die größten regionalen Ausbaupotenziale im Tiroler Oberland, im nördlichen Osttirol sowie im Südosten Oberösterreichs verortet (Abbildung 30). Mittlere zusammenhängende Ausbaupotenziale zeigen sich besonders im Süden und Westen der Steiermark und im Südwesten Niederösterreichs.

Abbildung 30:  
Ausbaupotenziale Wasserkraft unter hoher Schutzwürdigkeit von Gewässerstrecken, Bild: Umweltbundesamt, 2023

### 3.2.2.3 Biomethan

Die nationalen Biomethanpotenziale wurden auf Basis von ausgewählten biogenen Substraten erhoben und innerhalb verschiedener Ausbauszenarien dargestellt. Dabei wurden Wirtschaftsdünger, Stroh, Blätter, Zwischenfrüchte, Lebensmittelabfälle, Biotonne und Grünschnitt sowie Hausgartenkompost als Ausgangsbasis für die potenzielle Biomethanproduktion berücksichtigt. Sowohl die Nutzung von Energiepflanzen als auch die Vergärung stärkehaltiger Kulturpflanzen wie Mais oder Getreide war nicht Teil der Potenzialabschätzungen für Biomethan. Um Nutzungskonflikte zu vermeiden, wurden nur Reststoffe, Nebenprodukte oder Abfälle für die Abschätzung des theoretisch-technischen Potenzials verwendet. Das errechnete theoretisch-technische Potenzial (Tabelle 15) für Gesamtösterreich beläuft sich dabei auf rund 14,5 TWh/a. Die größten Potenziale weisen Niederösterreich, Oberösterreich und die Steiermark auf.

## Angenommene Biomethan-Erzeugung 2030 (6,8 TWh)



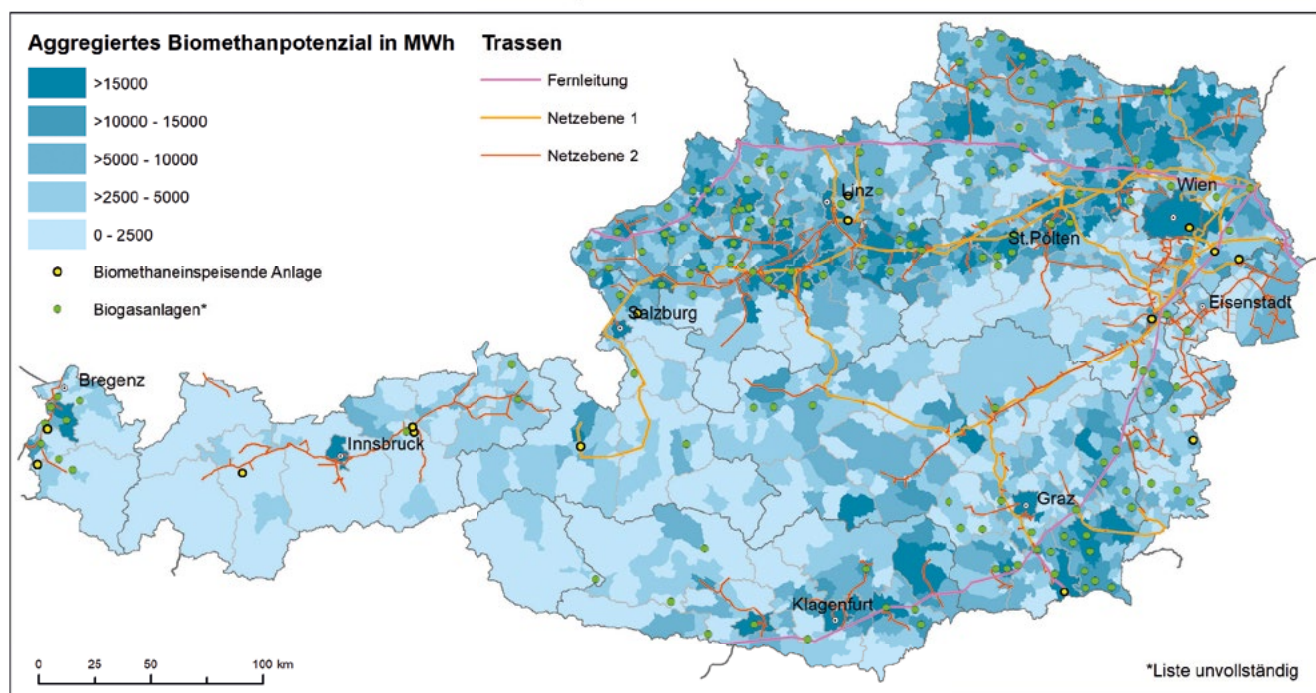
Alliquote Verteilung von 6,8 TWh Biomethan auf Basis des Gemeindepotenzials - abgeleitet nach dem realisierbaren Potenzial von 10,7 TWh.  
 Datenquellen: Statistik Austria (2021), Agrarmarkt Austria (2021), Kompost- und Biogas Verband (2022),  
 Veterinärinformationssystem VIS (2018), Austrian Gas Grid Management (2022), Gas Connect Austria (2022), BEV (2021),  
 Kartenerstellung: Umweltbundesamt, 23.05.2023

umweltbundesamt<sup>U</sup>

Abbildung 31:  
 Angenommene Biomethan –  
 Einspeisung 2030, Bild:  
 Umweltbundesamt, 2023

Die realisierbaren Potenziale an Biomethan belaufen sich insgesamt auf 10,7 TWh/a. Dazu ist anzumerken, dass in den weiteren Berechnungen des NIP im Jahr 2030 von einer Biomethaneinspeisung von insgesamt 6,8 TWh ausgegangen wird (siehe Abbildung 31). Bis 2040 erhöht sich die angenommene Biomethanproduktion dann auf 10,7 TWh (siehe Abbildung 32). Bis 2030 wurden daher die realisierbaren Biomethan Potenziale der Bundesländer aliquot zu der Reduktion auf 6,8 TWh verringert, 2040 werden diese wie in Tabelle 15 vollständig realisiert.

## Realisierbares Potenzial Biomethan (10,7 TWh)



Wirtschaftsdünger 60%, Abfälle 100% und Stroh 40% (Umweltbundesamt 2023)  
 Datenquellen: Statistik Austria (2021), Agrarmarkt Austria (2021),  
 Veterinärinformationssystem VIS (2018), Austrian Gas Grid Management (2022), Gas Connect Austria (2022),  
 Kompost- und Biogas Verband (2022), BEV (2021),  
 Kartenerstellung: Umweltbundesamt; 23.05.2023

umweltbundesamt<sup>U</sup>

Tabelle 15: Biomethanpotenziale je Bundesland in Österreich;

Quelle: Umweltbundesamt, 2023.

	theoretisch-technisch	Angenommene Erzeugung (2030)	Angenommene Erzeugung (2040)
Burgenland	0,5	0,29	0,46
Kärnten	1,04	0,39	0,62
Niederösterreich	4,6	2,45	3,86
Oberösterreich	3,91	1,94	3,05
Salzburg	0,83	0,28	0,44
Steiermark	2,23	0,96	1,51
Tirol	0,86	0,25	0,4
Vorarlberg	0,32	0,12	0,19
Wien	0,17	0,11	0,17
Österreich	14,5	6,8	10,7

Abbildung 32:

Angenommene Biomethan –  
 Einspeisung 2040, Bild:  
 Umweltbundesamt, 2023

#### **3.2.2.4 Verstromung fester Biomasse**

Derzeit gibt es keine belastbaren Aussagen, welche Holzströme aus der Waldbewirtschaftung (z. B. Industrieholz, Sägenebenprodukte, Brennholz) in welcher Menge und zu welchem Preis in Zukunft für die energetische Nutzung zur Verfügung stehen können. Die Gründe dafür liegen in den komplexen Zusammenhängen der Holzströme (aufkommens- und verwendungsseitig), aber auch darin, dass die EU Zielvorgabe für die Senkenwirkung der Landnutzungssektoren erhöht wurde. Daher wurde für diese Potenzialhebung auf einen stark vereinfachten Ansatz zurückgegriffen. Laut EAG soll bis Jahr 2030 zusätzlich 1 TWh Strom aus Biomasse erzeugt werden. Diese Zielsetzung wird als Gesamtpotenzial für Österreich herangezogen. Die räumliche Verteilung erfolgte nachfrageseitig über den Wärmebedarf bzw. durch Substitutionsmöglichkeiten von bestehenden fossilen KWK Anlagen.

### **3.3 (Inter-)nationale Netzinfrastrukturplanungen**

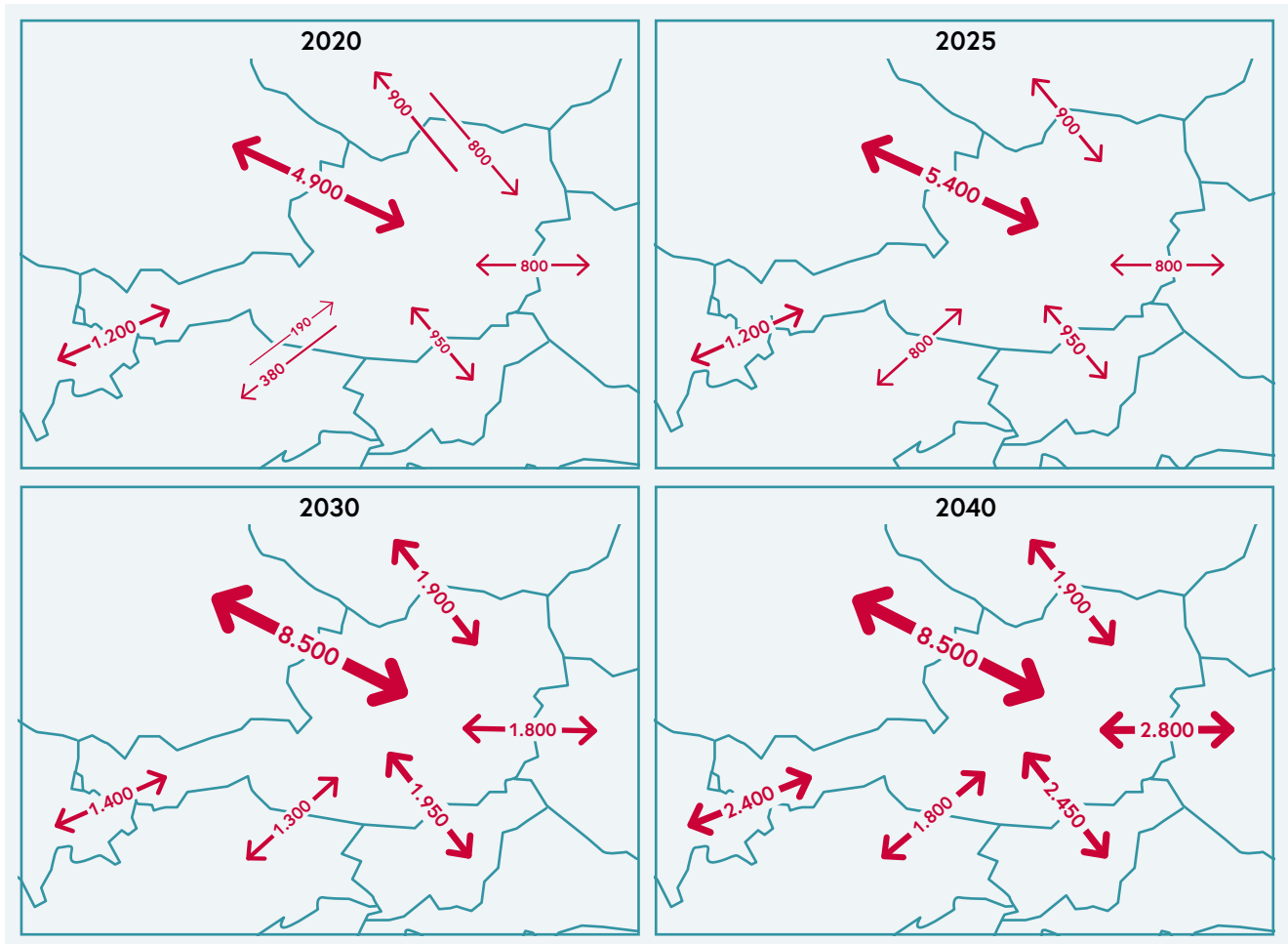
Für die österreichische Strom- und Gasinfrastruktur ist die europäische Einbindung von großer Bedeutung, insbesondere da Österreich in engem Austausch mit seinen Nachbarländern steht und als Transitland eine wichtige Rolle in Europa einnimmt. Die nationalen Netzinfrastrukturplanungen müssen daher mit den europäischen Netzinfrastrukturplanungen im Einklang stehen und entsprechend koordiniert sein. Diese europäischen und nationalen Planungen der Strom- und Gasnetzinfrastruktur wurden bei der Erstellung des NIP berücksichtigt und werden in Folge genauer beschrieben

#### **3.3.1 Europäische Planung (TYNDP)**

ENTSO-E, der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, und ENTSO-G, der Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas, haben die EU-rechtliche Verpflichtung, alle zwei Jahre einen „Ten Year Network Development Plans“ (TYNDPs) zu erstellen. Diese TYNDPs bündeln die Netzausbauplanung für das Stromübertragungsnetz und für das Gasfernleitungsnetz auf europäischer Ebene und ermöglichen und ergänzen damit die nationalen Netzplanungen. Für die TYNDPs werden u. a. auf Basis von Szenarien sowie Markt- und Netzmodellen unter anderem neue Projekte für das Übertragungs- und Fernleitungsnetz identifiziert, mit Kosten-Nutzen-Analysen bewertet und so auch u. a. weitere sogenannte Projects of Common Interest (PCI), aktuell auf Basis der TEN-E VO (EU) 2022/869 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, bestimmt.

ENTSO-E und ENTSO-G entwickeln alle zwei Jahre mehrere gemeinsame Szenarien, um die möglichen Anforderungen an die Strom- und Gasinfrastruktur bis 2050 zu testen. APG und AGGM stellen Eingangsdaten für die Szenarien bereit und verwenden die Ergebnisse des TYNDP für die Planung von grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen zum Transport von Energie. Der entwickelte Szenariorahmen unterstützt die Identifikation robuster Infrastrukturlösungen auf europäischer und nationaler Ebene. Die Szenarien unterscheiden sich unter anderem in den Annahmen zur Verbrauchsentwick-





lung und zur Entwicklung des Kraftwerksparks, sowohl für erneuerbare als auch für konventionelle Energieträger. Das „National Trends Szenario“ wird von den Übertragungsnetzbetreibern für die jeweiligen Länder befüllt. Es baut auf den Nationalen Energie- und Klimapläne (NEKPs) der EU-Mitgliedstaaten auf und berücksichtigt weitere Angebots- und Nachfragedaten aus offiziellen Datenquellen der EU und der Mitgliedstaaten sowie von Gas- und Stromübertragungsnetzbetreibern und Branchenprognosen. Die Szenarien „Global Ambition“ und „Distributed Energy“ verwenden jeweils einen Top-Down-Ansatz mit dem Bestreben, das 1,5°-Grad-Ziel des Übereinkommens von Paris und das Ziel des EU-Klimaschutzgesetzes von mindestens 55% THG-Emissionsreduktion bis 2030 und Netto-Null bis 2050 abzubilden.

Für die aktuellen TYNDP-Szenarien (TYNDP 2022) wurden erstmals neue Sektorkopplungs-Technologien, wie Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff, auf gesamt-europäischer Ebene modelliert. Allerdings spiegeln die TYNDP-2022-Szenarien derzeit noch nicht die Auswirkungen des russischen Angriffskriegs in der Ukraine auf die Energiepolitik und die energiepolitischen Ziele in Bezug auf Energiesicherheit und Diversifizierung der Versorgung wider. Der Grund dafür besteht darin, dass die TYNDP-Szenarien jeweils zu Beginn des zweijährigen Prozesses definiert werden (für TYNDP 2022

Abbildung 33: ENTSO-E Systembedarf an grenzüberschreitender Übertragungsnetzinfrastruktur in MW; Quelle: angepasst auf Basis von TYNDP, 2022b, TYNDP, 2023

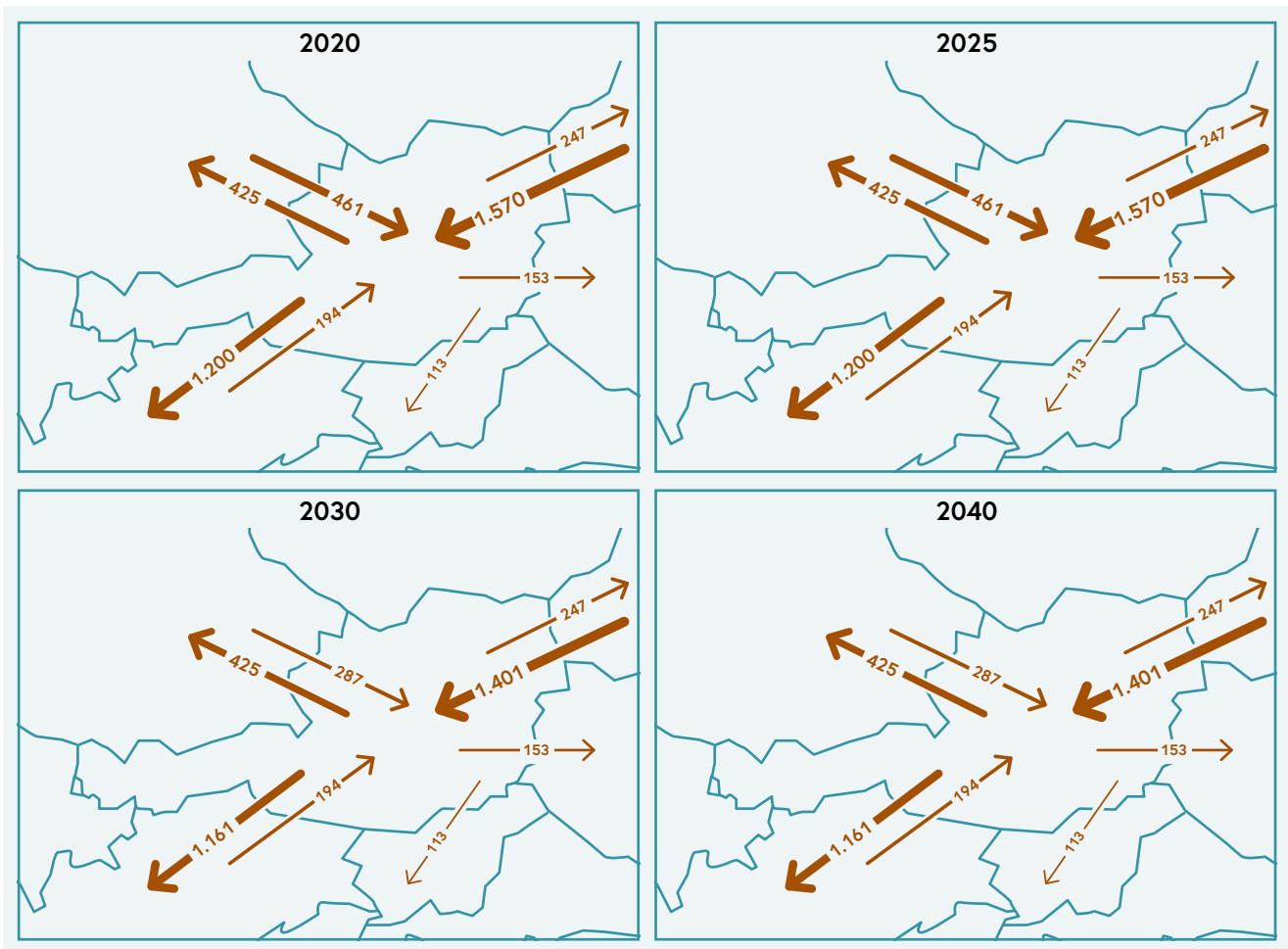
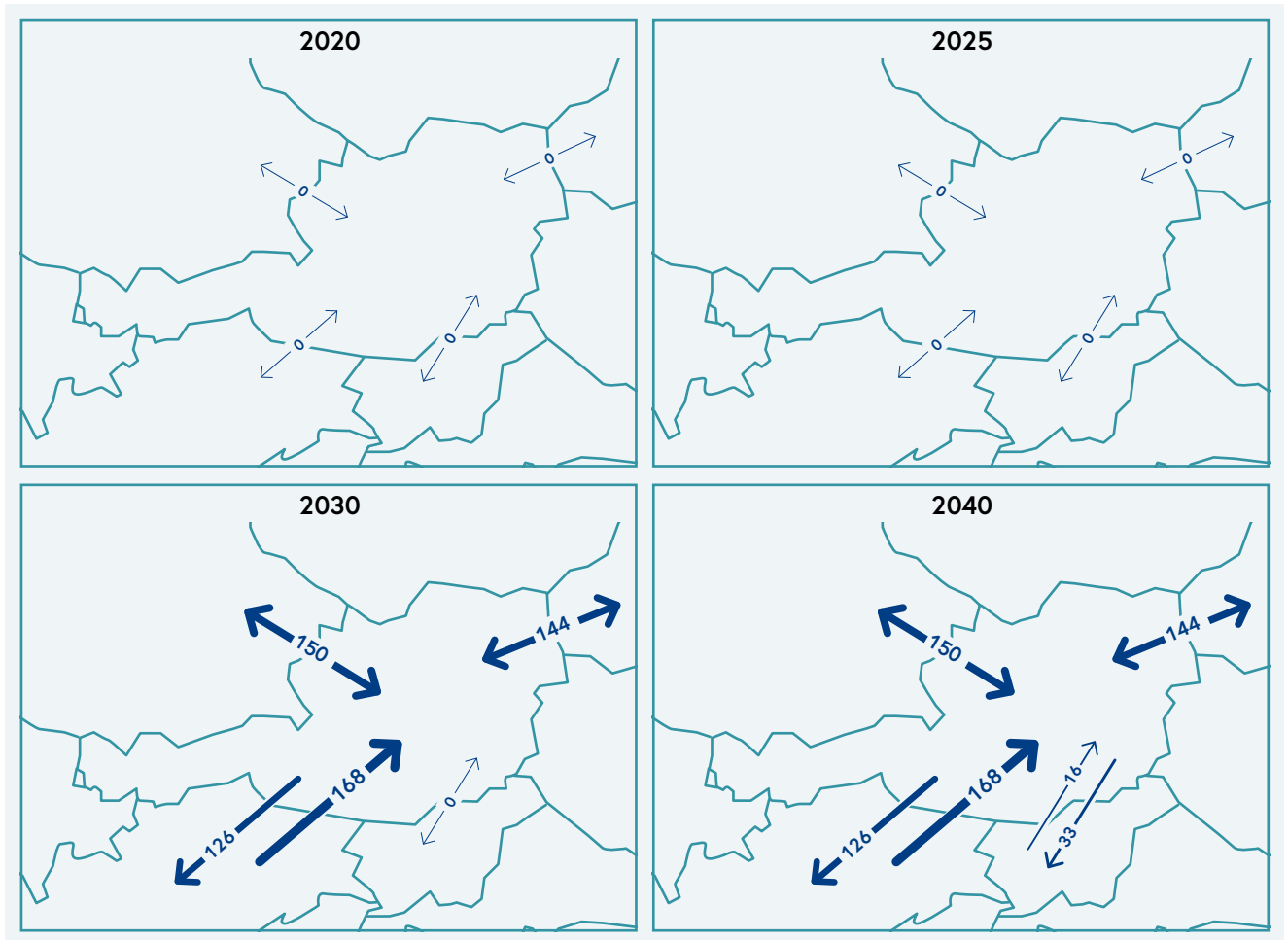


Abbildung 34:  
Methan-Fernleitungsnetz  
Peak-Kapazität Stand 2022,  
in GWh/d; Quelle: ENTSOG,  
2023

also im Jahr 2020). Die aktuellen Szenarien des TYNDP 2022 können im Detail auf der TYNDP-Homepage ([tyndp.entsoe.eu/scenarios](http://tyndp.entsoe.eu/scenarios)) eingesehen werden.

Die entwickelten Szenarien dienen als Grundlage für die Systembedarfsstudien. Die ENTSO-E Systembedarfsstudie (2022) für elektrische Energie zeigt unter anderem den Bedarf an zusätzlicher grenzüberschreitender Übertragungsnetzinfrastruktur auf. Für Österreich wird für das Jahr 2025 eine grenzüberschreitende Übertragungsnetzinfrastruktur mit Übertragungskapazitäten von insgesamt 10,05 GW angenommen. Für das Jahr 2030 wird von ENTSO-E ein Bedarf an erforderlicher grenzüberschreitender Übertragungskapazität von 16,85 GW und für das Jahr 2040 von 19,85 GW errechnet, siehe Abbildung 33. Die TYNDP Pläne bzgl. der grenzüberschreitenden Kapazitäten für Strom wurden im NIP für das Basisnetz im Jahr 2030 verwendet. Der weitere Ausbau dieser Kapazitäten bis zum Jahr 2040 wurde im vorliegenden NIP berücksichtigt.

Grundsätzlich wird für jedes der potenziellen TYNDP-Projekte eine Kosten-Nutzen-Analyse anhand einer Multi-Kriterien-Analyse durchgeführt. Eine Beschreibung des TYNDP mit Fokus auf Österreich kann in Kapitel II des Netzentwicklungsplans der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber nachgelesen werden. Die Regionalisierung der



Szenariendaten sowie die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse mit Fokus auf Österreich finden sich im Anhang des APG-Netzentwicklungsplans (APG, 2021c).

Für das Gas-Fernleitungsnetz gingen die Systembedarfsstudien von ENTSO-G (2022) von weitgehend stabilen grenzüberschreitenden Kapazitäten aus. In den letztverfügbaren öffentlichen Daten des TYNDP (siehe Abbildung 34) konnten allerdings die Auswirkungen des Angriffskriegs von Russland in der Ukraine auf die grenzüberschreitende Gasinfrastruktur noch nicht vollständig berücksichtigt werden. Ebenso konnten die zukünftigen Effekte der teilweisen Umstellung des Gas-Fernleitungsnetzes für den grenzüberschreitenden Transport von Wasserstoff noch nicht vollständig beachtet werden. Die in Abbildung 35 dargestellten Kapazitäten wurden für den Zweck der Modellierung des TYNDP 2022 von ENTSO-G auf Basis von Rückmeldungen an die Fernleitungsbetreiber verwendet.

Da die öffentlich verfügbaren AGGM-Pläne (2023) aktuellere Entwicklungen und die teilweise Umstellung des Gasfernleitungsnetzes für den Transport von Wasserstoff im Detail berücksichtigen, werden diese Pläne im NIP als Basis für die weiteren Betrachtungen verwendet.

Abbildung 35:  
Wasserstoff-Fernleitungsnetz  
Peak-Kapazität Level 1 Stand  
2022, in GWh/d; Quelle:  
ENTSO-G, 2023

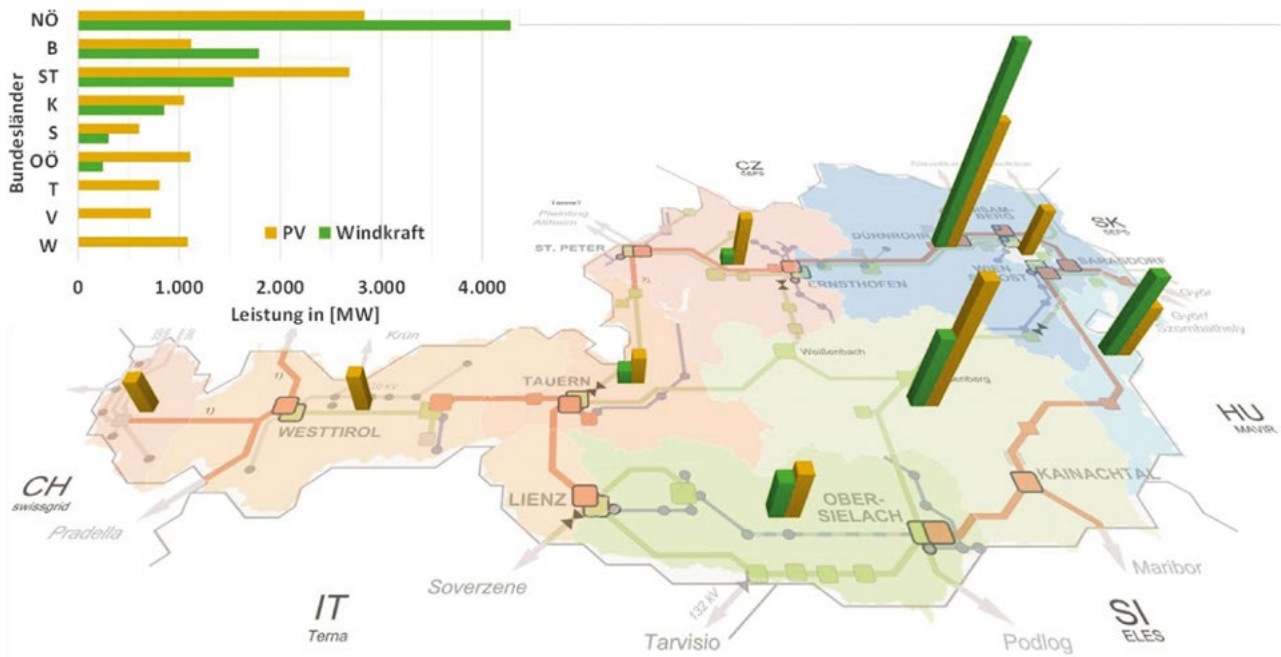


Abbildung 36: Beispielhafte regionale Verteilung der installierten EE-Leistung gemäß EAG 2030 in Österreich (erstellt für TYNDP 2020 Szenario NT 2030); Quelle: APG und VÜN, 2021

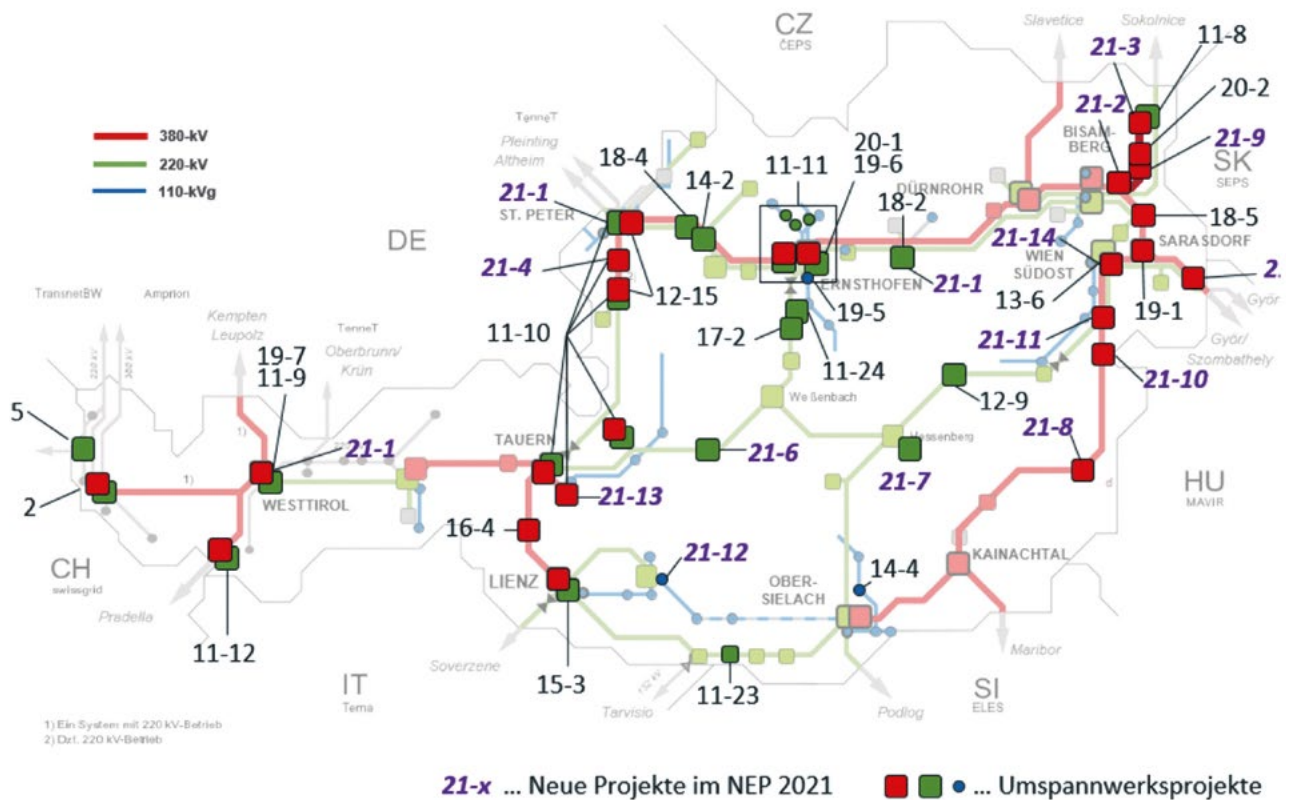


Abbildung 37: Projektübersicht Netzentwicklung Strom (Umspannwerke und Leitungen) Teil 1; Quelle: APG und VÜN, 2021

### 3.3.2 Netzplanungen APG und VÜN

Die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber, APG und VÜN) sind gemäß § 37 EIWOG 2010 verpflichtet, der Regulierungsbehörde E-Control alle zwei Jahre einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan zur Genehmigung vorzulegen. Für diese Netzentwicklungspläne werden verschiedene mögliche Szenarien der zukünftigen Entwicklung definiert und somit ein Szenariorahmen entwickelt. Für jedes Szenario wird der notwendige Netzausbau ermittelt, um robuste Netzausbauprojekte zu identifizieren, die in mehreren Szenarien Lösungsbeiträge liefern. Die Szenarien unterscheiden sich unter anderem hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien, der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks und der Verbrauchsentwicklung.

Der zuletzt veröffentlichte Netzentwicklungsplan – NEP 2021 (APG und VÜN, 2021) – berücksichtigt den zusätzlichen Kapazitätsbedarf zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, der sich aus den Zielen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) ergibt. Bis 2030 gehen die Übertragungsnetzbetreiber von einer zusätzlichen installierten Leistung von insgesamt 19 GW aus. Diese teilt sich wie folgt auf die einzelnen Technologien auf:

- PV-Anlagen: + 10,4 GW
- Windkraftanlagen: + 5,8 GW
- Laufwasserkraftwerke; + 0,3 GW
- Pumpspeicherkraftwerke: + 2,2 GW

Die von den Übertragungsnetzbetreibern angenommene regionale Verteilung der erneuerbaren Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik in Österreich, die auch dem „TYNDP 2020“-Szenario „National Trends 2030“ (NT 2030) zugrunde liegt, wird in Abbildung 36 dargestellt. Annahmen, die zur Erreichung der Klimaneutralitätsziele 2040 notwendig sind, werden erst im TYNDP 2022 berücksichtigt (APG u. VÜN, 2021). Im Begutachtungsentwurf des NIP sind derzeit noch die Planungen des NEP 2021 enthalten. Im Zuge der Finalisierung des NIP nach Ende der Konsultation ist eine Berücksichtigung der Planungen des NEP 2023 vorgesehen. Im NT-2030-Szenario wird für das Jahr 2030 und 2040 mit einer Batterieleistung von insgesamt 2,5 GW gerechnet. Power-to-Gas-Anlagen (PtG) wurden vereinfacht mit 1 GW in Niederösterreich an großen Windanschlusspunkten im Osten Österreichs angenommen. Power-to-Heat (PtH) sowie mögliche Flexibilisierung des Bedarfs durch Demand Response von Industrie und Elektromobilität wurde in diesem Bericht nicht explizit behandelt.

Die zusätzliche erneuerbare Erzeugungsleistung und der zusätzliche Verbrauch an elektrischer Energie erfordern in jedem Fall einen weiteren Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze. In den Netzentwicklungsplänen der APG und VÜN werden im Zwei-Jahres-Rhythmus konkrete Netzausbauprojekte identifiziert, welche zur Bereitstellung der notwendigen Netzkapazitäten für zukünftige Erzeugung und Verbrauch notwendig sind (Abbildung 37 und Abbildung 38). Die wichtigsten Netzausbauprojekte der Übertragungsleitungen leiten sich für die APG aus dem TYNDP ab und sehen vor allem die

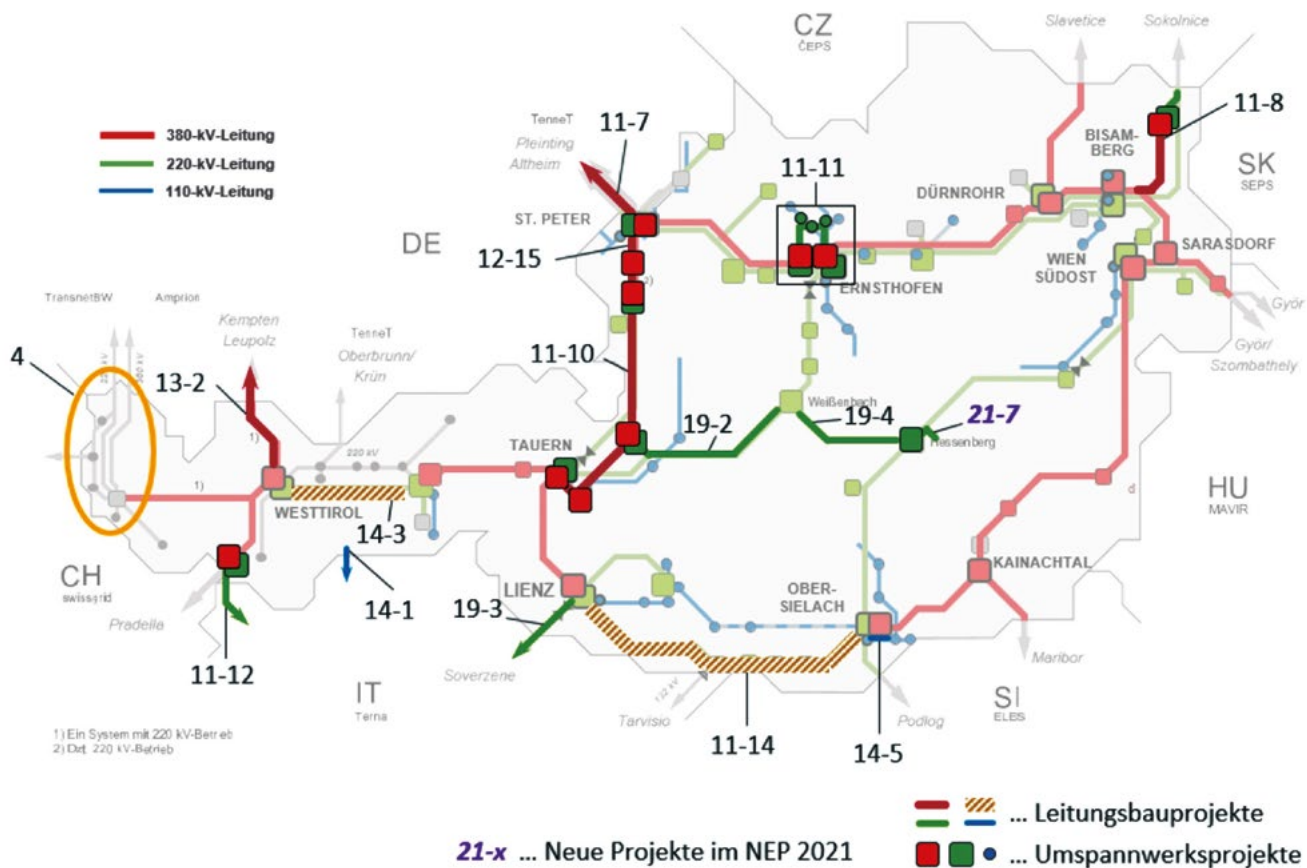


Abbildung 38:  
Projektübersicht Netzentwicklungsplan Strom (Umspannwerke und Leitungen) Teil 2;  
Quelle: APG und VÜN, 2021

Schließung des 380-kV-Ringes mit der Salzburger Leitung, sowie leistungsfähige Ost-West-Transportachsen vor. Der zukünftig geplante Erneuerbaren-Ausbau löst weitere Netzausbauten, vor allem zur Netzintegration von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen im Osten Österreichs sowie zur besseren Anbindung von Industrieregionen und Pumpspeichern in den Alpen, aus. Die APG folgt in ihrer Planung dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau), welches zuerst Modernisierungen bzw. Ertüchtigungen vor dem Bau neuer Leitungsverbindungen vorsieht.

Durch den 10-Jahres-Horizont der Netzentwicklungspläne werden im Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2021 nur Projekte bis inklusive 2031 beschrieben. Im vorliegenden NIP werden diese zukünftige Netzausbauprojekte von APG und VÜN verwendet. Für die NIP-Betrachtungen im Jahr 2030 werden die Netzausbauprojekte, für welche die Fertigstellung bis 2030 geplant ist, als Basisnetz genutzt. Für die Betrachtung im Jahr 2040 ebenfalls jene Projekte, für die eine Fertigstellung nach 2030 geplant ist.

### 3.3.3 Netzplanungen AGGM

Die Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) hat die Aufgabe, alle zwei Jahre einen Koordinierten Netzentwicklungsplan und eine langfristige und integrierte Planung für Österreich zu erstellen. Der Koordinierte Netzentwicklungsplan (KNEP) betrachtet das Gasfernleitungsnetz und die langfristige und integrierte Planung (LFIP) die Verteilungsanlagen auf Netzebene 1.

### 3.3.3.1 Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP)

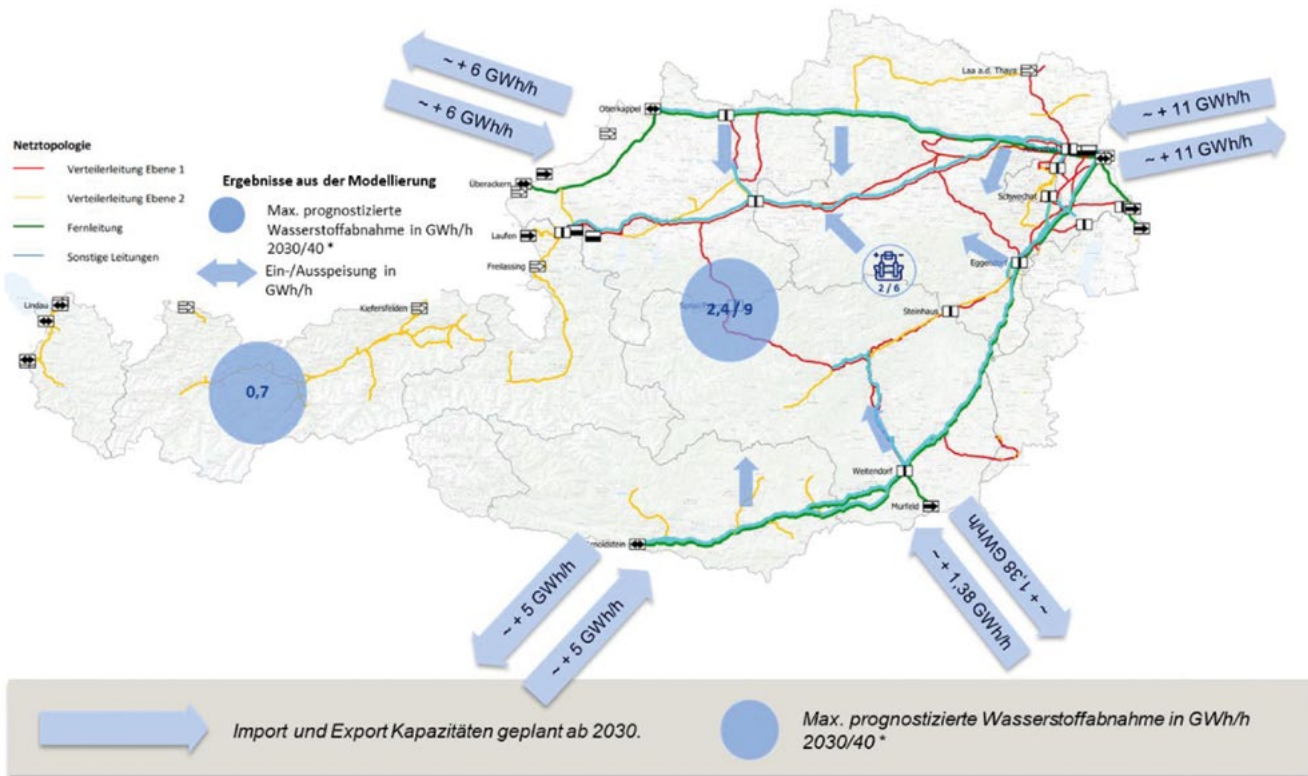
Der Koordinierte Netzentwicklungsplan (KNEP) wird von der AGGM in ihrer Funktion als Marktgebietsmanager gemäß Gaswirtschaftsgesetz gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern, Gas Connect Austria (GCA) und Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG), für einen Planungszeitraum von jeweils zehn Jahren erstellt. Vor Einreichung des Antrags auf Genehmigung des KNEP bei der Regulierungsbehörde E-Control ist der KNEP mit allen betroffenen Marktteilnehmern zu konsultieren. Zweck des Netzentwicklungsplans ist es insbesondere, Informationen über den Auf- und Ausbau wichtiger Infrastrukturen zu liefern, beschlossene und neue Investitionen aufzulisten und den Zeitplan aller Investitionsvorhaben festzulegen.

Der KNEP hat gemäß § 63 Abs. 4 GWG ausdrücklich folgende Ziele

- die Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher:innen unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit von Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- die Deckung der Transporterfordernisse,
- die Pflicht zur Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 im Marktgebiet zu erfüllen, sowie
- die Integration des Energiesektors unter Bedachtnahme auf die Hochwertigkeit gasförmiger Energieträger und durch die Verknüpfung verschiedener Energieträger und Sektoren.

Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans sind insbesondere die technische und wirtschaftliche Zweckmäßigkeit, das Ziel der Klimaneutralität bis 2040, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem integrierten Netzinfrasturkturplan gemäß § 94 EAG, dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan und der langfristigen integrierten Planung zu berücksichtigen. Der Koordinierte Netzentwicklungsplan betrachtet die Fernleitungsnetze in Österreich, die im Marktgebiet Ost liegen. Da es im Marktgebiet Tirol und im Marktgebiet Vorarlberg keine Fernleitungen gibt, sind diese Marktgebiete nicht im Koordinierten Netzentwicklungsplan enthalten.

Im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 (AGGM, GCA u. TAG, 2023) wurden die neu angemeldeten Kapazitätsbedarfe aufgenommen und entsprechende Projekte von den Fernleitungsnetzbetreibern geplant. Die Entwicklung der Projekte erfolgte in Abstimmung mit den in- und ausländischen Fernleitungsnetzbetreibern und unter Berücksichtigung der von den Verteilnetzbetreibern erwarteten Entwicklung des Gasbedarfs in den Verteilernetzen. Von Gas Connect Austria wurden für den KNEP 2022 zur Erfüllung der Ziele gemäß § 63 Abs. 4 GWG fünf neue Kapazitätsprojekte und sieben neue Ersatzinvestitionsprojekte sowie von Trans Austria Gasleitung GmbH ein neues Kapazitätsprojekt und sechs neue Ersatzinvestitionsprojekte eingereicht. Die neuen Projekte dienen laut Projektwerberrn vor allem der Diversifizierung von Quellen- und Routen im Sinne von REPowerEU sowie dem Aufbau einer Wasserstoff-Fernleitungsinfrastruktur. REPowerEU



\* Wenn kein Zweiter Wert dann gibt es keine Veränderung zwischen 2030 und 2040

Abbildung 39: Wasserstoff Kapazitäts-szenario, Quelle: AGGM, GCA u. TAG, 2023

ist ein von der Europäischen Kommission im Mai 2022 veröffentlichter Plan, der die rasche Unabhängigkeit von fossiler Energie aus Russland fördern und zur Beschleunigung des ökologischen Wandels führen soll. Zentrale Ziele dieses Plans sind die Senkung des Energieverbrauchs, die Erzeugung sauberer Energie und die Diversifizierung der europäischen Energieversorgung (Europäische Kommission, 2022).

Für die langfristige Planung der Wasserstofffernleitung wurde im Verhältnis zur Aufbringung in Österreich ein überwiegender Import von Wasserstoff zugrunde gelegt. Das Bezugsszenario geht von einer Einspeiseleistung von Fernleitungen in das österreichische Verteilernetz von 3300 MW bis 2030 und 9000 MW bis 2040 aus. Aus diesem Grund haben sowohl Gas Connect Austria als auch die Trans Austria Gasleitung GmbH in den europäischen Netzentwicklungsplan TYNDP 2022 mehrere Projekte für die Kapazitätserweiterung für den Wasserstofftransport von Süd-Nord und Ost-West eingereicht. Bis 2030 soll dafür jeweils einen Leitungsstrang der WAG, der TAG und der SOL Süd-Ost-Leitung auf eine wasserstofftaugliche Infrastruktur umgerüstet werden. Bei Umsetzung der eingereichten Projekte kann auf der WAG eine indikative Transportkapazität für Wasserstoff von 6 GW, auf der TAG von ca. 5 GW und auf der SOL von mindestens 1,38 GW geschaffen werden. Somit können in Oberkappel/Überackern 6 GW, in Arnoldstein 5 GW und in Baumgarten 11 GW Entry/Exit-Kapazität ausgewiesen werden (siehe Abbildung 39). Mit der Umstellung dieser Leitungsstränge von WAG, TAG und SOL auf Wasserstoff geht eine Reduktion der Methan-Transportkapazitäten im Fernleitungsnetz einher.



Gas Connect Austria und Trans Austria Gasleitung GmbH streben durch die Einreichung der oben beschriebenen Wasserstoffprojekte im TYNDP 2022 die Anerkennung als Project of Common Interest (PCI) in der sechsten PCI-Liste der europäischen Kommission an. PCIs sind prioritäre Projekte, die aktuell auf Basis der TEN-E VO (EU) 2022/869 im Rahmen eines umfangreichen Prozesses auf EU-Ebene unter Beteiligung zahlreicher Akteure (wie u. a. Europäische Kommission, Mitgliedsstaaten, Projektwerber, Verbände der Netzbetreiber, Regulierungsbehörden, ACER, Stakeholder, usw.) alle zwei Jahre, basierend auf Einreichungen von Projektwerbern, ausgewählt und dann jeweils in einer sogenannten Liste zusammengefasst werden. PCI genießen eine Reihe von Vorteilen, insbesondere in Bezug auf straffe Genehmigungsverfahren, Umweltverträglichkeitsprüfungen, Möglichkeit zur Aufteilung der Investitionskosten auf die EU-Mitgliedstaaten und Möglichkeit zur Beantragung finanzieller Unterstützung im Rahmen der Fazilität „Connecting Europe“ (CEF). Die derzeit noch gültige fünfte PCI-Liste aus dem Jahr 2021 auf Basis der ursprünglichen TEN-E VO (EU) 347/2013 enthält erstmals weder neue Gasinfrastrukturprojekte noch neue Ölprojekte, jedoch noch 20 im Jahr 2019 wieder eingereichte Gasinfrastrukturprojekte aus der vierten PCI-Liste. Dies zeigt deutlich die neue Prioritätensetzung auf EU-Ebene in Richtung Dekarbonisierung des Energiesystems und Ausbau von erneuerbaren Energien, u. a. durch eine Reduzierung der Förderung von Transportinfrastruktur für fossile Brennstoffe.

Im vorliegenden NIP wird davon ausgegangen, dass die GCA- und TAG-Projekte des Gasfernleitungsnetzes bis 2030 wie derzeit geplant umgesetzt werden. Diese sind daher in dem für die Modellierung angenommenen Basisnetz der Methan- und Wasserstofftransportinfrastruktur berücksichtigt.

### **Langfristige und integrierte Planung (LFiP)**

Die Austrian Gas Grid Management AG hat als Verteilergebietsmanagerin, gemäß Gaswirtschaftsgesetz, die Aufgabe, mindestens alle zwei Jahre die langfristige und integrierte Planung (LFiP) für das österreichische Verteilergebiet (Ebene 1) zu erstellen. Diese wird von der Regulierungsbehörde E-Control Austria genehmigt. Die Ziele der langfristigen und integrierten Planung sind laut Gaswirtschaftsgesetzes § 22 GWG:

- die Ziele gemäß § 4 GWG, insbesondere das Ziel der Klimaneutralität bis 2040, unter Berücksichtigung der Wechselwirkung mit anderen Energieträgern, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren zu unterstützen; und
- die Verteilerleitungsanlagen der Ebene 1 gemäß Anlage 1 GWG 2011 hinsichtlich
  - der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher:innen unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
  - der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
  - und der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen zu planen;

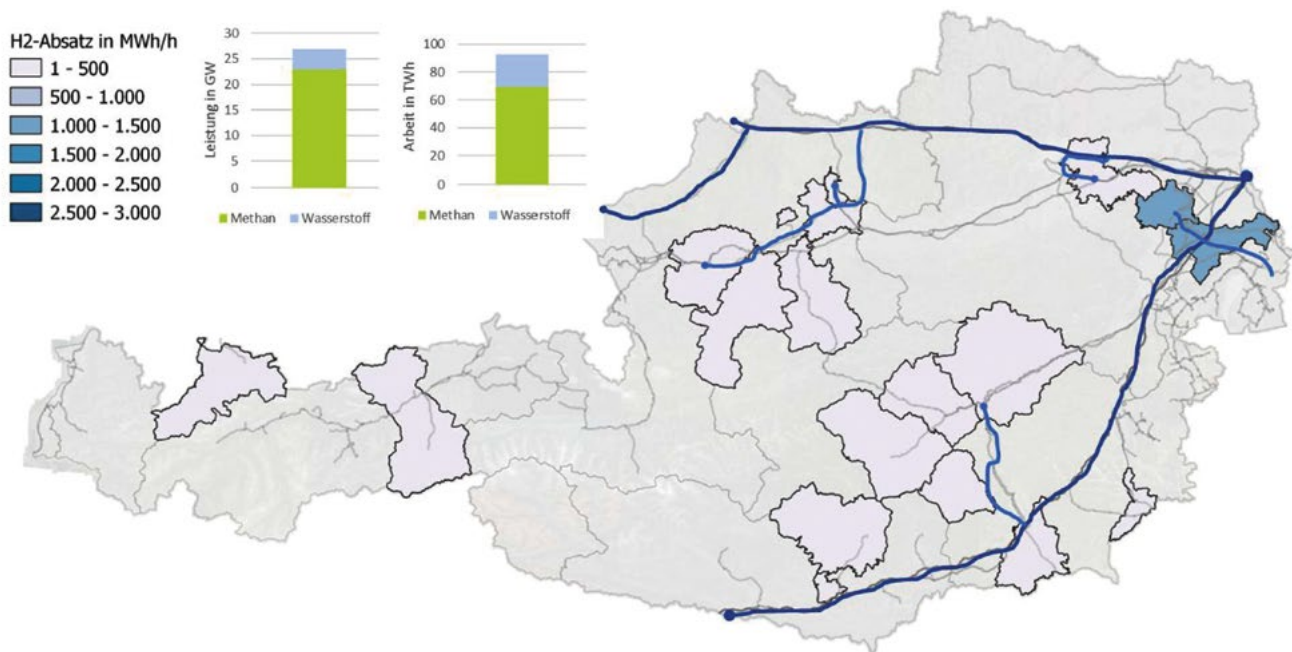
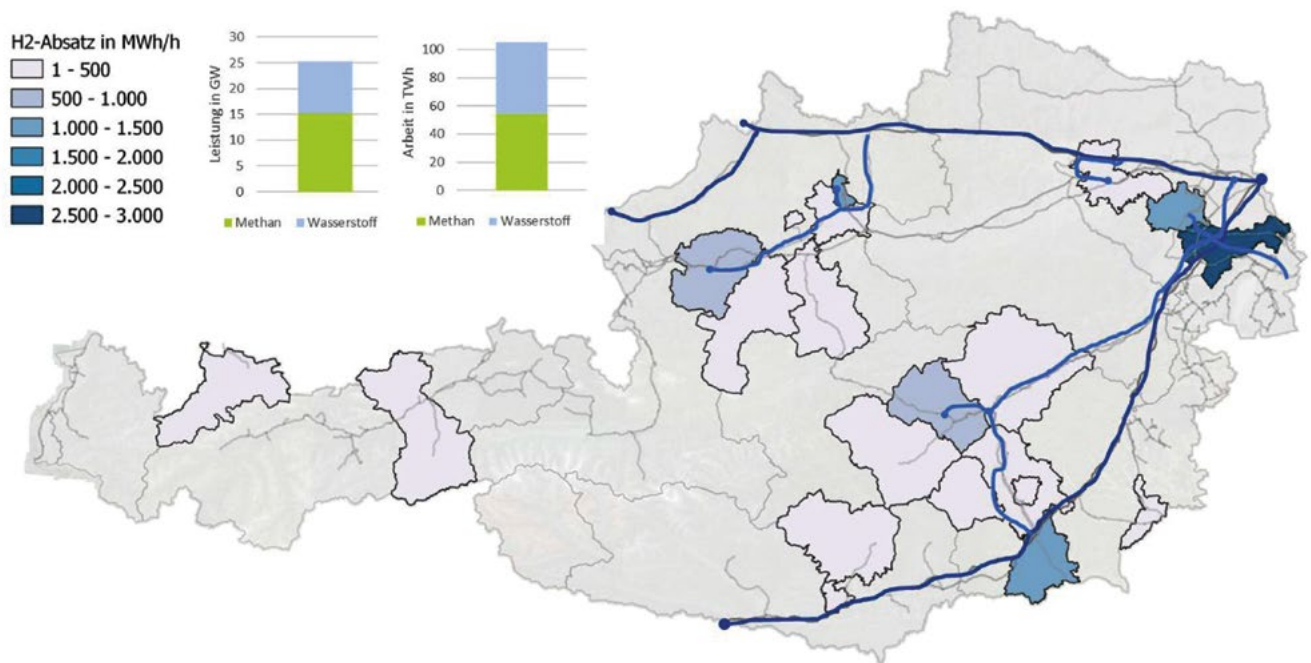


Abbildung 40:  
LFiP H2 Roadmap 2030,  
Quelle: AGGM, 2023

- die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (Ten-Year-Network Development-Plan „TYNDP“) sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) gemäß §§63 ff GWG 2011 herzustellen;
- den Infrastrukturstandard gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938 im Marktgebiet zu erfüllen;
- die Transparenz und Nachvollziehbarkeit in Bezug auf geplante und bereits beschlossene Netzerweiterungen und Netzertüchtigungen, inklusive des Zeitplanes der Investitionsprojekte, für den Markt zu erhöhen
- die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.

Im LFiP 2022 wurde erstmals neben dem Methan- auch der zukünftige Wasserstoffbedarf der Endkundinnen und Endkunden ermittelt und in den Absatzszenarien bis 2050 dargestellt. Da sechs der sieben im LFiP berücksichtigten Kapazitätserweiterungsanträge Wasserstoff-Projekte betreffen, ist die Beschreibung des LFiP auf diesen Fokus ausgerichtet. Das Ergebnis der von der AGGM durchgeführten Befragung von Netzbetreibern, Industriebetrieben und Kraftwerksbetreibern zeigt einen Wasserstoffbedarf in Österreich von 2,3 TWh im Jahr 2025, ca. 12 TWh im Jahr 2030, 47 TWh ab dem Jahr 2040 und 58 TWh im Jahr 2050.<sup>3</sup>

3 Die Bedarfserhebung berücksichtigt nicht mögliche zukünftige Kosten bzw. Preise für Wasserstoff oder Biomethan sowie die Zahlungsbereitschaft von Kundinnen und Kunden bei relativ hohen Preisen und möglichen Energieträger-Alternativen für die Energieversorgung von Prozessen.



In der langfristigen und integrierten Planung wurden für Methan und Wasserstoff mit einem kombinierten Transportmodell drei Absatzszenarien unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bezugsmodelle (Import, inländische Produktion, Speicherung) analysiert. Allen Szenarien liegt die Prämisse zugrunde, die bestehende öffentliche Gasinfrastruktur so weit wie möglich zu nutzen. Für die Ergebnisse wurde der Transportbedarf in der Gasinfrastruktur bedarfsgerecht konzipiert und für die Jahre 2025, 2030, 2040 und 2050 hydraulisch modelliert. Bei der Planung neu zu errichtender Leitungen wird der Kapazitätsbedarf bis 2040 und 2050 berücksichtigt, um eine vorausschauende Dimensionierung zu ermöglichen. Abbildung 40 und Abbildung 41 zeigen die im LFiP beschriebene H<sub>2</sub>-Infrastruktur für die Jahre 2030 und 2040.

Abbildung 41:  
LFiP H<sub>2</sub> Roadmap 2040,  
Quelle: AGGM, 2023

Im LFiP 2022 wurde die erste H<sub>2</sub>-ready-Gasleitung der Netzebene 1 und Netzebene 2 – der H<sub>2</sub>-Collector-Ost – von Zurndorf über Sarasdorf und Schwechat nach Mannswörth und Wien Simmering geplant. Das Projekt wird in drei Teilen bei der E-Control zur Genehmigung eingereicht und kann, diese vorausgesetzt, innerhalb von drei Jahren vor 2030 realisiert werden. Die Dimensionierung des H<sub>2</sub>-Collector-Ost berücksichtigt laut AGGM die Einspeisung erneuerbarer Wasserstoffpotenziale und langfristiger Bedarfe der Industrie und Kraftwerke in der Region. Laut AGGM-Planung kann bis 2030 eine Leitung von der WAG-Übergabestation Rainbach nach Puchkirchen den Wasserstoffbedarf in Linz und im oberösterreichischen Zentralraum abdecken und ein erster Wasserstoffspeicher in Oberösterreich angeschlossen werden, mit der Perspektive weitere potenzielle Wasserstoffspeicher im niederösterreichischen Weinviertel anzuschließen. In der Steiermark sieht die Planung vor, den Raum Bruck an der Mur/Kapfenberg bis 2030 über eine TAG-Anbindung in Weitendorf mit Wasserstoff zu versorgen. Bis 2040 wird im LFiP mit einer Adaptierung der Südschiene zwischen Gänserndorf und Bruck an der Mur gerechnet.

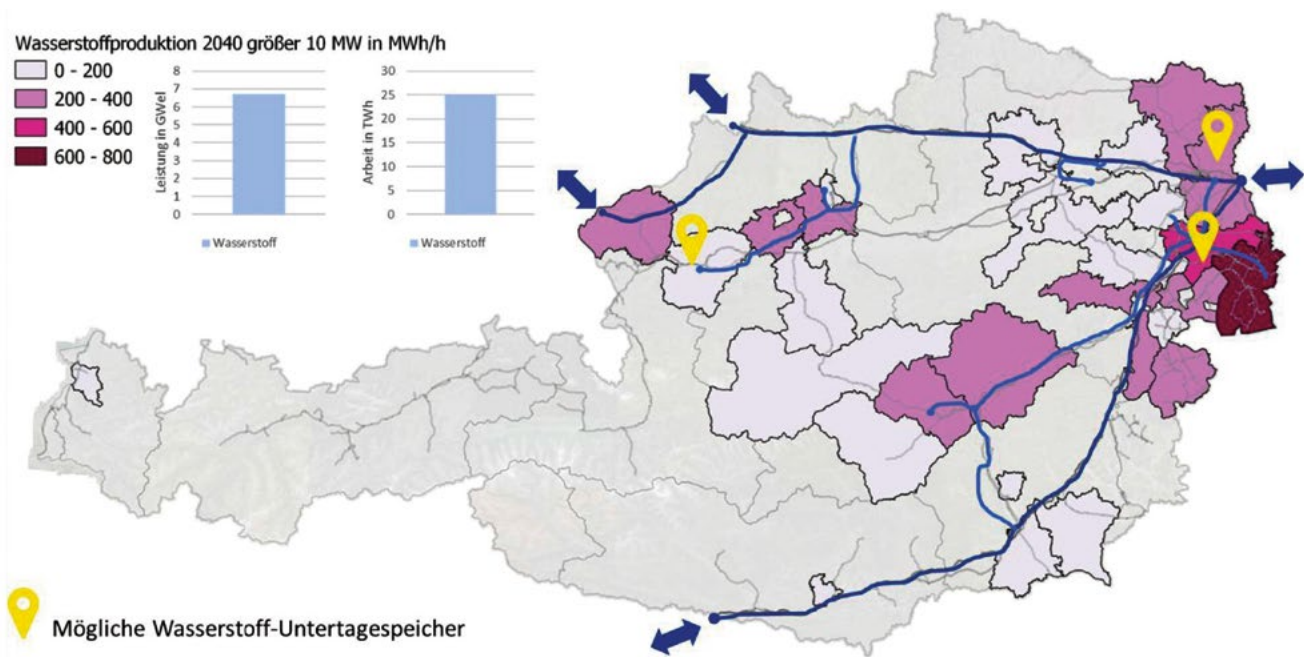


Abbildung 42:  
LFiP Wasserstoffproduktion  
für 2040, Quelle: AGGM, 2023

Die Wasserstoffaufbringung in den untersuchten LFiP-Szenarien erfolgt einerseits durch Importe über Fernleitungen aus Italien, Deutschland oder der Slowakei und andererseits durch inländische Produktion. Die angenommene inländische Produktion von erneuerbarem Wasserstoff aus Elektrolyse im Jahr 2040 entspricht einer Wasserstoffeinspeisung von 5,3 GW (entspricht einer Elektrolyseleistung von 6,7 GW<sub>el</sub>) und erfolgt in den in Abbildung 42 dargestellten Regionen.

### 3.3.3.2 Potenzielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase

Die Verteilergiebtsmanager haben laut §18 (12a) GWG die Aufgabe, in Kooperation mit den Netzbetreibern sowie dem Regelzonenführer potentielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase in den Marktgebieten unter Berücksichtigung des regionalen Aufbringungs- und Absatzpotenzials und sonstiger Standortfaktoren zu ermitteln und zu veröffentlichen. Diese Einspeisepunkte sind als Input im integrierten Netzinfrastrukturplan (NIP) gemäß § 94 Abs. 5 EAG zu berücksichtigen. Nach Veröffentlichung dieser Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase werden diese in den NIP miteinbezogen, für den derzeitigen Entwurf des NIP waren diese noch nicht verfügbar.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden NIP sind lediglich die Ergebnisse eines ersten Pilotprojekts für ein einzelnes Gasverteilernetzgebiet im Burgenland veröffentlicht. Die Analysen für die notwendigen österreichweiten Betrachtungen der Netzinfrastruktur und der möglichen Einspeisung von Methan und Wasserstoff für alle Verteilernetzgebiete sind noch ausständig. Für den vorliegenden Stellungnahme Entwurf des NIP wurde daher für die Betrachtungen der potenziellen Einspeisepunkte bzw. Eignungsgebiete für erneuerbare Gase für Biomethan auf die Ergebnisse der Potenzialbetrachtungen und Ausbauszenarien des Umweltbundesamtes und für Wasserstoff auf Analysen, die im Auftrag des von der Montanuniversität Leoben erstellt wurden, zurückgegriffen. Die verwendeten Analyseergebnisse sind in den Kapiteln 3.2 und 4.4 beschrieben.

# 4 Integrierte Infrastrukturplanung

## 4.1 Prinzipien und wirtschaftlicher Nutzen einer integrierten Planung

Der integrierte Netzinfrasturplan (NIP) stellt das erste strategische Planungsdokument seiner Art dar, in dem die zukünftig erforderliche Strom- und Gasinfrastruktur in Österreich bis 2040 gemeinsam betrachtet wird. Vorrangiges Ziel des NIP ist es, unter Berücksichtigung von Erzeugung und Verbrauch Transporterfordernisse für Strom und Gas zwischen Regionen aufzuzeigen. Der Vorteil einer integrierten Planung liegt in der Möglichkeit einer energieträgerübergreifenden Analyse, welche den Bedarf an konventionellem Netzausbau durch die Berücksichtigung sektorübergreifender Lösungen betrachtet. Dadurch unterscheidet sich der integrierte Ansatz klar von der betrieblichen Planung eines Übertragungsnetzbetreibers oder Marktgebietsmanagers. Diese Planungen müssen beispielsweise Ausfallsicherheiten und Marktverpflichtungen mitberücksichtigen, ohne jedoch andere Energieträger miteinzubeziehen.

Im Zentrum des NIP stehen die Planungen der übergeordneten leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen für Strom und Gas. Da die Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik volatil ist, sind im Stromsystem hohe negative Residuallasten<sup>4</sup> zu erwarten (Energy Brainpool, 2019). Um diesen Herausforderungen begegnen zu können, werden energieträgerkoppelnde, hybride Lösungen untersucht, welche die Energieträger Strom, Gas und Wärme integrieren. Durch die Koppelung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen können beispielsweise saisonale Speicher in die Planung integriert werden (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2019) (Kienberger, Greiml, & Braunstein, 2021). Darüber hinaus kann der integrierte Zugang durch hybride Koppelungen Energieumwandlungskaskaden mit erhöhter Primärenergieeffizienz ermöglichen und Transportbedarfe einzelner Energieträger minimieren.

Der integrierte Planungsansatz des NIP soll den Weg zur österreichischen Klimaneutralität bis 2040 unterstützen und bringt unmittelbar klare wirtschaftliche Vorteile für Österreich. Mit einer integrierten Betrachtung der Energieträger Strom und Gas können Synergien zwischen den Energieträgern genutzt und damit das gesamte österreichische Energiesystem optimiert werden. Mit diesem Ansatz wird gewährleistet, dass zukünftige Infrastrukturentwicklungen miteinander abgestimmt und so inländische Ressourcen bestmöglich eingesetzt werden. Dass nicht benötigte Infrastrukturen entstehen bzw. weiter

---

4 Als Residuallast wird jener Stromverbrauch bezeichnet, der nach Abzug der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung noch „verbleibt“. Vereinfacht bezeichnet man damit jenen Stromverbrauch, der nicht durch Stromerzeugung aus Windkraftanlagen oder PV-Anlagen gedeckt werden kann. Eine negative Residuallast bedeutet somit, dass die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen oder PV-Anlagen den Verbrauch übersteigt.

ausgebaut werden, wird durch eine koordinierte Planung vermieden. Lange Planungshorizonte für Infrastrukturen setzen einen solchen Planungsansatz im frühestmöglichen Stadium voraus. Durch die Koordination des Infrastrukturausbaus werden schließlich auch die Kosten für die Endkund:innen minimiert, welche über die Netztarife anfallen.

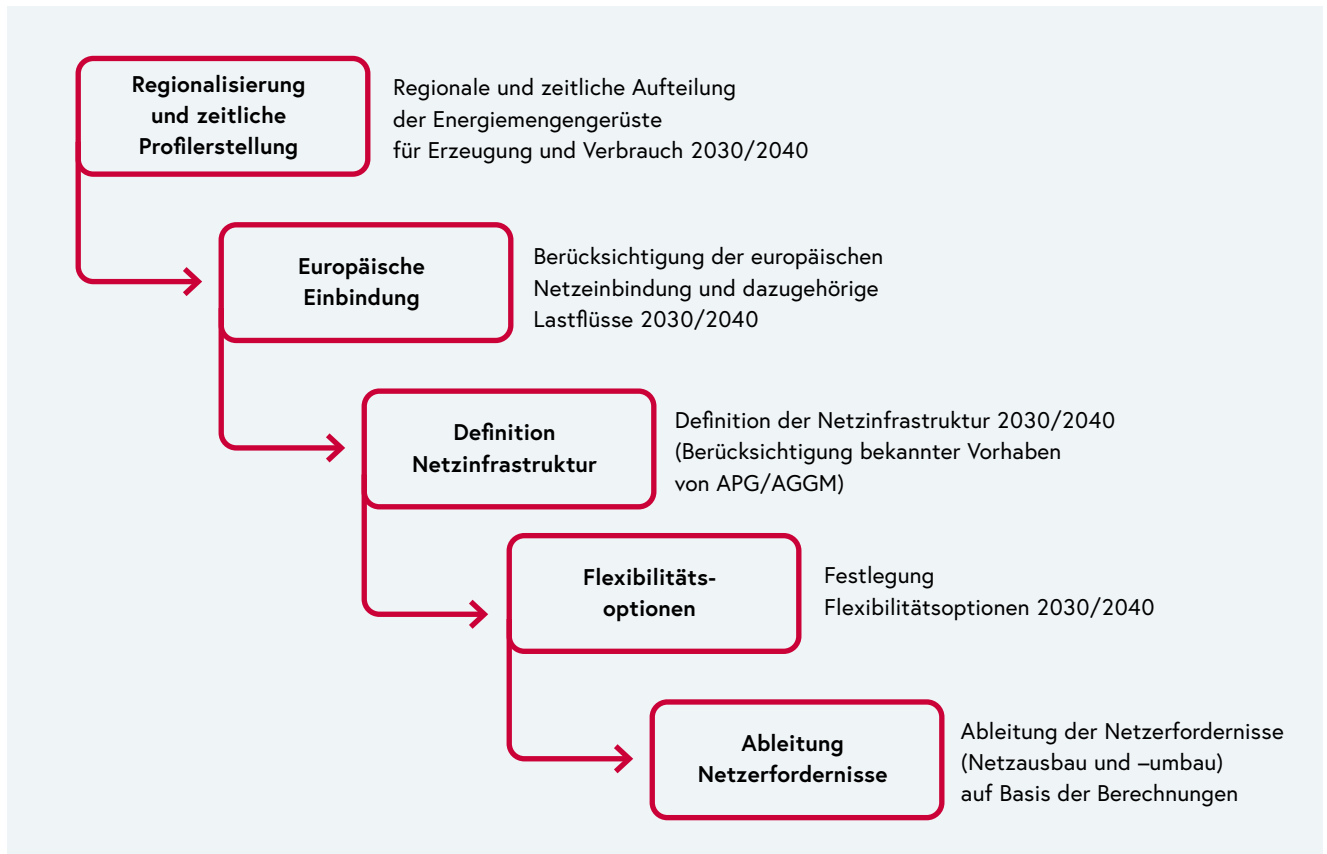
Die massiven Preissteigerungen beim Erdgas und in weiterer Folge auch beim Strom ausgelöst durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine unterstreichen die Notwendigkeit einer adäquaten Infrastrukturplanung in Bezug sowohl auf Kostenerwägungen als auch auf Versorgungssicherheit. Die Diversifizierung der Gasversorgung und die Reduktion der Importabhängigkeit von russischem Erdgas sind für die künftige Versorgungssicherheit von zentraler Bedeutung. Daher muss auch die Energieinfrastruktur auf dieses Ziel hin ausgerichtet werden.

Maßgebende Punkte zur Reduktion nationaler Importabhängigkeiten sind neben Energieeinsparungen auch die Forcierung der inländischen Energieaufbringung aus erneuerbaren Energien. Priorität neben der Effizienzsteigerung ist es, die wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll nutzbaren inländischen Erneuerbaren-Potenziale zu erschließen. Einen wichtigen Faktor spielt hierbei auch die zunehmende Elektrifizierung des Energiesystems. Der Ersatz von fossilen Energieträgern durch elektrische Energie führt einerseits zu klaren Effizienzgewinnen – z. B. im Einsatz von Wärmepumpen oder Elektromobilität – insgesamt kommt es durch diese Umstellung zu einer stetigen Zunahme des Stromverbrauchs. Zur Deckung dieses steigenden Stromverbrauchs ist nicht nur ein rascher Ausbau der nationalen erneuerbaren Stromerzeugung, sondern auch der zugehörigen Netzinfrastruktur notwendig, um den Transport zwischen Erzeugungsanlagen und Verbrauchszentren gewährleisten zu können. Ein hoher erneuerbarer Erzeugungsanteil hat neben dem Aspekt der Versorgungssicherheit ebenfalls eine preisdämpfende Wirkung auf die Strom-Großhandelspreise. Davon profitieren nicht nur die österreichischen Kund:innen, sondern der gesamte Wirtschaftsstandort Österreich. Industriebetriebe können klimafreundlich in Österreich produzieren und tragen zur Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Wirtschaft bei. Darüber hinaus kann die österreichische Wirtschaft nachhaltig wachsen und dadurch Arbeitsplätze schaffen und sichern.

In Summe ist also davon auszugehen, dass der gesellschaftliche Nutzen eines integrierten Energieinfrastruktur-Ausbaus im Sinne des NIP die Kosten klar übersteigen wird. Wie bereits in diesem Kapitel angeführt, bringt ein integriert gedachtes erneuerbares Energiesystem grundlegende Vorteile für Österreich, sowohl aus der technischen als auch der wirtschaftlichen Perspektive.

## 4.2 Methodik

Der Modellierung der integrierten Energieinfrastruktur in diesem Kapitel liegt das in Kapitel 3.1.1 beschriebene Energie-Mengengerüst des Transition-Szenarios des Umweltbundesamts sowie die in 3.2.2 angenommene nationale erneuerbare Aufbringung. Diese Energiemengengerüste werden dabei für Österreich in Übereinstimmung mit den



beschriebenen Flächenpotenzialen weiter regionalisiert. Darauf folgend werden, unter Berücksichtigung der internationalen Netzeinbindung, die Netznotwendigkeiten eines integrierten Infrastrukturausbaus abgeleitet.

Der methodische Ablauf der Modellierung der Infrastrukturerfordernisse ist exemplarisch in Abbildung 43 dargestellt. Zuerst werden Verbrauch und Erzeugung für die Jahre 2030 bzw. 2040 nach Energieträgern und Sektoren auf die Umspannwerk-Bezirke (USW-Bezirke) heruntergebrochen und zeitlich aufgelöst. Um die zeitliche Auflösung und damit die bereitzustellenden Leistungen je Zeitschritt und Umspannwerk-Bezirk ermitteln zu können, werden den Verbraucher:innen synthetische Lastprofile zugeordnet. Unter Berücksichtigung der europäischen Netzeinbindung und der zugehörigen Lastflüsse sowie bereits bekannter Planungen von APG und AGGM wird die als „Basisnetz“ angenommene Netzinfrastruktur definiert. Darauf basierend kommt es zur Simulation der Strom- und Gasflüsse. Angenommene Flexibilitätsoptionen werden nach Möglichkeit zur Entlastung von im Stromnetz ermittelten Netzengpässen eingesetzt. Daraus lässt sich ableiten, wo 2030 und 2040 Netzengpässe zu erwarten sein könnten und unter Berücksichtigung von Vermaschungen und Parallelstrukturen im Leitungsabsau ein Netzausbau bzw. -umbau erforderlich wird. Der regionalisierte Wasserstoffverbrauch bzw. die geplanten Elektrolyseprojekte definieren den notwendigen Ausbau des Wasserstoffnetzes. Die Erschließung des nationalen Biomethanpotenzial bestimmt die Struktur des bestehenden Methannetzes im Sinne eines „Sammelnetzes“ auf den oberen Netzebenen.

Abbildung 43: Ablaufdiagramm Methodik NIP Berechnungen; Quelle: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023



Abbildung 44:  
Räumliche Einheiten des  
Berechnungsmodells  
(USW-Bezirke) und deren  
Einzugsgebiet in Österreich;  
Bild: Lehrstuhl für Energiever-  
bundtechnik an der MU Leo-  
ben; Institut für Elektrizitäts-  
wirtschaft und Energieinno-  
vation an der TU Graz, 2023)

Die Regionalisierung der Energiemengen und die darauf aufbauenden Berechnungen basieren auf den oben genannten Umspannwerk-Bezirken (USW-Bezirken). Diese USW-Bezirke werden aus 398 repräsentativ gewählten Umspannwerken in Österreich abgeleitet, die in der Netzebene 4 des österreichischen Stromnetzes angesiedelt sind. Die Größe der Umspannwerk-Bezirke ergibt sich dabei aus Lage und Verortungsdichte der Umspannwerke zueinander. Abbildung 44 zeigt die zur Anwendung kommende Aufteilung Österreichs auf die beschriebenen Umspannwerkbezirke.

Die Modellierungen des NIP berücksichtigen die Einbindung in das europäische Strom- und Gasnetz. Die kontinentaleuropäische Elektrizitätswirtschaft wird auf Basis der Daten des TYNDP 2020 abgebildet, es werden stündliche Ergebnisse für Stromimport und -export ermittelt. Aus den ermittelten Import- und Exportzeitreihen wird ein Kraftwerkseinsatz aller steuerbaren Kraftwerke in Österreich (Speicher-, Pumpspeicher- und KWK-Kraftwerke) gemäß ihren variablen Grenzkosten angenommen wird. KWK-Anlagen, die neben der Stromerzeugung auch einen wichtigen Teil der Fernwärmeversorgung in den jeweiligen Wärmenetzen erfüllen, werden auf Basis ihrer Wärmenetzzugehörigkeit modelliert. Darauf basierend werden in einem nächsten Schritt energieträgerübergreifend sich einstellende Lastflüsse im Stromnetz und den Methan- bzw. Wasserstoff-Netzen auf auftretende Engpässe und sektorübergreifende Lösungsmöglichkeiten untersucht.

Auch das österreichische Gasnetz ist sehr stark in das europäische Gesamtsystem eingebettet. Die Entwicklungen im europäischen Gasnetz sind folglich für die Dekarbonisierung des österreichischen Gassystems von besonderer Bedeutung. Daher wird auch in den dem NIP zugrundeliegenden Annahmen ein Fokus auf diese Entwicklungen gelegt, insbesondere auf die Anbindung Österreichs an den „südlichen Wasserstoffkorridor“, der Teil des REPowerEU-Plans der Europäischen Kommission ist. Der Aufbau



einer europäischen Wasserstoffwirtschaft mit den dazugehörigen Infrastrukturerfordernissen steht jedoch noch ganz am Anfang. Jede Planung ist daher mit vielen Unbekannten über die gesamte Wertschöpfungskette (Produktion, Transport, Nachfrage) inkl. einem noch ausstehenden Genehmigungs- und Regulierungsrahmen konfrontiert. Für die Zwecke des NIP wurde dennoch angenommen, dass sich die bestehenden Planungen der AGGM für umzuwidmende bzw. neu zu errichtende Wasserstoffleitungen in dieser Form materialisieren und ausreichend Transportkapazitäten für Wasserstoff schaffen werden. In der Studie „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich“ werden explizit Abschätzungen zu Importrouten von Wasserstoff vorgenommen. Die Autor:innen gehen davon aus, dass 2030 die Hauptroute für Wasserstoffimporte über Italien nach Österreich laufen wird und sich bis 2040 die Wasserstoff-Importrouten weiter diversifizieren, sodass Importe dann über Italien, Slowakei und Deutschland erfolgen (Frontier Economics, TU Wien, 2023). Aufgrund der vergleichsweise großen Übertragungskapazitäten im Gasnetz erfolgt die Einbettung in das europäische Gesamtsystem nicht in derselben zeitlichen Auflösung wie im Stromsektor.

Durch die zunehmende Bedeutung von Strom (inkl. Aufbringung aus erneuerbaren Technologien) im Energiesystem, die physikalisch limitierte Speicherkapazität elektrischer Energie, die begrenzten Transportkapazitäten, stellt der Stromsektor das für die Anpassung an das Energiesystem der Zukunft kritischere System dar. Aus diesem Grund bildet die Erarbeitung von Lösungen für die Herausforderungen im Stromsektor die Basis für die angewandten Modellierungen im NIP. Ausgehend von der regionalisierten Erzeugung und dem regionalisierten Verbrauch je Energieträger werden Netznotwendigkeiten im NIP-Modell abgeleitet. Um Engpässe für das Gesamtsystem (insbesondere im Stromsystem) mindern zu können und so den Bedarf an Netzausbau zu minimieren, werden sektorübergreifende hybride Flexibilisierungselemente in der Simulation mitberücksichtigt.

Im Folgenden werden die Komponenten, welche im Zuge der dargestellten Infrastrukturplanung in die Modellierung einfließen, detailliert betrachtet. Kapitel 4.3 zeigt für Strom, Methan bzw. Biomethan und Wasserstoff die geografische und temporale Verbrauchsstruktur für die Betrachtungsjahre 2030 und 2040, während Kapitel 0 in derselben Weise die Erzeugung der betrachteten Energieträger darlegt. In 4.5 wird der aus der Modellierung resultierende Einsatz von Flexibilitäten – sowohl im Stromsektor als auch sektorkoppelnd in Form von Power-to-Gas und Power-to-Heat – dargestellt. Kapitel 4.6 stellt die Ergebnisse der NIP-Modellierung für Gesamt-Österreich dar und zeigt die neben den modellierten Flexibilitäts-elementen notwendigen Strom-Transportbedarfskorridore auf, welche auch unter Berücksichtigung der sektorkoppelnden Lösungen 2030 bzw. 2040 bestehen bleiben. Die Kapitel 4.7 und 4.8 bieten eine detaillierte Beschreibung der Methodik und der Modellierungsergebnisse im jeweiligen Sektor.

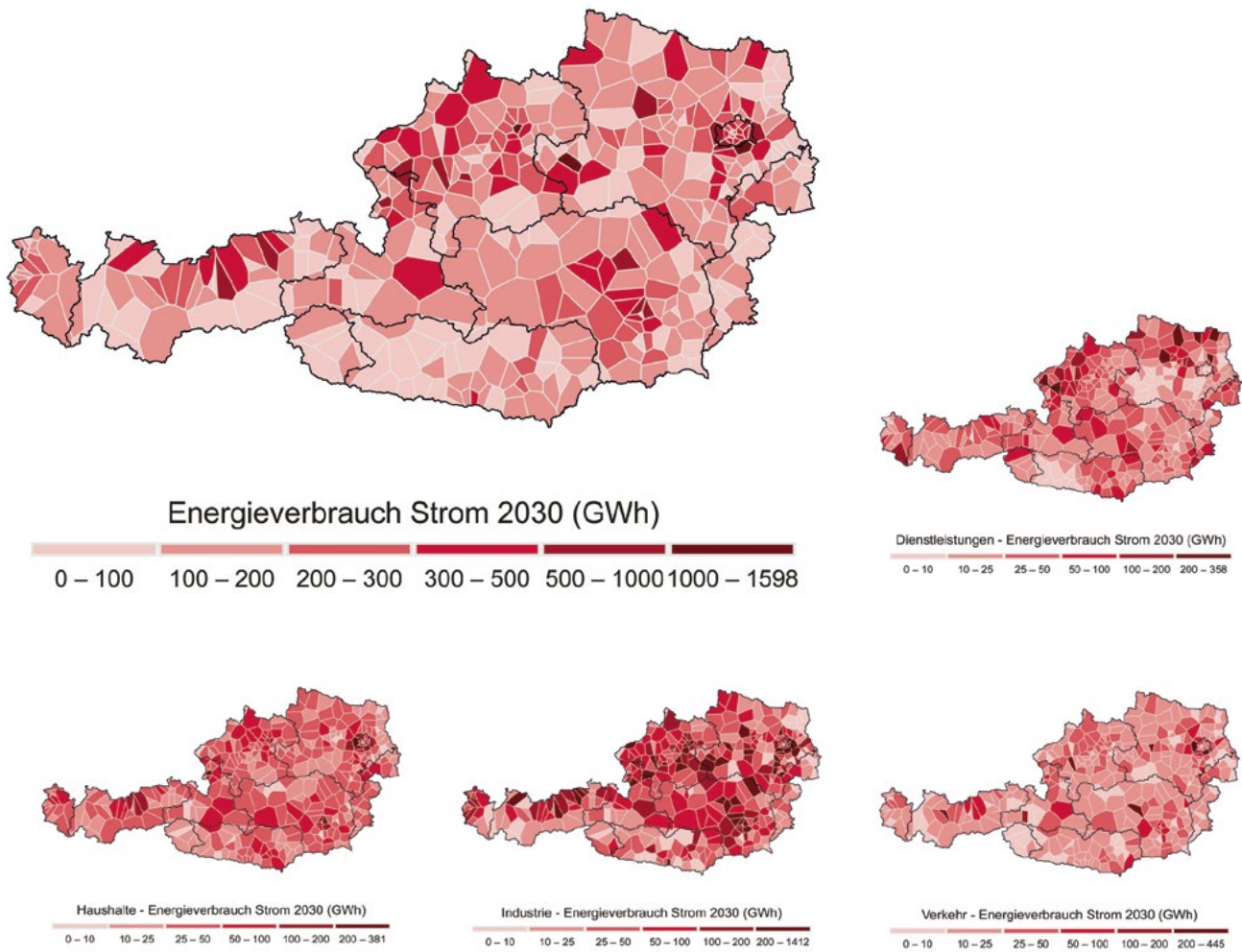
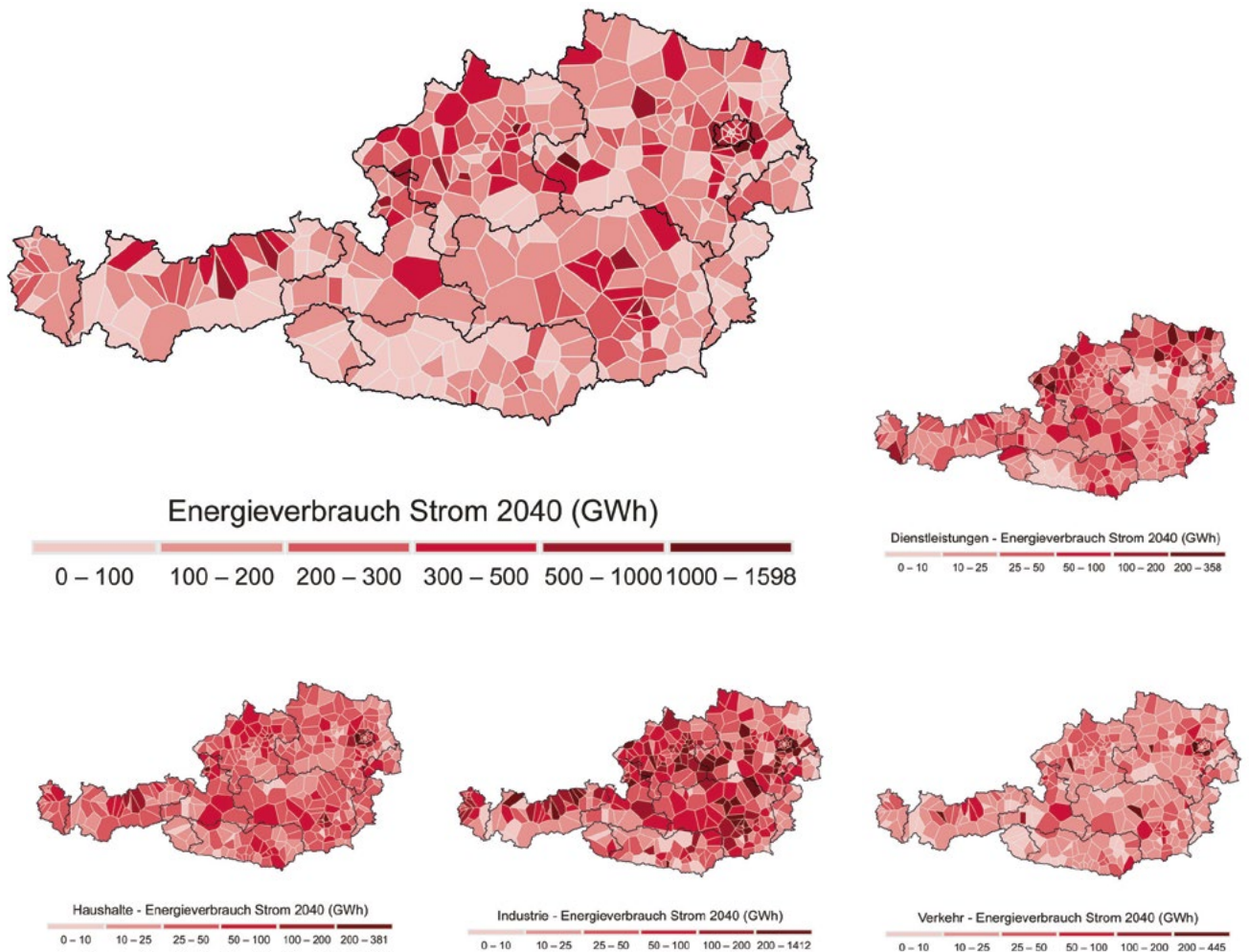


Abbildung 45:  
Regionalisierung des Strom-  
verbrauchs in Industrie,  
Dienstleistungen, Haushalten  
und Verkehr 2030; Quelle:  
Lehrstuhl für Energiever-  
bundtechnik an der MU Leo-  
ben; Institut für Elektrizitäts-  
wirtschaft und Energieinno-  
vation an der TU Graz, 2023)

### 4.3 Verbrauch

Basierend auf dem Mengengerüst des Energieverbrauchs im Transition-Szenario erfolgt für die Energieträger Strom, Methan und Wasserstoff eine regionale und darauf folgend auch zeitliche Auflösung der Energiemengen. Die dazu verwendete Methodik folgt jener der Forschungs- und Entwicklungsdienstleistung „InfraTrans2040 – Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich“ (Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz; Österr. Wirtschaftsforschungsinstitut, 2023). Die angewandte Regionalisierung der einzelnen Verbrauchssektoren wird nachfolgend kurz beschrieben.

Die Regionalisierung des industriellen Energieverbrauchs erfolgt für 89 energieintensive Unternehmen anhand ihrer Energiebedarfe, welche den jeweiligen Unternehmens- und Umweltberichten entnommen wurden. Die übrigen Energiemengen werden anhand der Anzahl an Beschäftigten regionalisiert. Die zeitliche Auflösung der Energiemengen erfolgte für die 13 industriellen Subsektoren anhand eines sektorspezifischen Lastprofilgenerators (Binderbauer, P.J.; Kienberger, T; Staubmann, T, 2022).



Im Sektor Haushalte wird die Nachfrage, ausgehend von den Nutzenergieanalysen der einzelnen Bundesländer (Statistik Austria, 2020), auf Basis der Anzahl der Hauptwohnsitze auf einzelne Bezirke heruntergebrochen. Die zukünftige Entwicklung der Energiebedarfe wird mit Hilfe der Bevölkerungs- und Haushaltsprognose gemäß der österreichischen Raumordnungskonferenz (Österreichische Raumordnungskonferenz, 2018) fortgeschrieben. Im Sektor Dienstleistungen wird der Energiebedarf nach Branchen anhand statistischer Daten auf die Bundesländer verteilt und nach Arbeitsplätzen weiter regional verteilt. Der Strombedarf für Wärmepumpen, der Gasbedarf und der Fernwärmebedarf im Haushalts- und Dienstleistungssektor werden mit eigenen Lastprofilen dynamisiert (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2018) (ZAMG Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, 2020).

Der Sektor Verkehr wurde nach unterschiedlichen Kategorien (leichte Nutzfahrzeuge, schwere Nutzfahrzeuge) differenziert und anhand der aktuellen Zulassungst Statistik regionalisiert, die zeitliche Aufteilung erfolgte anhand von erarbeiteten Profilen aus Vorprojekten (Vopava, J.; B., Thormann; Kienberger, T., 2017). Der Strombedarf der Eisenbahn wurde nach Abzug des Eigenbedarfs anhand der Bahnstromumformerwerke

Abbildung 46: Regionalisierung des Stromverbrauchs in Industrie, Dienstleistungen, Haushalten und Verkehr 2040; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

regionalisiert und mit einem eigenen Lastprofil für Sommer und Winter zeitlich aufgelöst (Sejkora, C.; et al., 2022). Die Regionalisierung des Energiebedarfs der Verdichterstationen im Fernleitungsgasnetz erfolgte anhand der installierten Leistungen. Hier wurde ein Dauerlastprofil angenommen (Europäische Kommission, 2020).

### 4.3.1 Strom

Abbildung 45 und Abbildung 46 stellen die vorgenommene Regionalisierung des Stromverbrauchs 2030 bzw. 2040 in den unterschiedlichen Sektoren dar. In den Ballungsgebieten gibt es eine höhere Dichte an USW-Bezirken, hier zeigen sich aber ebenfalls höhere Verbräuche. Darüber hinaus ist insbesondere der Einfluss der Industriezentren (bspw. Leoben, Linz, Wien) und der Tallagen (z. B. Inntal) auf die Verortung des Stromverbrauchs klar zu erkennen. Ober- und Niederösterreich sind die Bundesländer mit dem größten absoluten Stromverbrauch von jeweils etwa 17 TWh im Jahr 2030. Die Industrie stellt den größten Verbrauchssektor in Österreich dar, insbesondere in den Bundesländern mit sehr energieintensiven Industriestandorten Oberösterreich, Steiermark und Niederösterreich. Die Verortung der Stromnachfrage im Sektor Verkehr ist insbesondere in den USW-Bezirken mit wichtigen Autobahnknoten bzw. in Ballungsräumen zu erkennen.

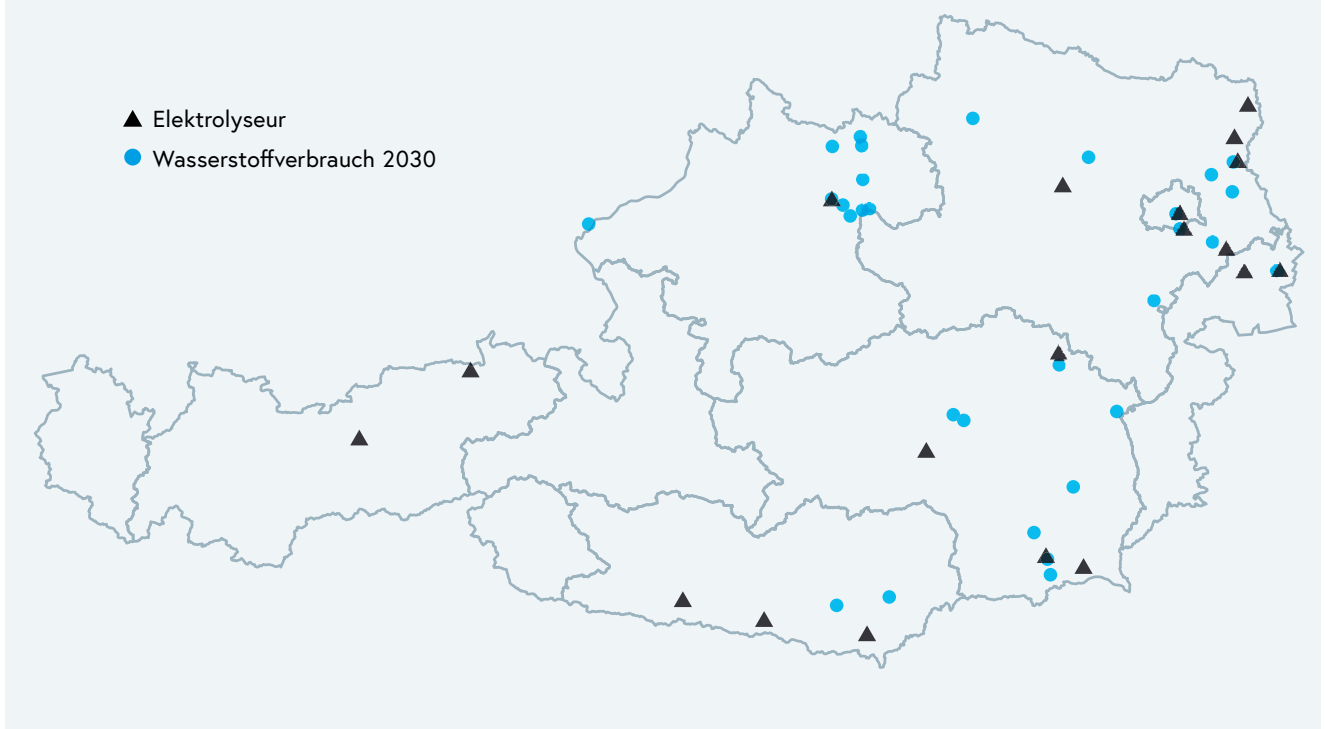
Die Abbildung für 2040 unterscheidet sich im Vergleich zu 2030 insbesondere in Hinblick auf die Verbrauchsmengen; die regionale Verteilung bleibt jedoch ähnlich (Abbildung 46). Darüber hinaus ist eine Verschiebung der sektoralen Anteile am Stromverbrauch in Richtung Verkehr zu beobachten. Neben den bereits 2030 sichtbaren Bedarfen an den wichtigen Verkehrsknotenpunkten des Landes, steigt der Anteil des Verkehrssektors auch abseits der Ballungsräume.

Die zeitlichen Summenlastprofile für 2030 bzw. 2040 für Gesamt-Österreich zeigen 2040 eine deutlich größere nachgefragte Leistung als 2030. Während 2030 noch vereinzelt maximal rund 14 bis 15 GW erreicht werden, steigt die Spitzenlast 2040 auf bis zu 18 GW. Die steigenden Spitzenlasten sind neben der allgemeinen Elektrifizierung insbesondere auf den steigenden Einsatz von elektrischer Energie im Gebäude- und Verkehrssektor zurückzuführen.

### 4.3.2 Wasserstoff

Wie bereits ausgeführt, wird bei der Verortung der gasförmigen Energieträger die Entwicklung der Leitungsinfrastruktur für Methan und Wasserstoff gemeinsam betrachtet. Für die Verortung des Bedarfs an Wasserstoff wird die Entwicklung der notwendigen Infrastruktur mit dem Bedarf an Wasserstoff bzw. erneuerbaren Gasen kombiniert. Ausgehend von bereits bekannten Leitungsbauprojekten (entlang der internationalen Übertragungsleitungen TAG, WAG und Penta-West, Speicheranbindung in Puchkirchen/OÖ, H<sub>2</sub> Collector Ost) fokussiert sich im Jahr 2030 der mengenmäßig noch geringe Wasserstoff-Bedarf auf einige wenige industrielle Zentren (Leoben, Linz und Wien) bzw. im Schwerverkehr auch auf jene Regionen, in denen Elektrolyseprojekte bereits bekannt oder geplant sind (Abbildung 47). Wie in Abschnitt 4.8 dargestellt, orientiert sich der dafür notwendige Leitungsbau an den bis dahin erwarteten Erzeugungs- und

### Verteilung Wasserstoffverbrauch 2030



Verbrauchszentren sowie an bestehenden Infrastrukturprojekten, welche in internationale Planungen eingebettet sind.

Abbildung 48 stellt die Verteilung des angenommenen Wasserstoffverbrauchs 2040 dar, sowie die angenommene nationale Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse. Die Konzentration der angenommenen Wasserstoffnachfrage auf die großen industriellen Verbrauchszentren im Osten Österreichs folgt der Annahme, dass die Nutzungsänderung von bestehenden Methanleitungen dem Leitungsneubau vorzuziehen ist, um mittelfristig die Schaffung von Stranded Assets in Form von zusätzlichen Doppelstrukturen zu vermeiden. Die östlichen Regionen weisen heute bereits mehrsträngige Erdgasleitungen auf und bieten die Möglichkeit, eine der bestehenden Leitungsstränge für eine Wasserstoff-Verwendung umzuwidmen. Zudem wird angenommen, dass die nationalen Biomethanpotenziale 2040 vollständig erschlossen werden können (vergleiche Kapitel 3.2.2). Unter dieser Annahme werden die bestehenden Methanetze im Westen Österreichs weiterhin für die (Bio-)Methanversorgung und nicht für den Wasserstofftransport genutzt. Von der durch Elektrolyse erwarteten Wasserstoffproduktion im Westen Österreichs wird angenommen, dass diese erzeugte Menge vorwiegend lokal verbraucht wird.

Festzuhalten ist, dass noch große Unsicherheiten bei der Abschätzung zur Regionalisierung der Wasserstoffnachfrage im Jahr 2040 bestehen. Daher werden in Kapitel 5 weitere Szenarien zur Verbrauchshöhe und Verteilung dargestellt. Die Unterschiede in der Regionalisierung führen auch zu unterschiedlichen Wasserstoff-Transporterforder-

Abbildung 47: Regionalisierung des Wasserstoff-Verbrauchs 2030; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

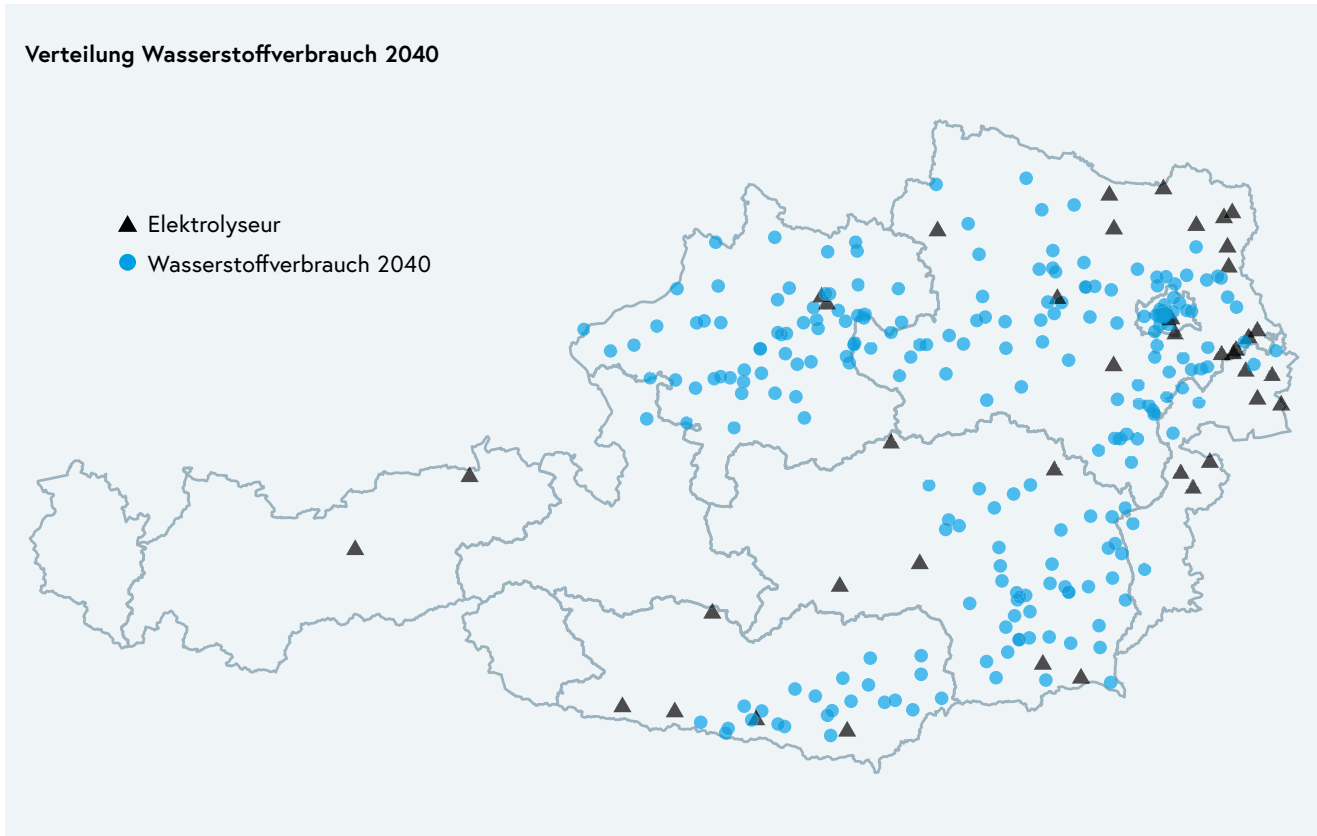


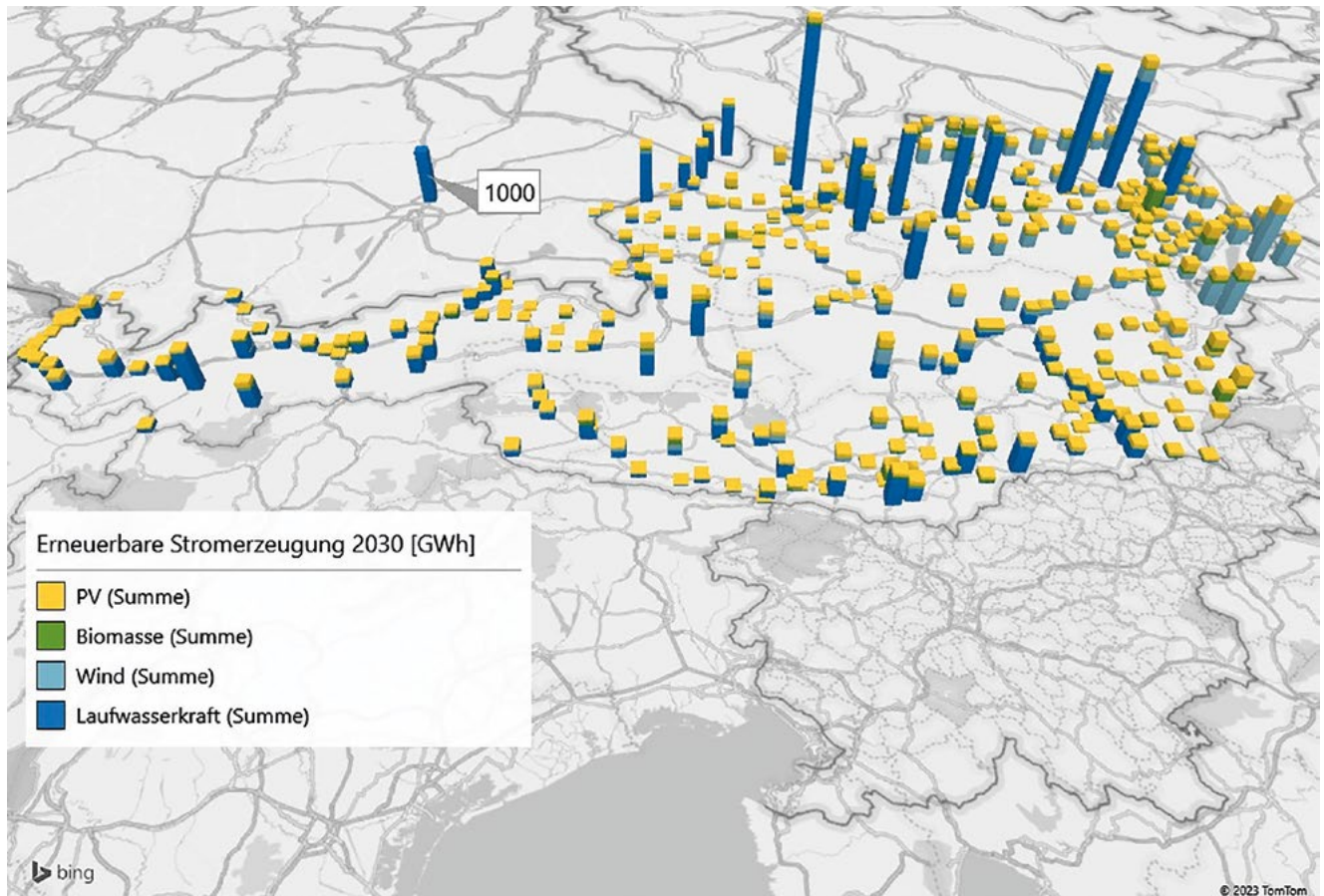
Abbildung 48:  
Regionalisierung des Wasserstoff-Verbrauchs 2040; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

nissen, welche auch im Rahmen einer Aktualisierung des NIP weiter zu untersuchen und gegebenenfalls neu zu bewerten sein werden.

Die zeitlichen Summenprofile im Bereich Wasserstoffverbrauch ergeben für 2030 noch sehr geringe Leistungsspitzen von maximal 1,2 GW, diese treten konzentriert im ersten Quartal und vierten Quartal auf. Bis 2040 steigen diese Leistungsspitzen deutlich an und betragen saisonal bedingt zwischen 4–6 GW, die größten Spitzen zeigen sich weiterhin im ersten und vierten Quartal 2040.

## 4.4 Erzeugung

Die Erzeugungsmengen in der Infrastrukturmodellierung orientieren sich an der in Kapitel 3 angenommenen erneuerbaren Erzeugung gemäß den Berechnungen des Umweltbundsamtes. Darüber hinaus werden, der internationalen Strommarktmodellierung folgend, die Stromerzeugung aus steuerbaren Kraftwerkskapazitäten sowie der Import endogen ermittelt. Im Folgenden werden die modellierte bzw. auch die herangezogene Erzeugung für elektrische Energie, Biomethan und Wasserstoff räumlich und zeitlich aufgelöst dargestellt. Im Rahmen des NIP wird keine quantitative Modellierung der grenzüberschreitenden Gasströme durchgeführt. Aufgrund der bestehenden Grenzkapazitäten werden zu jedem Zeitpunkt ausreichende Import- und Exportmöglichkeiten angenommen.



#### 4.4.1 Strom

In diesem Abschnitt sind die angenommenen Mengen an erneuerbarer Stromerzeugung<sup>5</sup> aus Kapitel 3.2.2 bis 2030 und 2040 dargestellt. Die sich daraus ergebende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen je USW-Bezirk für 2030 ist Abbildung 49 zu entnehmen. Während der Ausbau der Photovoltaik flächendeckend über ganz Österreich in allen USW-Bezirken angenommen wird, sind die Erzeugung aus Wind- und Wasserkraft stärker durch die topographischen Gegebenheiten beeinflusst. Die Wasserkraft – und hier insbesondere die Erzeugung der Donaukraftwerke – wird weiterhin einen wichtigen Beitrag zur erneuerbaren Erzeugung leisten. Windkraft wird besonders in den Bundesländern Niederösterreich und Burgenland ausgebaut.

Abbildung 49: Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung 2030; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

5 Für die Wasserkraft wurden in der Berechnung teils von der Beschreibung in Kapitel 3 abweichende Potenziale verwendet. Dies liegt an teils zeitgleich laufenden Analysen, welche die Datengrundlage des NIP bilden. Im Zuge einer Überarbeitung des NIP nach der Konsultationsphase werden die verwendeten Wasserkraftpotenziale nachgezogen. Da es sich um geringfügige Mengenabweichungen handelt und die Transporterfordernisse mittels verschiedener Szenarien (vgl. Kapitel 5) validiert wurden, ist nicht zu erwarten, dass die Transporterfordernisse dadurch angepasst werden müssen.

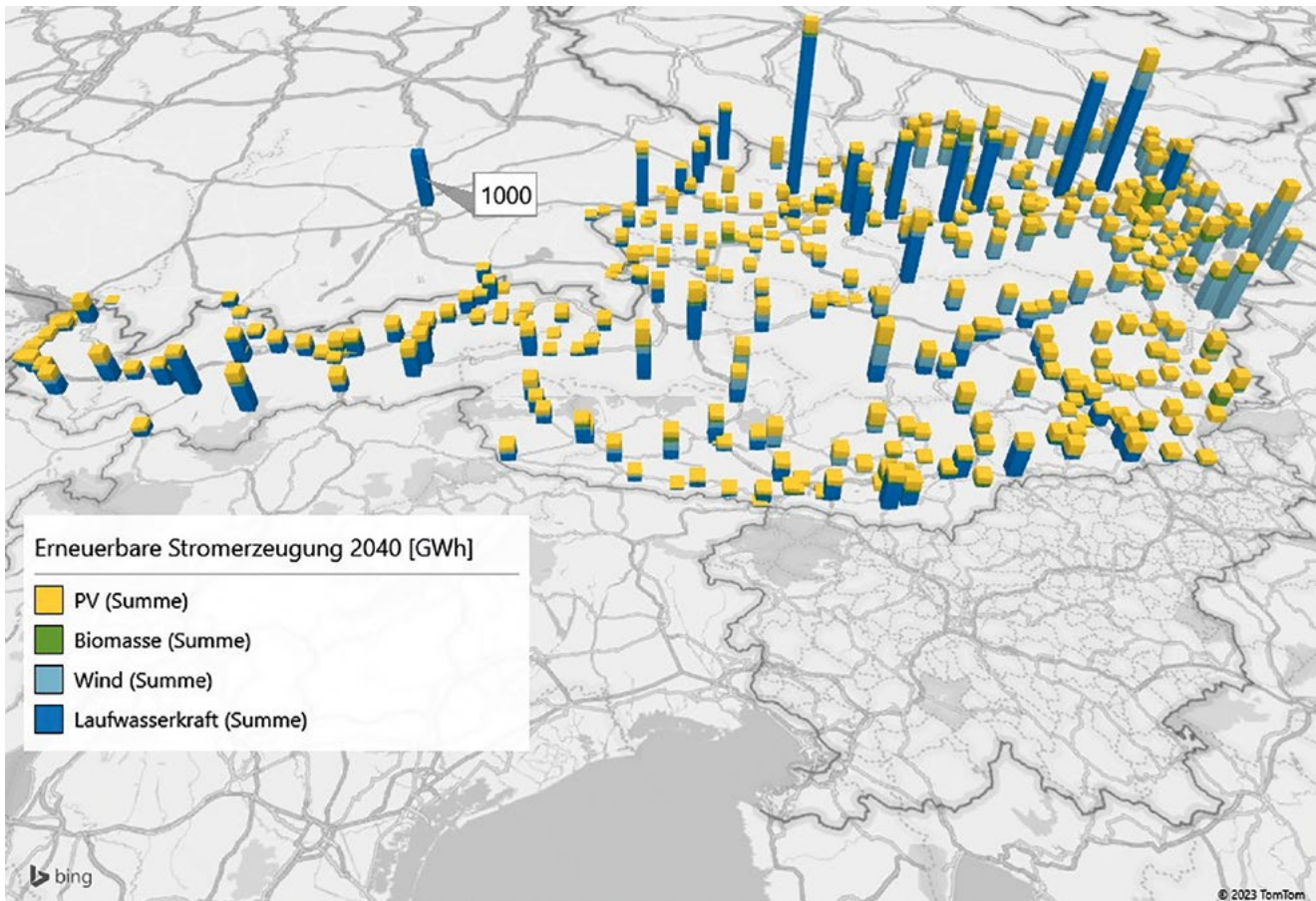


Abbildung 50:  
Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung 2040;  
Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben;  
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

Im Vergleich zur erneuerbaren Stromerzeugung in den Jahren 2030 und 2040 ändern sich zwar die Erzeugungsmengen, jedoch nicht ihre Verteilung (Abbildung 50).

Abbildung 51 stellt die zeitlichen Summenprofile der Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energiequellen Biomasse, Laufwasserkraft, Photovoltaik und Windkraft für 2030 für Österreich jeweils für eine ausgewählte Sommer- bzw. Winterwoche dar. Auch im Betrachtungsjahr ist die Stromerzeugung aus Laufwasserkraft eine wichtige Säule des Stromsystems in Österreich. Darüber hinaus ist die dargebotsabhängige Photovoltaikproduktion in den Sommermonaten und die dazu teils gegenläufige aber Erzeugung aus Windkraft in den Wintermonaten hervorzuheben. Speziell in den Wintermonaten kann die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen die Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wasserkraft gut ergänzen und somit zu einer gleichmäßigeren Erzeugung beitragen. Während in den gewählten Beispielwochen für 2030 Spitzenwerte zwischen 15 GW im Winter und über 20 GW im Sommer ermittelt werden, übersteigen die ermittelten Spitzenwerte in der Winterwoche 2040 (Abbildung 52) an fünf der sieben Tage ebenfalls die 20-GW-Marke. Die PV-Erzeugung erreicht in der Sommerwoche 2040 Spitzenwerte bis zu 36 GW.



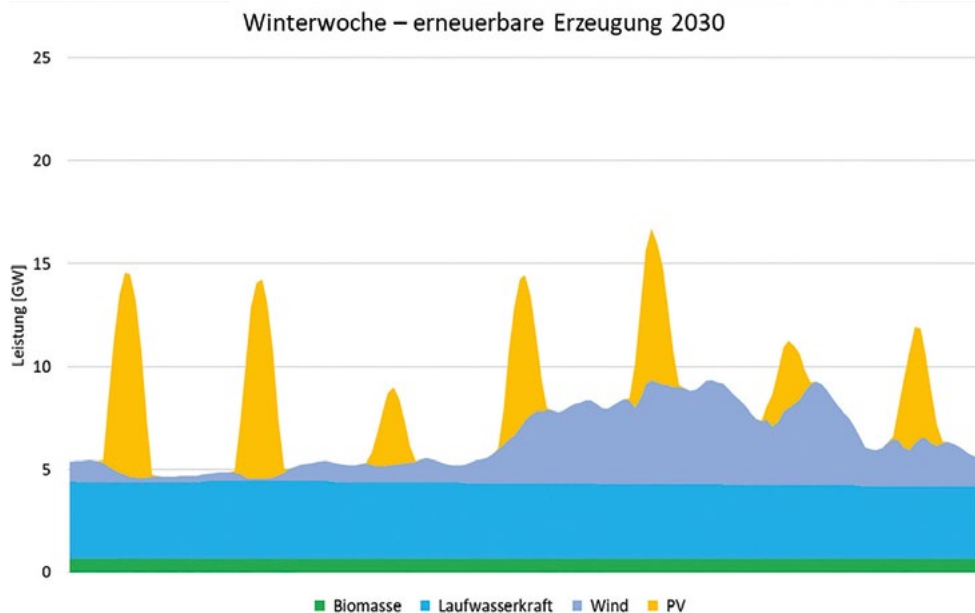
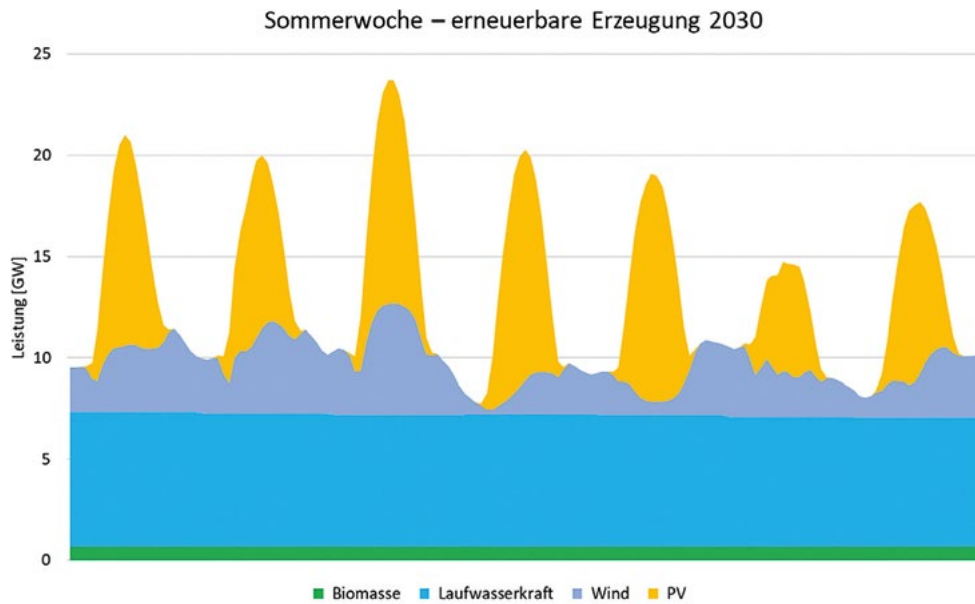
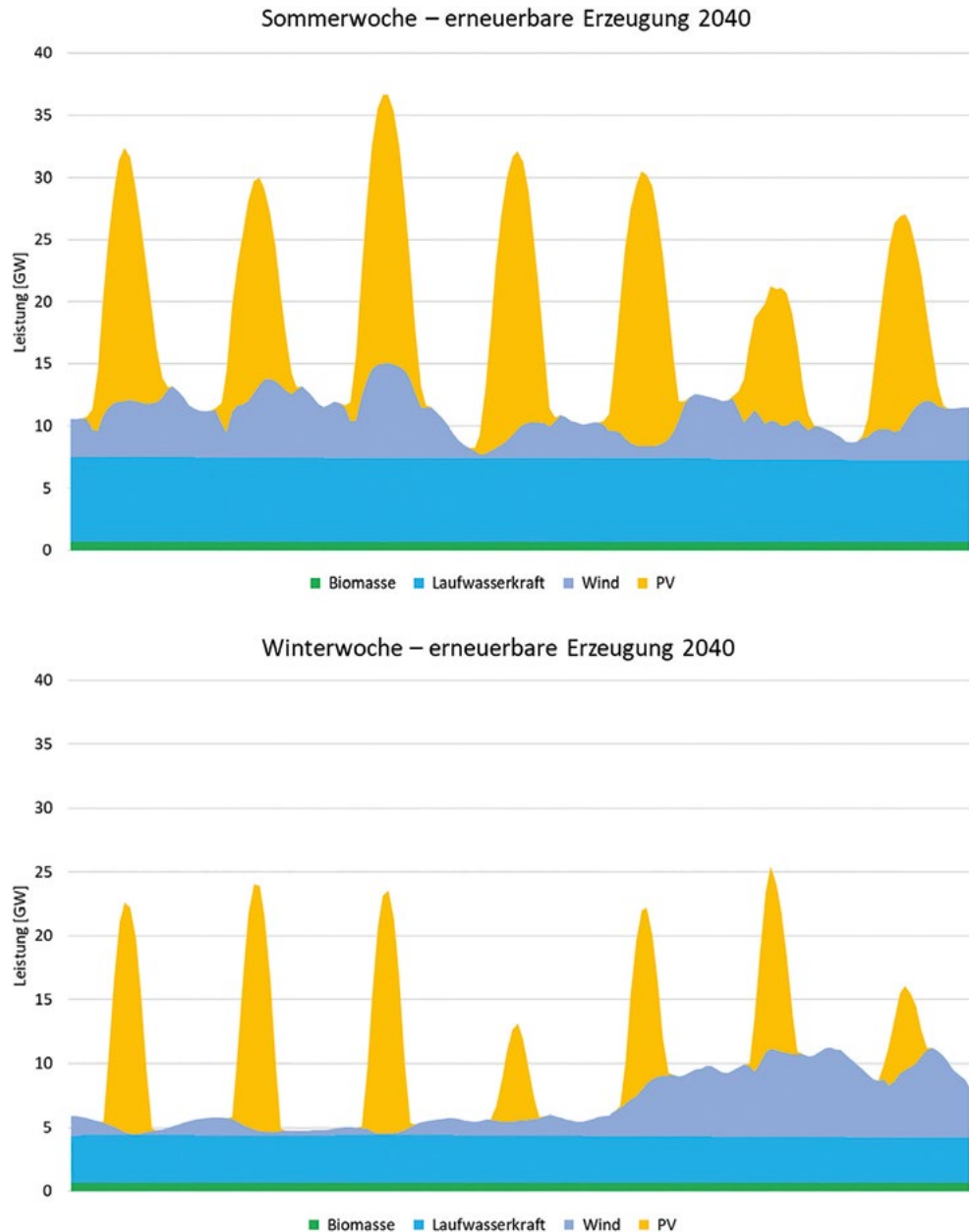


Abbildung 51: Stundenbasierte Stromerzeugungsprofile erneuerbarer Energiequellen Biomasse, Laufwasserkraft, Wind, Photovoltaik für eine Sommer- bzw. Winterwoche für Österreich 2030; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

#### 4.4.2 Biomethan

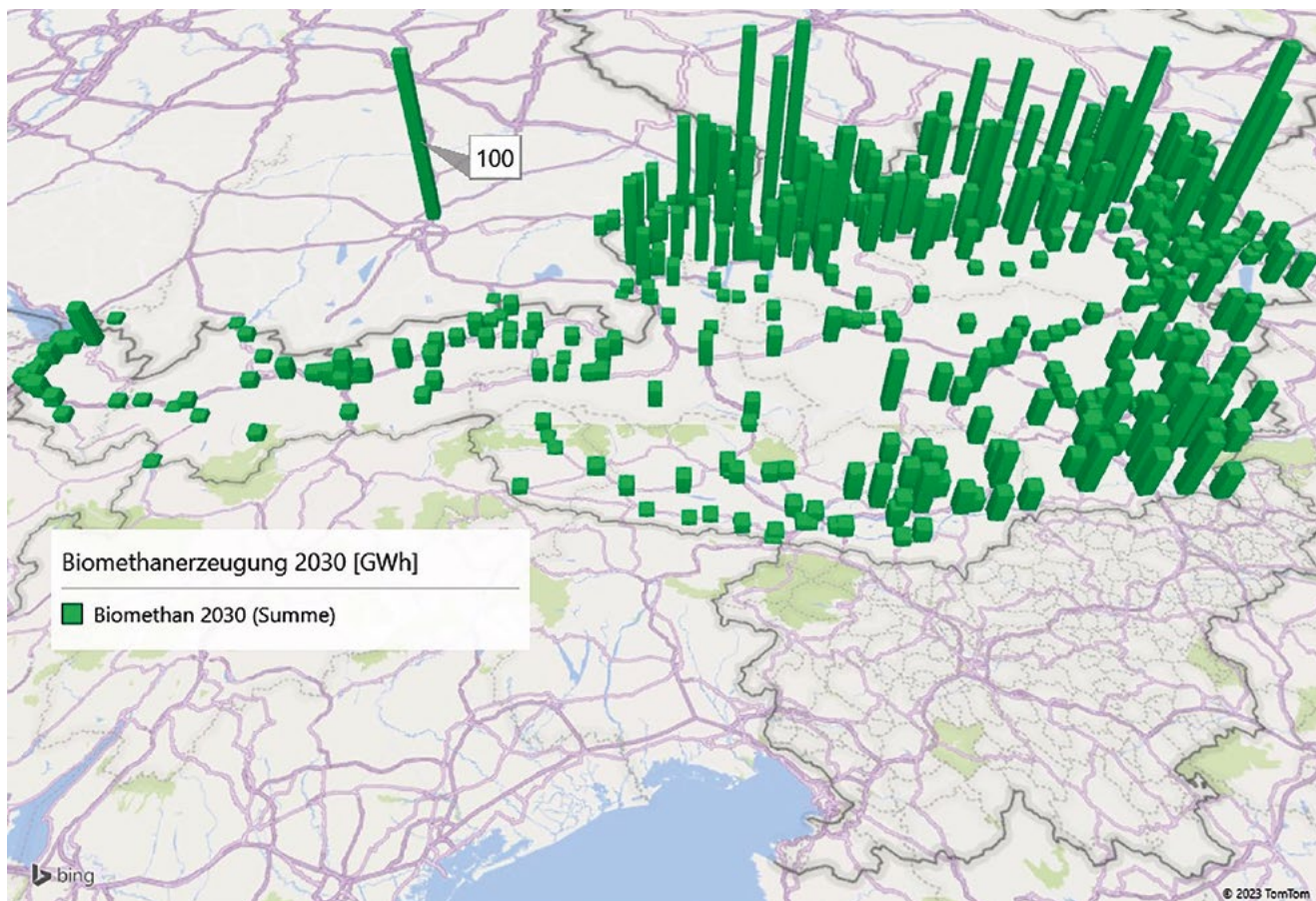
Die Einspeisung von Biomethan in Österreich wird analog zur Beschreibung in Kapitel 3.2.2 angenommen. Im Jahr 2030 werden rund 6,8 TWh und im Jahr 2040 10,7 TWh inländische Biomethanerzeugung in den USW-Bezirken für die Modellierung verortet (Abbildung 53 bzw. Abbildung 54). Vergleichbar zur biogenen Stromerzeugung wird für die Biomethaneinspeisung ein Dauerprofil angenommen.

Abbildung 52:  
 Stundenbasierte Stromerzeugungsprofile erneuerbarer Energiequellen Biomasse, Laufwasserkraft, Wind, Photovoltaik für eine Sommer- bzw. Winterwoche für Österreich 2040; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023



#### 4.4.3 Wasserstoff

Bei der Verortung der nationalen Wasserstoffherzeugung wurden zwei verschiedene Ansätze kombiniert. In einem ersten Schritt fließen alle aktuell bekannte Elektrolyseprojekte mit geplanter Fertigstellung bis 2030 ein. Diese befinden sich in Standortnähe zu verbrauchenden Industrieunternehmen. Ihr Betrieb wird auf Basis der 5.000 günstigsten Stunden des EXAA-Spotmarkts 2020 festgelegt (APG, 2022) (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2022). Mit einer installierten Leistung von etwa 600 MW werden unter Zugrundelegung eines Wirkungsgrades von 0,7 in der Folge knapp 2100 GWh Wasserstoff erzeugt. Die berücksichtigten



Leistungen und Erzeugungsmengen je Bundesland sind Tabelle 16 zu entnehmen. In einem zweiten Schritt wird die darüberhinausgehende inländische Wasserstoffherzeugung, welche durch das Energiemengengerüst des Transition-Szenario bzw. die nationale Wasserstoffstrategie (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2022) vorgegeben ist, endogen netzdienlich<sup>6</sup> verortet und betrieben. Das dafür eingesetzte Optimierungsverfahren und die sich ergebenden Power-to-Gas-Elemente, können Kapitel 4.5 entnommen werden.

Die sich ergebenden zeitlichen Summenprofile aus bekannten verbrauchsnahe Projekten und netzdienlicher Elektrolyse in Österreich für 2030 und 2040 spiegeln im Wesentlichen das Erzeugungsprofil der erneuerbaren Stromerzeuger wider. Neben den eindrücklich höheren Leistungen in der Erzeugung von Wasserstoff durch den Zubau von Elektrolyseurleistung zur punktuellen Entlastung des Stromnetzes 2040, steigt auch die erzeugte Wasserstoff-Menge von 3,5 TWh im Jahr 2030 bis 2040 auf rund 11 TWh.

Abbildung 53: Regionalisierung der Biomethanherzeugung 2030; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

<sup>6</sup> „Netzdienlich“ wird in diesem Zusammenhang als Einsatz verstanden, der Spitzen der auftretenden negativen Residuallasten glättet und damit das Stromnetz punktuell entlastet.

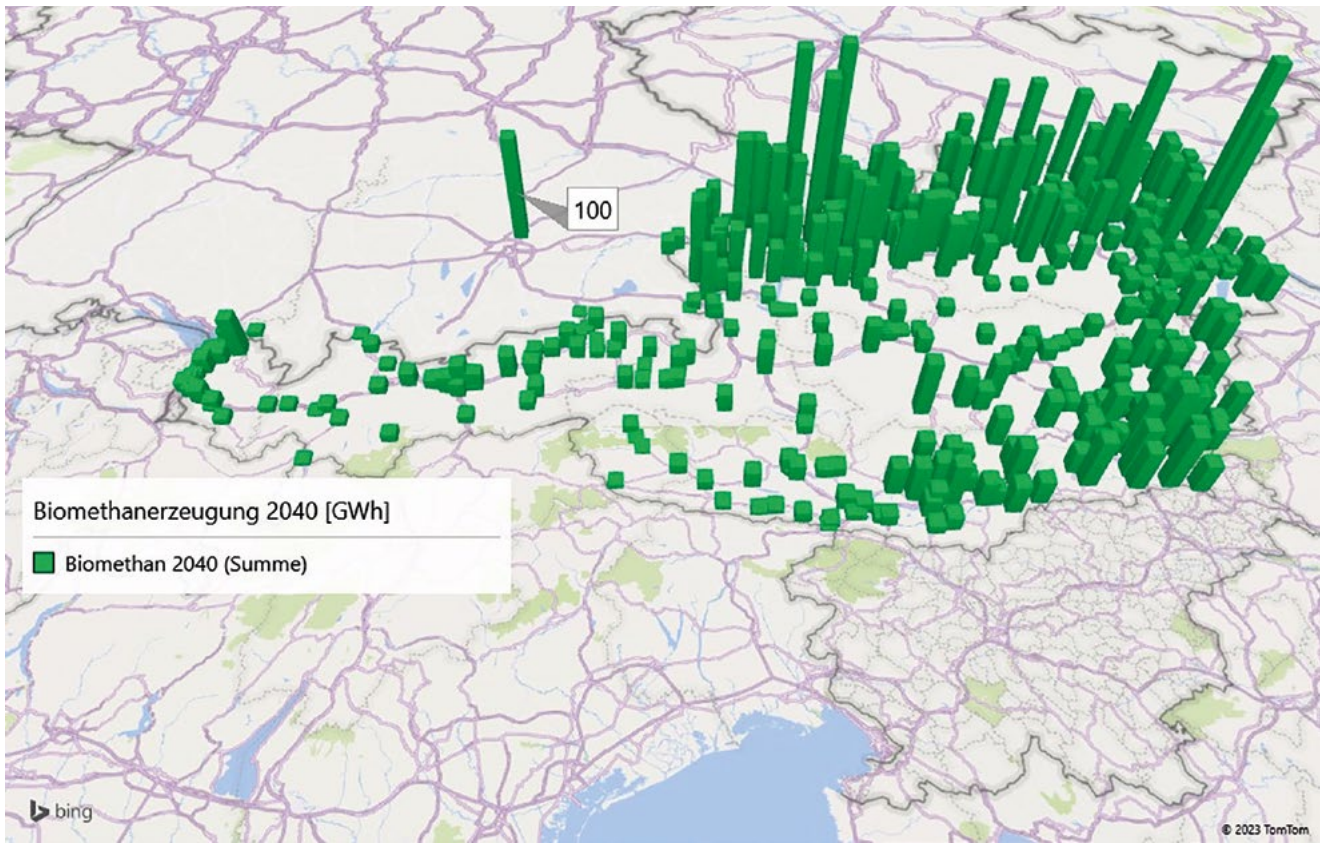


Abbildung 54: Regionalisierung der Biomethanproduktion 2040; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

Tabelle 16: Berücksichtigte Elektrolysemengen und –Leistungen mit Fertigstellung bis 2030 je Bundesland bei 5000 Volllaststunden und einem Umwandlungswirkungsgrad von 0,7; Quelle: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023.

	Wasserstoff in GWh H <sub>2</sub>	Leistung in MW <sub>el</sub>
Wien	11	3
Niederösterreich	210	60
Oberösterreich	230	66
Burgenland	1.050	300
Tirol	32	9
Steiermark	529	151
Kärnten	7	2
<b>Summe</b>	<b>2.069</b>	<b>591</b>

## 4.5 Flexibilität und Speicher

Wie am Anfang von Kapitel 4 beschrieben, erzeugt die wachsende dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik große negative Residuallasten in unterschiedlichen Zeitkonstanten. Die sich daraus ergebenden Herausforderungen für das gesamte Energiesystem können auf Seiten der Energieinfrastruktur – wie steuerbare Kraftwerke, Speicher und sektorkoppelnde Elemente, um gegebene Erzeugungs- und Verbrauchsprofile zu verbinden – nur durch eine sektorübergreifende Analyse von Flexibilitätsmaßnahmen analysiert werden. Der NIP legt den Fokus auf zu erbringenden Infrastrukturleistungen. Daher werden in der NIP-Modellierung lediglich die in den zugrunde liegenden Lastprofilen bereits berücksichtigte Änderung der Nutzungsstruktur auf Seiten der Infrastrukturnutzer:innen (Endverbraucher:innen) untersucht. Weitere Flexibilitätsmaßnahmen bei Endverbraucher:innen (wie bspw. Demand-Side-Management) wurden nicht modelliert und müssen in einer zukünftigen Fassung des NIP weiter untersucht werden. Der Einsatz von Kraftwerken wurde gemäß den variablen Grenzkosten angenommen.

Für die modellierte sektorübergreifende Analyse werden in einem Optimierungsansatz, basierend auf Installations- und Betriebskosten und anhand von in Vorstudien ermittelten Zielwerten, geeignete USW-Knoten sowie notwendige Einsatzzeitreihen für sektorkoppelnde Elemente (z. B. Power-to-Gas, Power-to-Heat) ermittelt.

In einem ersten Modellierungsschritt werden Erzeugungs-, Verbrauchs-, Import-, und Exportzeitreihen bestimmt. Der regelbare Kraftwerkseinsatz wird zunächst vorgegeben, um Engpässe im Startnetz (vgl. 4.7) zu identifizieren. Um diese Engpässe zu lösen, werden potenzielle USW-Knoten mit entsprechenden Investitionskosten für Elektrolyseure, Power-to-Heat Anlagen und Batterien (Danish Energy Agency, 2022) zur Investition in die Modellierung aufgenommen. Diese potenziellen USW-Knoten sind damit als Investitionskandidaten im Modell hinterlegt. Bei der Identifikation der Kandidaten wird auf die Infrastrukturverfügbarkeit, den Bedarf im Wasserstoff- und Wärmenetz sowie die auftretenden negativen Residuallasten Rücksicht genommen. Tabelle 17 stellt die gewählten Zielwerte der Modellierung der beschriebenen Flexibilitätselemente dar.

Durch den kostenminimierenden Ansatz wird innerhalb eines Optimierungsverfahrens der kostengünstigste Investitionsmix aus Elektrolyseuren (Power-to-Gas), Power-to-Heat Anlagen und Batterien an den Knoten der USW-Bezirke ermittelt. Die Zielgröße für die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse wird aus den Vorgaben der nationalen Wasserstoffstrategie (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2022) – verringert um die bereits verorteten Projekte (4.4.3) – abgeleitet. Die Größen von Power-to-Heat Anlagen und Batteriespeichern stützen sich auf Vorstudien zum österreichischen Energiesystem (Sejkora, C.; et al., 2022).

Tabelle 17: Angewandte Zielgrößen für netzdienliche Flexibilitätselemente 2030 und 2040; Quelle: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023.

	2030			2040		
	Energie in GWh <sub>el</sub>	Leistung in MW <sub>el</sub>	Min. Voll- laststunden	Energie in GWh <sub>el</sub>	Leistung in MW <sub>el</sub>	Min. Voll- laststunden
PtG/Elektrolyse	2.045	–	2.000	13.000	–	2.000
PtH/Wärme- pumpe	250	–	1.200	350	–	1.200
Batteriespeicher	2,5	1250	–	11,8	5900	–

Abbildung 55 und Abbildung 56 zeigen den Einfluss der eingesetzten Flexibilitäten bei vergleichender Betrachtung einer Sommer- bzw. Winterwoche im Jahr 2030. Dabei ist ersichtlich, dass der zunehmende Ausbau von Photovoltaik und Wind im Szenario zu hohen negativen Residuallasten führt. Diese lokalen Überschüsse können zum Betrieb von Elektrolyseuren genutzt werden. Durch den Einsatz von Elektrolyseuren im Fall von Erzeugungsüberschüssen aus erneuerbarer Stromerzeugung bzw. von verbrauchsnahe Elektrolyseuren auf der einen Seite, und dem notwendigen Austausch an elektrischer Energie im europäischen Verbundnetz auf der anderen Seite, kann es in der Gesamtbetrachtung für Österreich auch zu einer Kombination aus Power-to-Gas und Gas-to-Power im selben Zeitschritt kommen. Dabei wird an einem Kraftwerksstandort Gas zur Stromerzeugung eingesetzt, während an davon entfernten Elektrolyse-Standorten Wasserstoff aus Strom erzeugt wird. Im Szenario überwiegt sowohl im Sommer als auch im Winter die Exportsituation in der Nettobetrachtung. Gaskraftwerke werden zum Teil auch eingesetzt, um den österreichischen Fernwärmebedarf zu decken. Im Vergleich der Spitzenleistungen der Erzeuger überwiegen die Leistungen der Photovoltaikanlagen im Sommer, wodurch rund 25 GW an Erzeugungsleistung erreicht werden. Im Winter überwiegt das dem PV-Profil saisonal komplementäre und ausgeglichener verteilte Windkraft-Erzeugungsprofil. Daneben können Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihrer großen Leistungen wichtige Ausgleichs – sowohl saisonal als auch im Tagesverlauf – bieten.

Analog zu der obigen Betrachtung des Jahres 2030, stellen Abbildung 57 und Abbildung 58 den Einfluss der eingesetzten Flexibilitäten bei vergleichender Betrachtung einer Sommer- bzw. Winterwoche für 2040 dar.. Aufgrund des hohen erneuerbaren Ausbaus in 2040 können im Vergleich zum Jahr 2030 mehr lokale Erzeugungsüberschüsse durch einen stärkeren Einsatz von Power-to-X und Batteriespeichern genutzt werden. Weitere Flexibilitätsoptionen, welche nicht in die Modellierung eingeflossen sind, stehen zur Verfügung. Der angenommene Ausbau von Photovoltaik im Szenario bringt im Vergleich zur Nachfragekurve sowohl im Sommer als auch im Winter stark ausgeprägte negative Residuallasten, welche zur Tagesmitte einerseits durch Exporte und andererseits neben Batteriespeichern und Power-to-Heat-Anlagen insbesondere

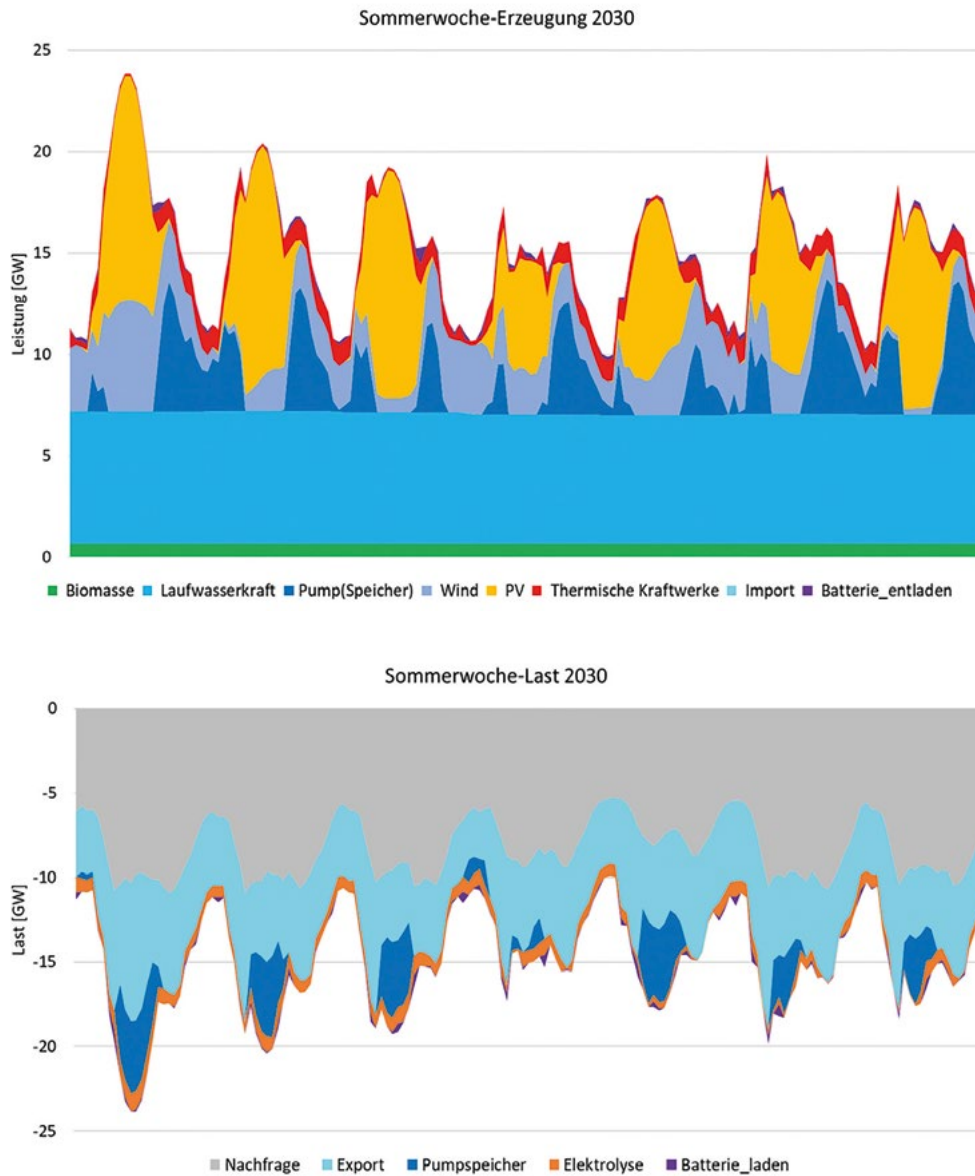
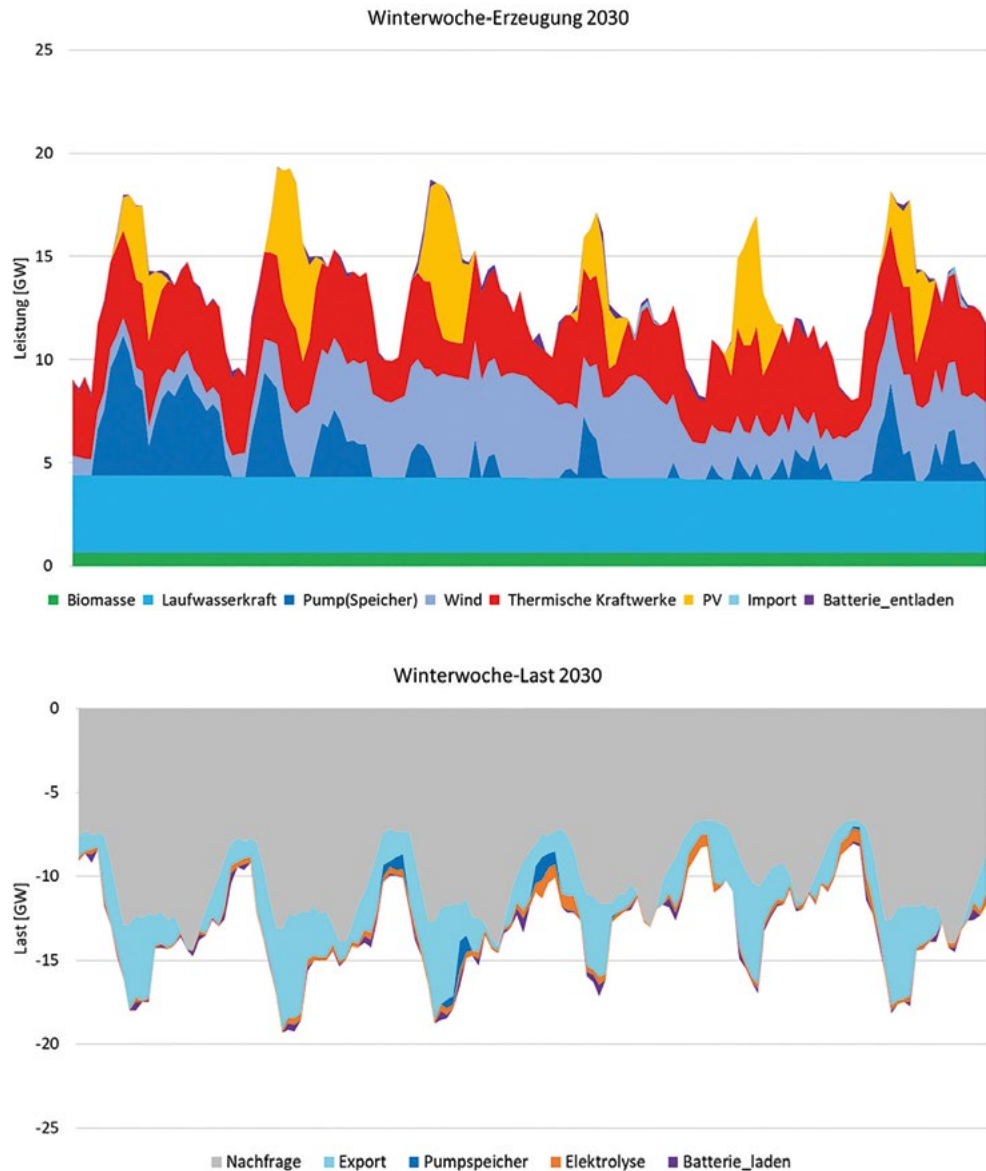


Abbildung 55: Stromerzeugungs- und Stromlastzeitreihen inklusive betrachteter Flexibilitäten für eine Sommerwoche 2030; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

durch Elektrolyseure ausgeglichen werden können. Damit ermöglichen diese Erzeugungsüberschüsse eine Dekarbonisierung weiterer Sektoren, da sie z. B. auch zur Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen genutzt werden können. Auch in der Modellierung des Jahres 2040 bleiben Gaskraftwerke, die neben der bereits oben angesprochenen Energienachfrage aus dem Ausland im Rahmen des europäischen Marktmodells durch den Einsatz effizienter Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen einen Teil des Fernwärmebedarfs im Winter decken, für den zeitlich und räumlich aufgelösten Betrieb des modellierten Netzsystems notwendig.

Im Folgenden werden die modellierten Flexibilitätsoptionen, sowohl sektorkopplend als auch in Form von Speichern, im Detail nach Technologie beleuchtet.

Abbildung 56:  
 Stromerzeugungs- und Strom-  
 lastzeitreihen inklusive  
 betrachteter Flexibilitäten  
 für eine Winterwoche 2030;  
 Bild: Lehrstuhl für Energiever-  
 bundtechnik an der MU Leo-  
 ben; Institut für Elektrizitäts-  
 wirtschaft und Energieinno-  
 vation an der TU Graz, 2023)



#### 4.5.1 Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke

Für die im Modell angenommenen Pumpspeicherkapazitäten wurden neben bestehenden Kraftwerken auch bereits im Bau befindliche Anlagen berücksichtigt. Es wird angenommen, dass alle steuerbaren Kraftwerke gemäß Reihenfolge ihrer variablen Grenzkosten einspeisen. Tabelle 18 zeigt je Bundesland die im Modell hinterlegten Pumpen-/Turbinenleistungen und die Arbeitskapazitäten der Kraftwerke, welche vorrangig von der Unterbeckengröße abhängig sind (Moser, S.; et al, 2018). Nach Auskunft von Oesterreichs Energie sind für den Zeitraum nach 2030 keine geplanten zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerksprojekte bekannt. In vielen Fällen stehen Speicherbecken von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Kraftwerksgruppen miteinander in Verbindung. Die dargestellten Kapazitäten und Leistungen berücksichtigen diese Interdependenzen und können sich deshalb von der Summe der Kraftwerkseinzelbetrachtungen unterscheiden.



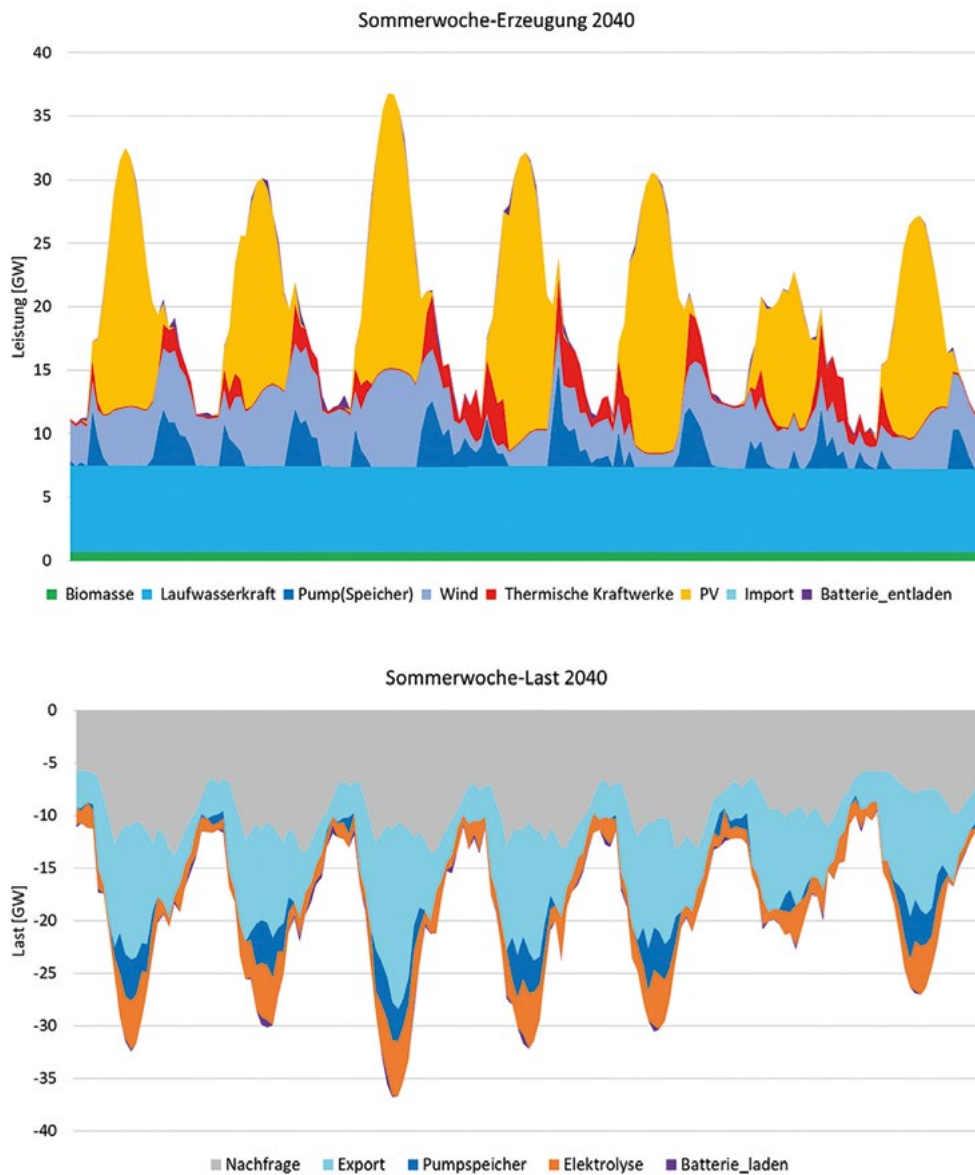
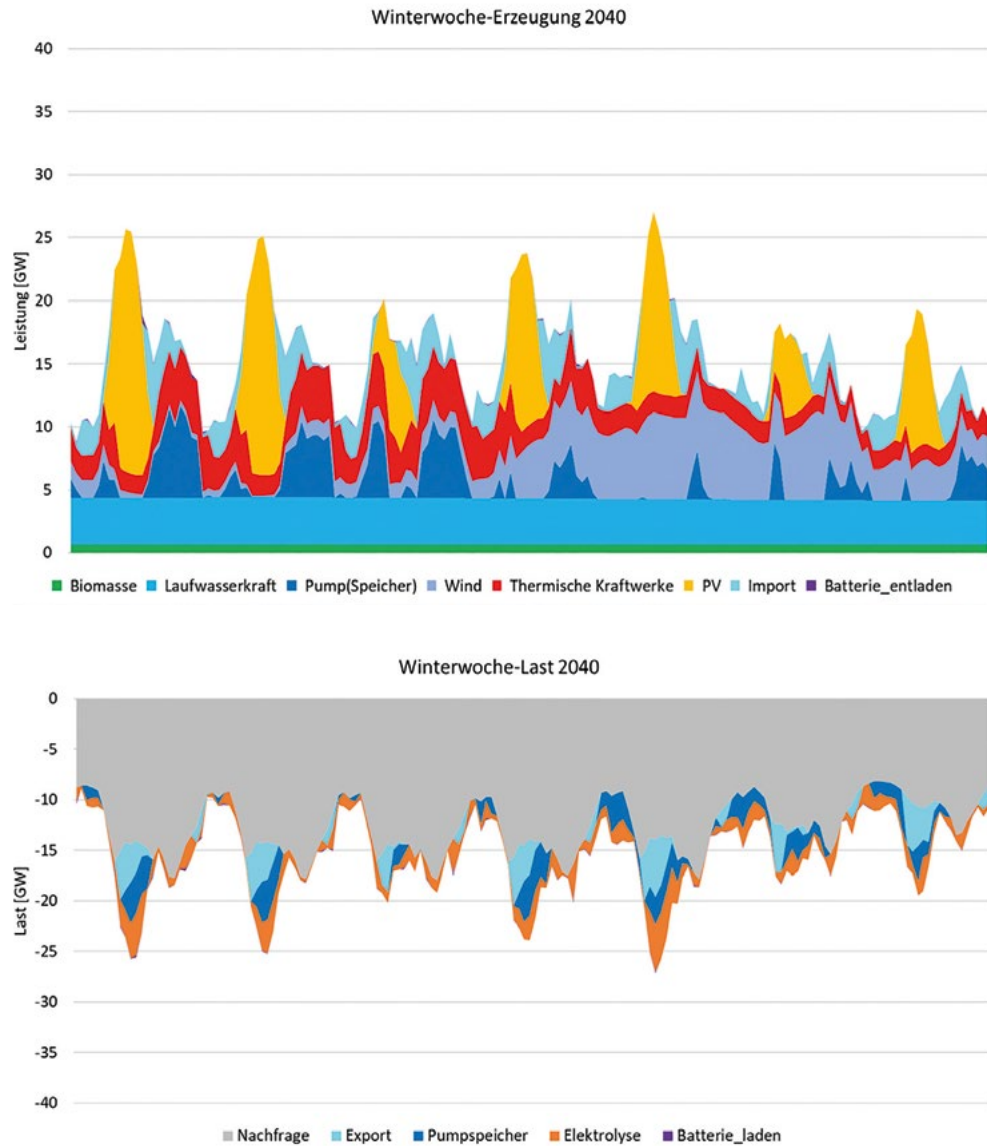


Abbildung 57: Stromerzeugungs- und Stromlastzeitreihen inklusive betrachteter Flexibilitäten für eine Sommerwoche 2040; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

Tabelle 18: Berücksichtigte Pumpspeicherkraftwerkleistungen, -energiemengen und -kapazitäten je Bundesland; Quelle: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023.

Bundesland	Turbinenleistung in MW <sub>el</sub>	Pumpleistung in MW <sub>el</sub>	Arbeitskapazität in MWh <sub>el</sub>	Turbinenbetrieb in GWh <sub>el</sub> 2030	Pumpbetrieb in GWh <sub>el</sub> 2030	Turbinenbetrieb in GWh <sub>el</sub> 2040	Pumpbetrieb in GWh <sub>el</sub> 2040
Niederösterreich	48	18	2834	99	35	85	80
Oberösterreich	19	14	1.280	39	27	46	45
Salzburg	1.232	1.230	81.541	2.426	2.278	2.012	1.599
Tirol	1.010	990	29.588	1.889	1.716	2.816	2.723
Kärnten	1.800	1.221	44.772	2.778	1.808	3.144	2.419
Vorarlberg	1.619	1.403	11.780	2.215	1.742	3.617	3.268
<b>Summe</b>	<b>5.728</b>	<b>4.876</b>	<b>171.795</b>	<b>9.447</b>	<b>7.607</b>	<b>11.720</b>	<b>10.134</b>

Abbildung 58:  
 Stromerzeugungs- und Strom-  
 lastzeitreihen inklusive  
 betrachteter Flexibilitäten  
 für eine Winterwoche 2040;  
 Bild: Lehrstuhl für Energiever-  
 bundtechnik an der MU Leo-  
 ben; Institut für Elektrizitäts-  
 wirtschaft und Energieinno-  
 vation an der TU Graz, 2023



Neben den Pumpspeicherkraftwerken bieten auch die Speicherkraftwerke eine Flexibilität an, die zur Erhaltung der Stabilität des Energiesystems herangezogen werden kann. Tabelle 19 stellt die berücksichtigten Leistungen und Speicherkapazitäten je Bundesland dar.

Tabelle 19: Berücksichtigte Speicherkraftwerkleistungen, -energiemengen und -kapazitäten je Bundesland; Quelle: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023.

Bundesland	Turbinenleistung in MW <sub>el</sub>	Speicherkapazität in GWh <sub>el</sub>	Turbinenbetrieb in GWh <sub>el</sub> 2030	Turbinenbetrieb in GWh <sub>el</sub> 2040
Niederösterreich	16	0,1	13	6
Oberösterreich	34	0,4	26	13
Salzburg	563	195,3	440	384
Vorarlberg	651	138,7	509	367
Tirol	1.750	409,6	1.368	1.020
Steiermark	194	514,5	152	142
Kärnten	309	174,1	241	224
<b>Summe</b>	<b>3.517</b>	<b>1.432,7</b>	<b>2.749</b>	<b>2.156</b>

#### 4.5.2 Batteriespeicher

Batteriespeicher und Power-to-X Elemente werden im Gegensatz zu bereits vorhandenen (Pump)Speicher- sowie KWK-Kapazitäten nach erfolgter Stromnetz- bzw. Bottleneck-Analyse (Kapitel 4.7) mithilfe von Zielwerten in Österreich verortet und betrieben. Die identifizierten Batteriespeicherstandorte je Bundesland 2030 bzw. 2040 mit Kapazitäten und Leistungen sind Tabelle 20 zu entnehmen. Mögliche Zukunftstechnologien im Bereich der elektrischen Energiespeicherung – wie beispielsweise Vehicle-to-Grid bleiben in vorliegender Modellierung unberücksichtigt, da tatsächliche Marktverfügbarkeiten zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht seriös abgeschätzt werden können. Wie bereits in der Betrachtung der Zeitreihen in Kapitel 4.5 zu erkennen war, können Batteriespeicher hohe Einspeiseleistungen glätten, insbesondere an jenen Standorten, die einen progressiven Ausbau von Photovoltaik bzw. Windkraft aufweisen. Daneben bieten Batteriespeicher gegenüber anderen untersuchten Flexibilitätsoptionen den Vorteil, unabhängig von der Infrastruktur anderer Energieträger (z. B. Wasserstoff- oder Fernwärmenetze) eingesetzt werden zu können.

Tabelle 20: Identifizierte Batteriespeicherstandorte nach Kapazitäten und Leistungen je Bundesland 2030 und 2040; Quelle: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023.

	2030		2040	
	Kapazität in MWh <sub>el</sub>	Leistung in MW <sub>el</sub>	Kapazität in MWh <sub>el</sub>	Leistung in MW <sub>el</sub>
Niederösterreich	1.010	505	1.010	505
Burgenland	200	100	200	100
Salzburg	–	–	720	360
Vorarlberg	–	–	2.380	1.190
Tirol	204	102	6.100	3.050
Steiermark	726	363	726	363
Kärnten	428	214	428	214
<b>Summe</b>	<b>2.568</b>	<b>1.284</b>	<b>11.564</b>	<b>5.782</b>

### 4.5.3 Power-to-Heat

Die in der Optimierung zur Bottleneck-Behebung im Stromnetz identifizierten Power-to-Heat-Leistungen 2030 bzw. 2040 je Bundesland sind Tabelle 21 zu entnehmen. Für die Auswahl der konkreten Standorte ist wesentlich, dass an diesen mindestens 1.200 Volllaststunden pro Jahr auf Basis der negativen Reisduallasten erreicht werden und dass eine ausreichend große Wärmebedarfsdichte im betrachteten Umspannwerk-Bezirk vorhanden ist.

Tabelle 21: Identifizierte Power-to-Heat und deren aufgenommene Energiemengen und Leistungen je Bundesland 2030 und 2040; Quelle: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023.

	2030		2040	
	Energie in MWh <sub>el</sub>	Leistung in MW <sub>el</sub>	Energie in GWh <sub>el</sub>	Leistung in MW <sub>el</sub>
Salzburg	–	–	10	2
Vorarlberg	–	–	77	15
Tirol	65.171	21	207	41
Steiermark	114.293	44	21	8
Kärnten	70.535	30	35	12
<b>Summe</b>	<b>250.000</b>	<b>95</b>	<b>350</b>	<b>78</b>

#### 4.5.4 Power-to-Gas

Elektrolyse-Anlagen können bei entsprechender Verortung negative Residuallasten zur Erzeugung von Wasserstoff nutzen und somit einen Beitrag zur Stromnetzentlastung leisten. In der NIP-Modellierung wird nur ein Teil der in der nationalen Wasserstoffstrategie für 2030 vorgesehenen Menge von rund 3,5 TWh ausschließlich als Bottleneck-Lösung modelliert (vgl. Kapitel 1.4.3). Der wesentlich größere Teil (rund 2,1 TWh) wird auf Basis von bereits bekannten und geplanten Projekten verbrauchsnahe mit 5.000 Volllaststunden pro Jahr modelliert. So werden bereits absehbare Entwicklungen in der Netzmodellierung mitberücksichtigt (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2022). Das angenommene Erzeugungsprofil folgt den günstigsten Stunden des EXAA Spotmarkts 2020 (APG, 2022) (vgl. 4.4.3).

Tabelle 22 stellt die für 2030 bzw. 2040 modellierten netzdienlichen Power-to-Gas-Einheiten mit den jeweils erzeugten Energiemengen dar. Rund 2.000 GWh im Jahr 2030 bzw. 13.000 GWh im Jahr 2040 an elektrischer Energie stehen der Optimierung als stromnetzdienliche Entlastungsmöglichkeit zur Verfügung, um Spitzen der auftretenden negativen Residuallasten zu glätten und damit das Stromnetz punktuell zu entlasten. Während bereits geplante Projekte auch in USW-Bezirken mit geringen oder fehlenden negativen Residuallasten verbrauchsnahe verortet sind (Kapitel 4.4.3), werden in der Tabelle dargestellte stromnetzentlastende, netzdienliche Power-to-Gas-Elemente insbesondere in jenen (vornehmlich östlichen) Knoten ausgebaut, in denen aufgrund starker Windkraftherzeugung große Leistungen bei vergleichsweise großen Volllaststunden von 2.500 bis 4.500 Stunden aufgenommen werden können.

Tabelle 22: Identifizierte netzdienliche Power-to-Gas-Standorte mit aufgenommene Energiemengen und Leistungen je Bundesland 2030 und 2040; Quelle: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023.

	2030		2040	
	Energie in TWh <sub>el</sub>	Leistung in MW <sub>el</sub>	Energie in TWh <sub>el</sub>	Leistung in MW <sub>el</sub>
Niederösterreich	0,9	288	6,3	2.167
Burgenland	0,3	96	3,6	1.487
Steiermark	0,2	96	1,4	591
Kärnten	0,5	192	1,7	443
<b>Summe</b>	<b>2,0</b>	<b>674</b>	<b>13,0</b>	<b>4.688</b>

#### 4.5.5 Gasspeicher

In der Modellierung wird angenommen, dass die in Österreich bestehenden Gasspeicher zukünftig sowohl für Methan als auch Wasserstoff eingesetzt werden können. Denn Gasspeicher bieten neben den ebenfalls großen vorhandenen Übertragungskapazitäten

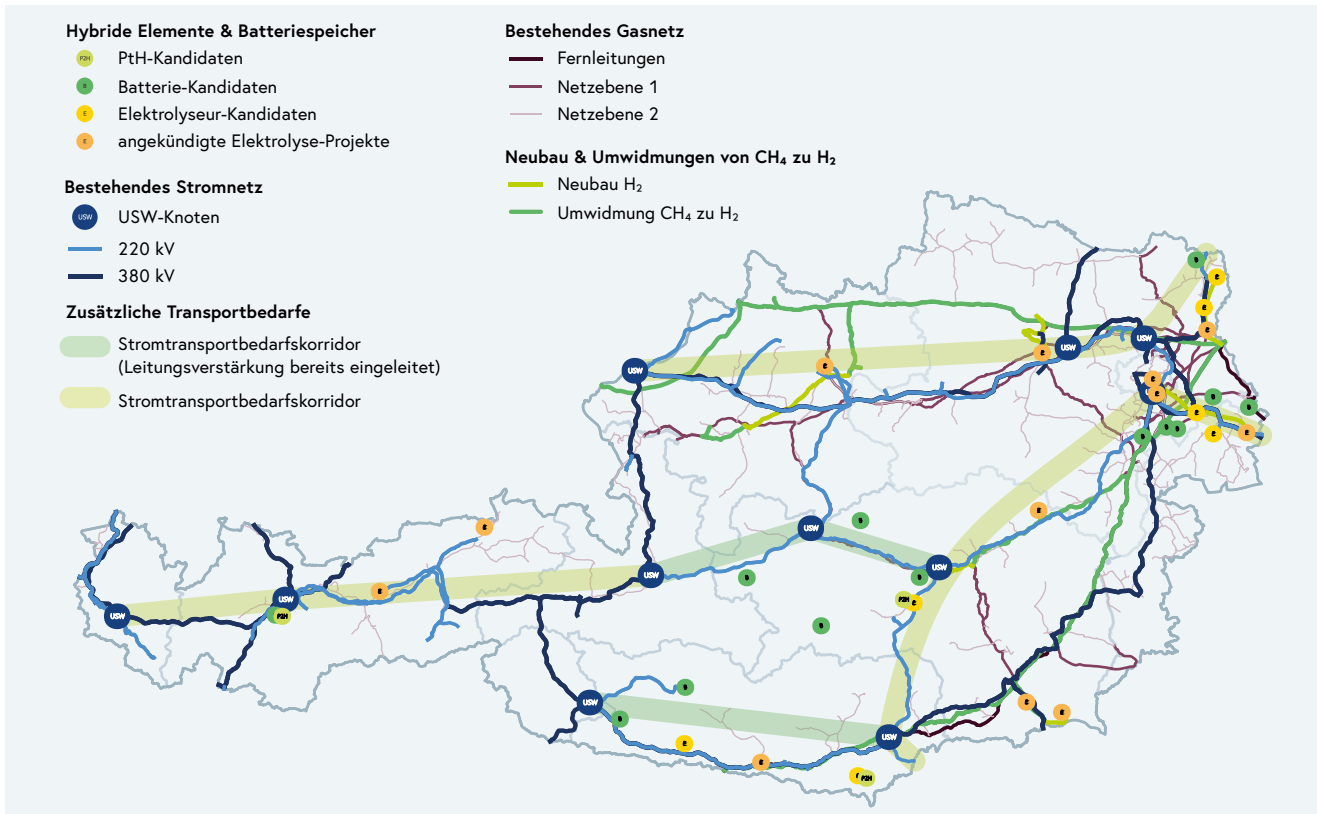


Abbildung 59: Integrierter Plan im betrachteten Strom- und Gasnetz inklusive Flexibilitätsmaßnahmen (Power-to-X, Batteriespeicher); Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

eine wichtige saisonale Flexibilität zur Einbindung von Methan und Wasserstoff in das Energiesystem. Das erste bereits in Planung befindliche Wasserstoffspeicherprojekt bei Puchkirchen/Oberösterreich wurde in der Modellierung berücksichtigt (vgl. Kapitel 4.8). Tabelle 23 stellt die berücksichtigten Speicherkapazitäten im Sektor Gas dar. Dazu ist anzuführen, dass die Speicherkapazitäten im Falle einer Nutzung als Wasserstoffspeicher geringer ausfallen als für die Gasspeichernutzung. Für 2030 wird lediglich im Fall des Speichers in Puchkirchen von einem teilweisen Betrieb mit Wasserstoff ausgegangen. Die Entwicklung der Gasspeicher in Bezug auf ihre mengenmäßige Nutzung für Methan und Wasserstoff über diesen Zeitraum hinaus, kann noch nicht abgeschätzt werden, weshalb die angenommenen Speichermedien sich grob an dem zu diesem Zeitpunkt wohl vorherrschenden Energiemix im Gesamtsystem orientieren.

Tabelle 23: Berücksichtigte Gasspeicherkapazitäten; Quelle: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023.

Bundesland	Kapazität der Gasspeicher in TWh (Methan)
Niederösterreich	32,9
Oberösterreich	62,5
<b>Summe</b>	<b>95,5</b>

## 4.6 Integrierter Plan

Aus der oben beschriebenen integrierten Modellierung für den NIP ergeben sich zukünftige Infrastrukturerfordernisse für das Strom-Übertragungsnetz, das Erdgas-Fernleitungsnetz sowie für die Netzebenen 1 und 2 für Gas. Abbildung 59 stellt die ermittelten Stromtransportbedarfskorridore und notwendige Umwidmungen bzw. Erweiterungen im Gasbereich dar, welche vor allem dem zukünftigen Wasserstofftransport dienen. Bei den Strom-Transportbedarfskorridoren handelt es sich um jene Korridore, die sich in der Analyse des Gesamtsystems für die Behebung der in Kapitel 4.7 angeführten Bottlenecks als für einen Ausbau der Stromtransportkapazitäten notwendig erweisen. Die dargestellten Umwidmungen bzw. Erweiterungen in der Gasinfrastruktur ergeben sich aus den modellierten Wasserstoffbedarfen und geplanten Elektrolyseprojekten. In Abbildung 59 werden die bei der Identifizierung der Infrastrukturerfordernisse ebenfalls berücksichtigten sektorkoppelnden Elemente und Batteriespeicher dargestellt, welche in Kapitel 4.5 erläutert wurden. Obwohl diese Flexibilitäten punktuell wertvolle Entlastungen bringen, sind trotzdem erhebliche zusätzliche Übertragungskapazitäten im Stromnetz erforderlich.

Die ermittelten Transportbedarfskorridore resultieren aus der Möglichkeit der Nutzung hoher Erzeugungspotenziale erneuerbarer Energien im Osten, der zentralen Einbettung Österreichs in das europäische Verbundsystem und den in Westösterreich in Form von Pumpspeicherkraftwerken vorhandenen Speicherkapazitäten. Der für ein resilientes „erneuerbares Verbundsystem Österreich“ der Zukunft notwendige Ost-West-Ausgleich kann am besten durch ein vermaschtes Höchstspannungsnetz erreicht werden, wie in Abbildung 59 dargestellt, erreicht werden. In den dunkelgrün hervorgehobenen Bereichen – Umspannwerk (UW) Hessenberg nach UW Weißenbach, UW Obersielach nach UW Lienz sowie UW Pongau nach UW Weißenbach – wurden durch die APG mit Stand Juni 2023 bereits Maßnahmen zur Leitungsverstärkung (z. B. Generalerneuerung oder Spannungsumstellung) eingeleitet, welche zur Ermittlung der Transporterfordernisse noch nicht in der NIP-Modellierung berücksichtigt wurden. Freilich bedeutet ein Stromtransportbedarfskorridor nicht in jedem Fall zwingend ein Leitungsneubau. Die Steigerung von Transportkapazitäten muss gemäß dem NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Ausbau) erfolgen.

Die detaillierten Annahmen und Modellierungen, auf denen die dargestellte Analyseergebnisse beruhen, werden in den Unterkapiteln 4.7 und 4.8 beschrieben.

## 4.7 Stromnetz

Für die Klassifikation der Auslastung der Leitungsinfrastruktur im Stromnetz wurde die im Projekt InfraTrans2040 erarbeitete Methodik angewandt (Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz; Österr. Wirtschaftsforschungsinstitut, 2023). Wie in Abbildung 60

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

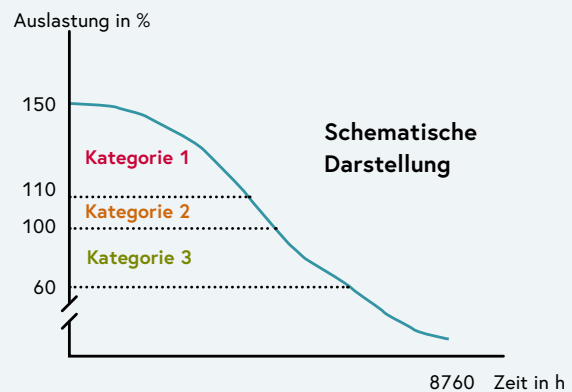


Abbildung 60:  
Schematische Darstellung der Feststellung der Leitungsauslastung im Stromnetz; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz; Österr. Wirtschaftsforschungsinstitut, 2023

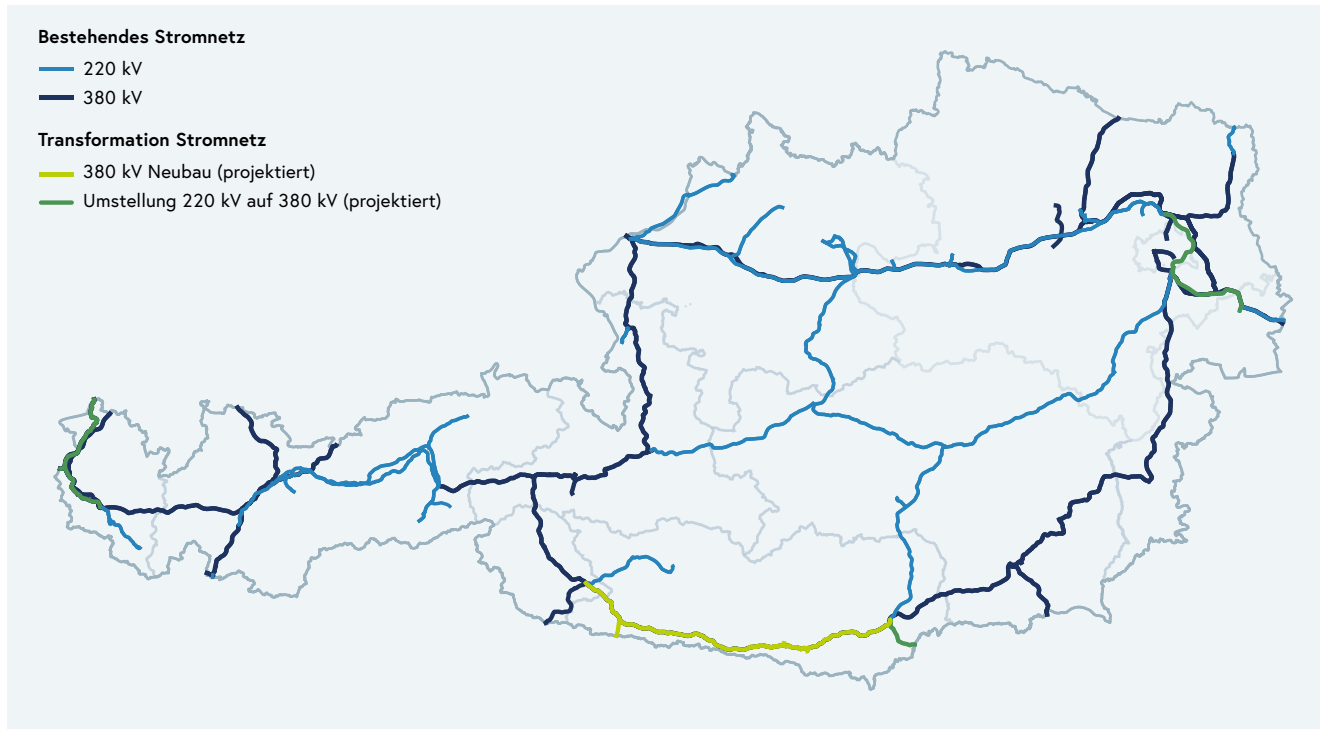
dargestellt, werden die Stromübertragungsleitungen zur Identifikation von Bottlenecks zunächst anhand von Auslastungsgrad und Auslastungsdauer in verschiedene Kategorien eingeteilt. Zur Kategorie 1 zählen Leitungen mit sehr hoher Auslastung, die in mindestens einer Stunde im Jahr über 110 Prozent beträgt. Kategorie 2 umfasst Leitungen mit hoher Auslastung, die für mehr als 24 Stunden im Jahr über 100 Prozent beträgt, sofern sie nicht bereits Kategorie 1 zugeordnet wurden. Leitungen werden der Kategorie 3 zugeteilt, wenn sie für mehr als 50 Stunden im Jahr über 60 Prozent ausgelastet sind und nicht bereits den Kategorien 1 oder 2 zugeteilt wurden. Mit der Darstellung der Kategorie 3 wird eine vereinfachte Annahme für die Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums<sup>7</sup> getroffen.

Abbildung 61 stellt die modellierten Basisnetze für die Betrachtung des Stromnetzes dar. Das dargestellte Netz enthält neben den bereits bestehenden Leitungen die für 2030 bzw. 2040 vom österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG im Netzentwicklungsplan publizierte Neubau- (hellgrün) und Umbauprojekte (dunkelgrün), bei denen vorhandene 220-kV-Systeme auf 380-kV-Systeme umgestellt werden. Auf der Netzebene 1 werden die Netzentwicklungspläne (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber bis inkl. NEP 2021 berücksichtigt (APG, 2021c).

Aus den angenommenen Erzeugung- und Verbrauchsmengen ergeben sich die in Abbildung 62 dargestellten Leitungsauslastungen des in Abbildung 61 gezeigten Basisnetzes im Normalschaltzustand (ohne weitere angenommene Ausbaumaßnahmen). Die identifizierten Netzengpässe decken sich mit den Ergebnissen des universitären Forschungsprojekts InfraTrans2040 trotz zum Teil stark abweichender Energiemengengerüste (siehe für eine detaillierte Diskussion Kapitel 5).

7 Das (n-1)-Kriterium besagt, dass das System so ausgelegt sein muss, dass der Ausfall einer einzelnen Komponente (wie z. B. einer Stromleitung) nicht zu einer Unterbrechung der Stromversorgung führt. Dieser Grundsatz ist von den Netzbetreibern bei der Planung von Übertragungsnetzen zu beachten.



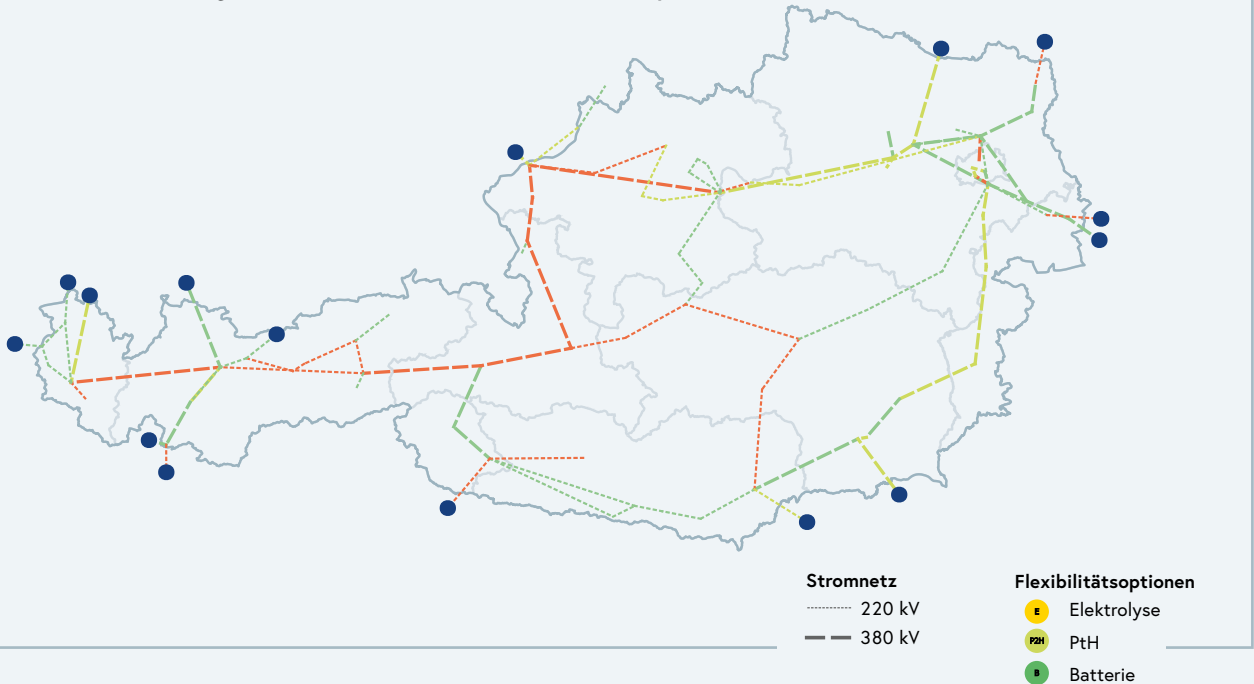


Insbesondere jene Leitungen, die den Transport von Strom von Osten nach Westen ermöglichen, wären ohne die Annahme von weiteren Leitungs-Ausbaumaßnahmen im Stromnetz stark überlastet. Diese Netzengpässe können durch den Einsatz der zuvor diskutierten Flexibilitätselemente zwar nicht gänzlich behoben, jedoch verringert werden. Bei Integration der ermittelten netzdienlichen Flexibilitäten (PtG, PtH, Batteriespeicher) zeigen sich punktuelle Entlastungen bei den Netzengpässen, welche durch die Integration von Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft entstehen. Dies ist insbesondere im Osten und Süden Österreichs – beispielsweise auf der 380-kV-Steiermark-Leitung und in Kärnten zu erkennen (vgl. Abbildung 62). Bezüglich der oben dargestellten Transporterfordernisse wird darauf hingewiesen, dass Ausbaumaßnahmen nicht zwingend unmittelbar an der Stelle des Netzengpasses erfolgen müssen, sondern eine Entlastung im vermaschten Netz insbesondere auch durch Ringschlüsse oder auf Parallelzweigen herbeigeführt werden kann.

Abbildung 63 stellt die Belastungen in der Netzebene 1 (Höchstspannung) im Jahr 2040 unter Einsatz der nach 2030 angenommenen Flexibilitätsoptionen dar. Das angenommene Basisnetz ist Abbildung 61 zu entnehmen. Dabei zeigt sich, dass die bis 2040 steigende Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, insbesondere aus Photovoltaik und Windkraft, zu höheren Lastflüssen in den bereits für das Jahr 2030 identifizierten Bottlenecks führt. Die erhöhten Transportbedarfe im Stromnetz in den Ost-West und Nord-Süd Verbindungen erhöhen sich also bis zum Jahr 2040 noch weiter. Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 4.5 Flexibilitätsoptionen im Bereich Power-to-Gas, Power-to-Heat und Batteriespeicher ergeben sich zwar punktuelle Entlastungen, die jedoch nicht zu einer grundlegenden Veränderung der festgestellten Bottlenecks führen

Abbildung 61: Berücksichtigtes Stromnetz inklusive bekannter Ausbauprojekte bis 2040; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

### Stromnetzauslastung im Netzausbau 2030 ohne Flexibilitätsoptionen



### Stromnetzauslastung im Netzausbau 2030 mit Flexibilitätsoptionen

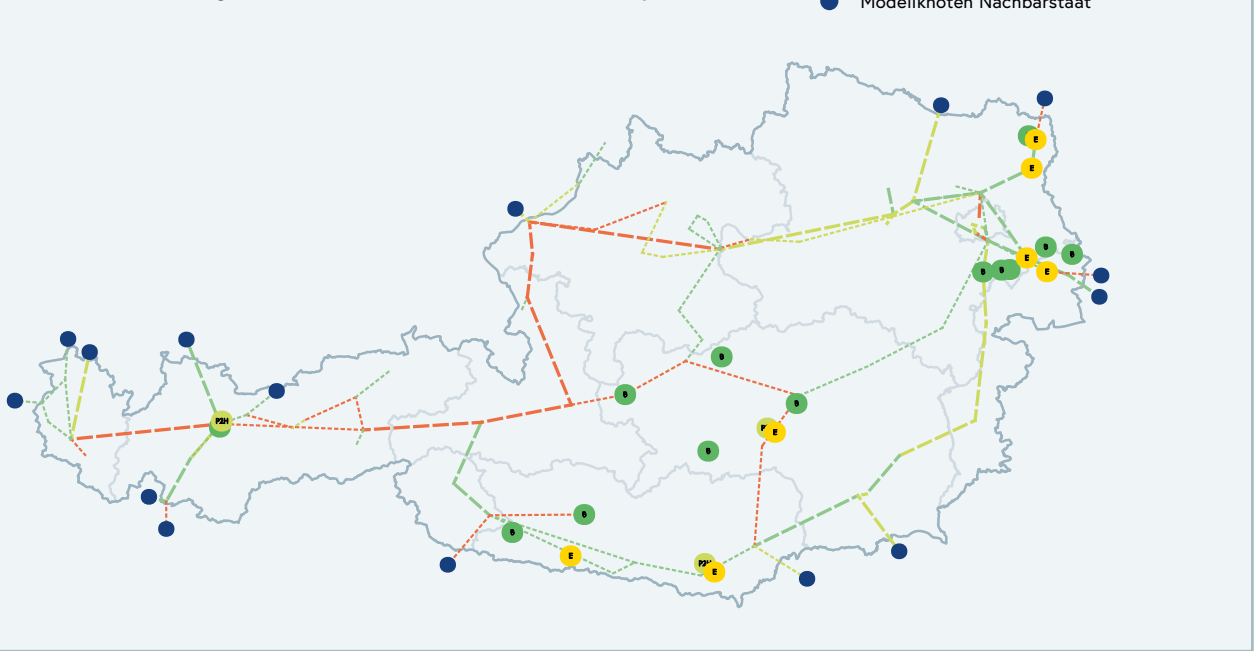


Abbildung 62: Modellerte Stromnetzauslastungen im Netzausbau 2030 ohne (oben) bzw. mit (unten) zusätzlichen Flexibilitätsoptionen im Betrachtungsjahr 2030; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023.

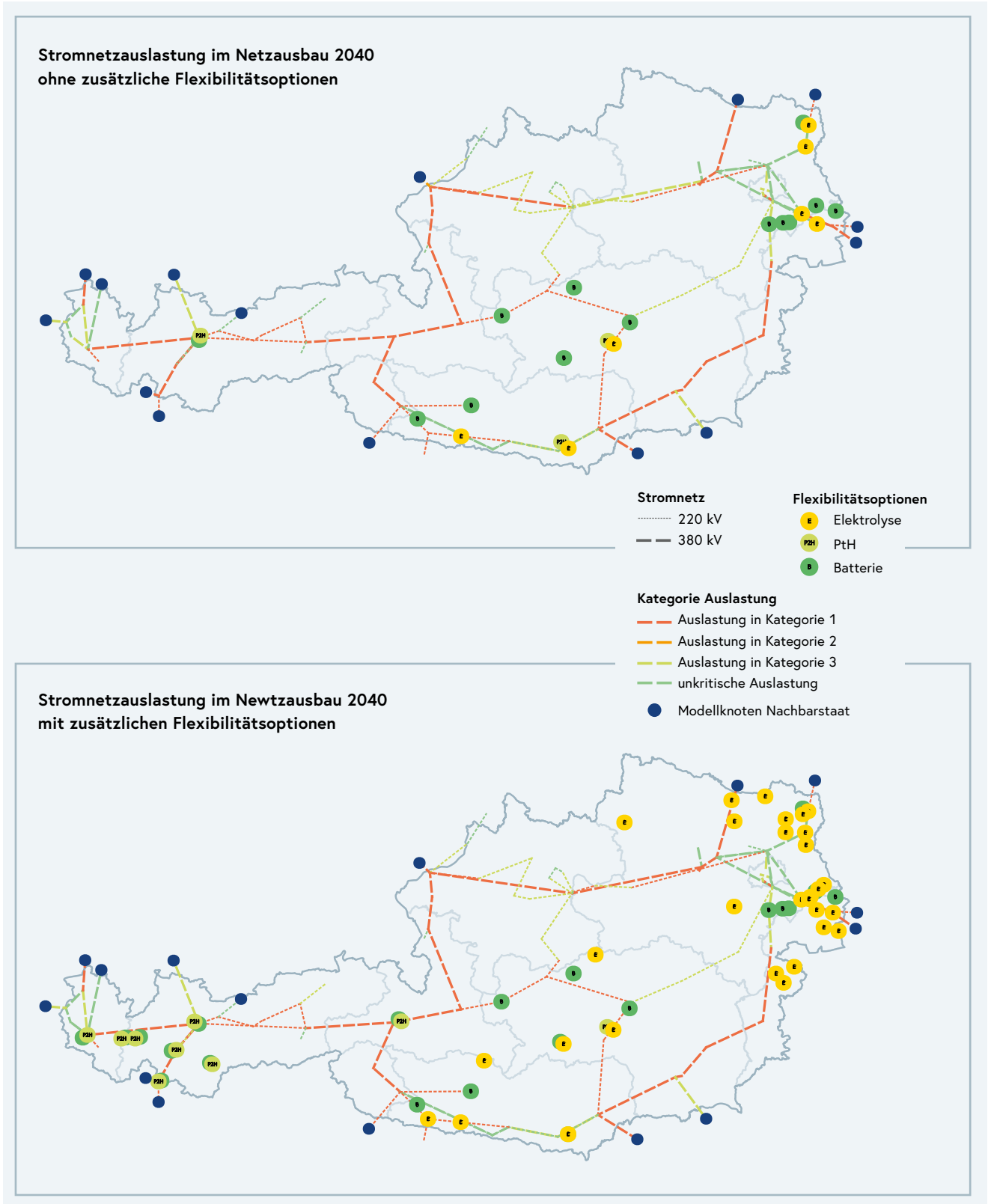


Abbildung 63: Modellierter Stromnetzauslastungen im Netzausbau 2040 ohne (oben) bzw. mit (unten) zusätzlichen Flexibilitätsoptionen im Betrachtungsjahr 2040; Bild: (Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023)

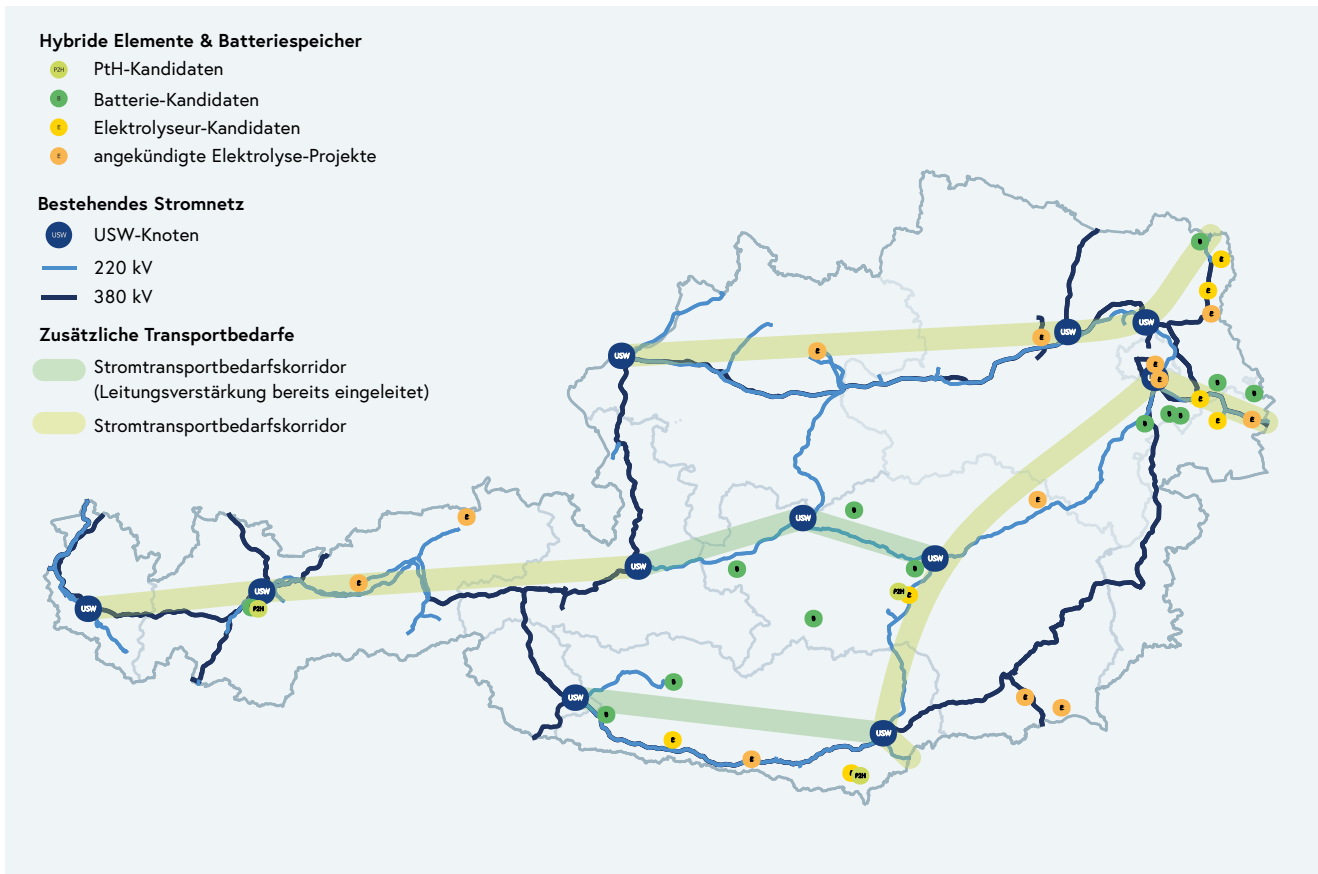


Abbildung 64:  
Identifizierte Transportbedarfskorridore im Stromnetz;  
Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben;  
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

(Abbildung 63 (unten)). Durch den punktuellen Einsatz sektorkoppelnder flexibler Elemente (Power-to-Gas, Power-to-Heat) kommt es vereinzelt sogar zu höheren Lastflüssen bei Leitungen, welche zuvor noch eine geringere Belastung aufwiesen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass 2040 die für eine gesamtheitliche Netzentlastung benötigte Kapazität durch die erforderliche ausgleichende Stromerzeugung an einem anderen Punkt in einem stark belasteten Stromnetz nicht mehr gegeben ist. Bei der Analyse wurden nur die in Abbildung 61) dargestellten Ausbaumaßnahmen berücksichtigt aber keine darüber hinausgehende Verstärkung.

Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 4.5 beschriebenen Möglichkeiten zur Netzentlastung durch Sektorkopplung und zusätzlichen punktuellen Flexibilitäten zeigen sich die in Abbildung 64 dargestellten Transportbedarfskorridore. Diese ergeben sich aus dem Bedarf, durch ein auf der Hoch- und Höchstspannungsebene vermaschtes Netz zusätzliche Resilienz im System zu erreichen. Diese decken sich, trotz stark divergierender Mengengerüste, mit den Ergebnissen der Netzanalysen der APG (vgl. 5.1.1). In den in Abbildung 64 dunkel grün hervorgehobenen Bereichen – d.s. Umspannwerk (UW) Hesenberg nach UW Weißenbach, UW Obersielach nach UW Lienz sowie UW Pongau nach UW Weißenbach – wurden durch die APG mit Stand Juni 2023 bereits Maßnahmen zur Leitungsverstärkung (z. B. Generalerneuerung oder Spannungsumstellung) eingeleitet. Die genannten Abschnitte scheinen in den derzeit geltenden Netzentwicklungsplänen

auf, sollen aber erst nach 2030 fertiggestellt werden. Daher wurden diese geplanten Leitungsumstellungen nicht in das modellierte Basisnetz ein. Aus der NIP-Modellierung, welche auf anderen Erzeugungs- und Verbrauchsannahme als die der APG beruht, wurden für diese Leitungsabschnitte ebenfalls Transporterfordernisse identifiziert.

Die anhand der Transportbedarfskorridore dargestellte Lösung der identifizierten Netzengpässe basiert auf dem Ausbau bestehender Übertragungskorridore im Bereich UW Südost über UW Hessenberg nach UW Tauern sowie UW Hessenberg nach UW Obersielach und der Verstärkung der 220-kV-Kapazitäten in Kärnten. Im Bereich der Zentralalpen ermöglichen gesteigerte Transportkapazitäten die effiziente Einbindung der Pumpspeicherkapazitäten im europäischen Stromnetzverbund, welche in einem gänzlich erneuerbaren Stromsystem eine wichtige Rolle haben. Die Bewertung der Umsetzung von Lösung innerhalb dieser Transportbedarfskorridore ist nicht Bestandteil vorliegender Analysen, sondern Aufgabe der Planung des Übertragungsnetzbetreibers und der Netzbetriebsführung.

## 4.8 Gasnetz (Methan und Wasserstoff)

Für die Betrachtung des Gasnetzes werden die Energieträger Methan und Wasserstoff gemeinsam diskutiert, da in den Szenarioannahmen der Methanbedarf zu großen Teilen durch Wasserstoff ersetzt wird und die Entwicklungen der jeweils notwendigen Leitungsinfrastrukturen voneinander abhängen. Eine nähere Methoden-Beschreibung ist (Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz; Österr. Wirtschaftsforschungsinstitut, 2023) zu entnehmen. Für Längen und Durchmesser internationaler Übertragungsleitungen wird auf vom Marktgebietsmanager Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) veröffentlichte Darstellungen zurückgegriffen. Das Pipeline-Routing, die Längen der nationalen Fernleitungsnetze sowie der Netzebenen 1 und 2 wurden aus (E-Control, 2022) übernommen. Weitere technische Parameter wurden mithilfe von statistischen Daten der (E-Control, 2022a) bestimmt oder aus Vorprojekten übernommen (Greiml, et al., 2020).

Für das in der Modellierung angenommene Basisnetz im Gassektor 2030 (vgl. Abbildung 65) werden die Informationen über bereits bestehende Leitungen (AGGM, 2021) (E-Control, 2022) um geplante Projekte aus dem koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) (AGGM, GCA u. TAG, 2023) und der langfristigen und integrierten Planung (LFiP) bis inkl. 2022 (AGGM, 2023) ergänzt. Weiters fließen Wasserstoffvorhaben entlang der internationalen Übertragungsleitungen TAG, WAG und Penta-West, die Speicheranbindung in Puchkirchen/OÖ sowie der „H<sub>2</sub>-Collector Ost“<sup>8</sup> als gegeben ein, welche in

---

8 Beim „H<sub>2</sub>-Collector Ost“ handelt es sich um einen geplanten Neubau einer Leitung, mittels welcher Wasserstoff zwischen Zurndorf im Burgenland und Wien Simmering transportiert werden soll. Das Projekt ist erstmalig in der langfristigen und integrierten Planung 2022 enthalten (LFiP 2022).

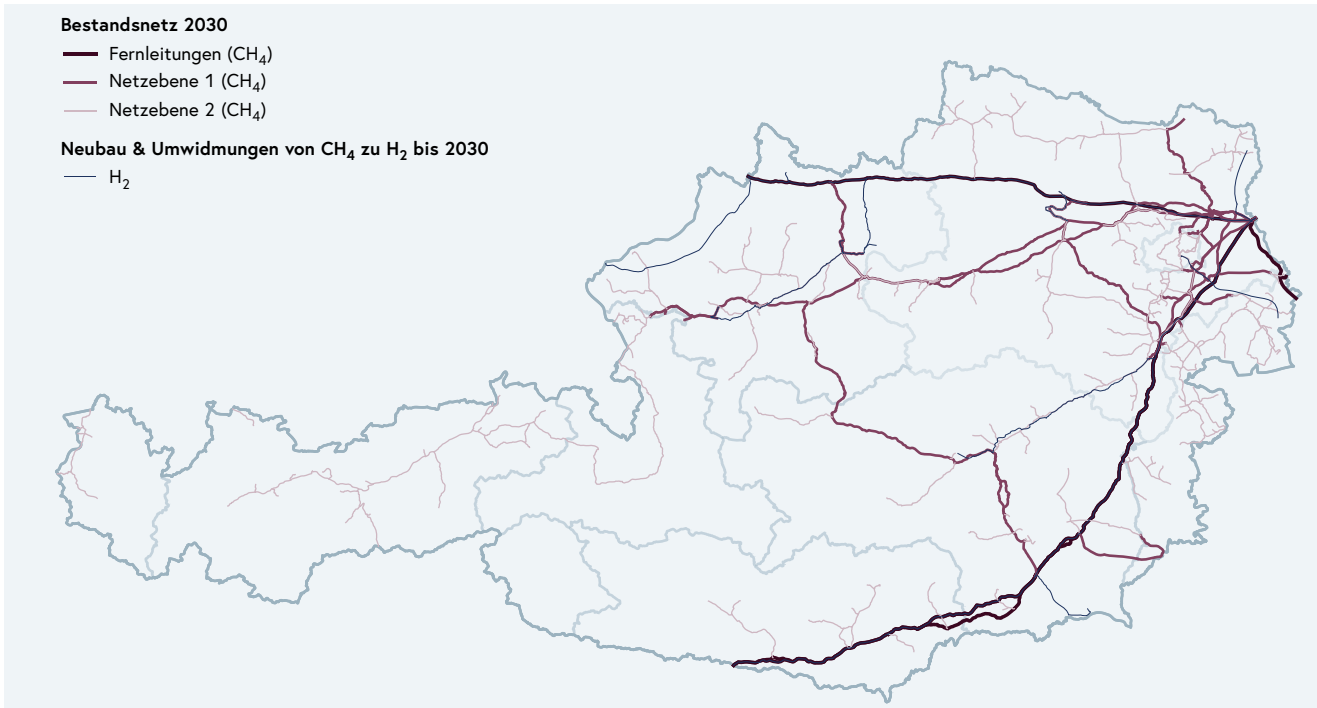


Abbildung 65: Methannetz 2030; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023.

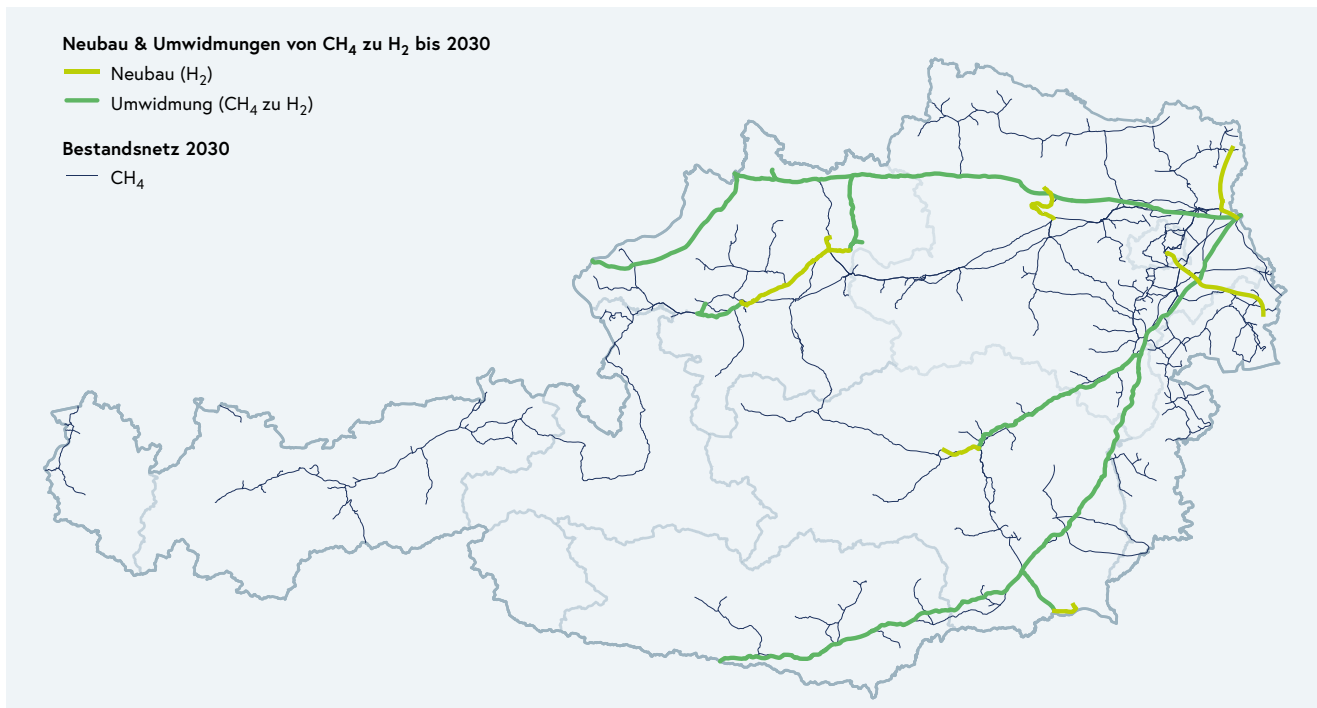


Abbildung 66: Wasserstoffnetz 2030; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023.

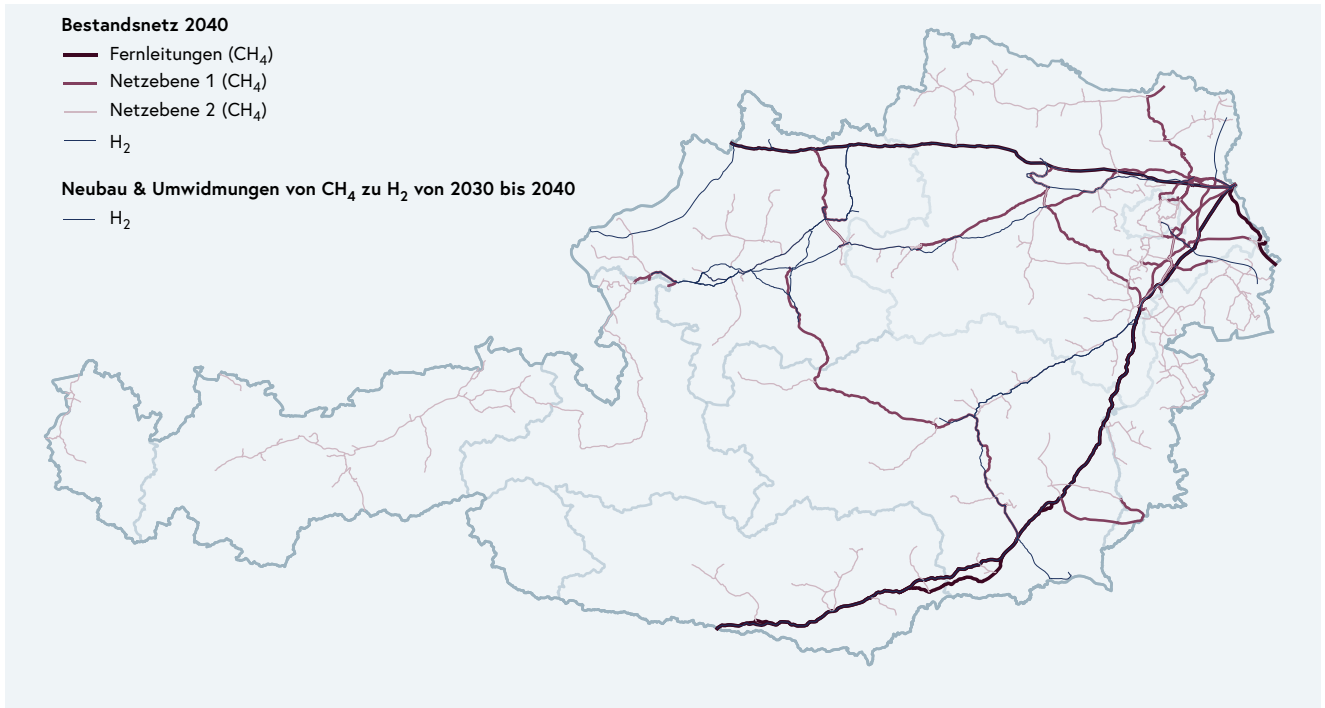


Abbildung 67: Gasnetz 2040 inklusive berücksichtigte Umwidmungen und Neubauten für Wasserstoff-Transport; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023.

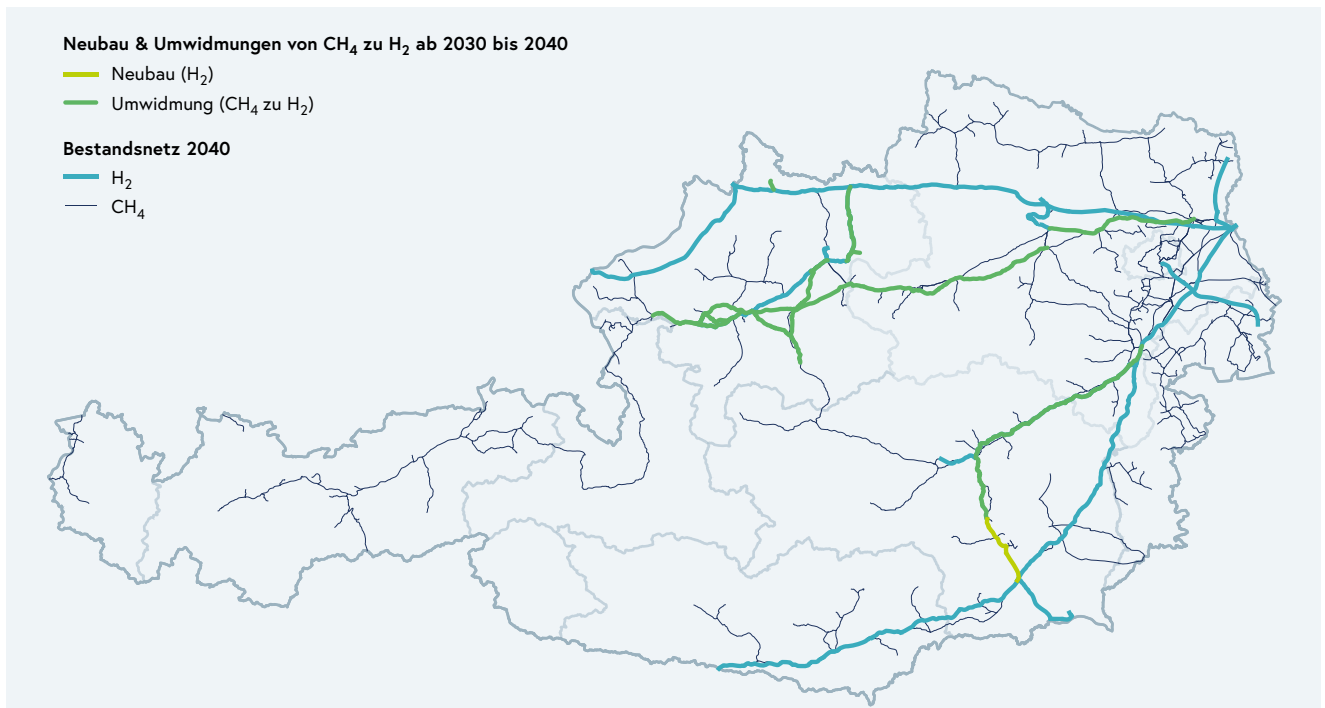


Abbildung 68: Wasserstoffnetz 2040; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

der LFiP 2022 enthalten sind (AGGM, 2023). Weitere Projekte der LFiP 2022, die im Rahmen der H<sub>2</sub> Roadmap für Österreich durch AGGM vorgestellt wurden, werden nicht auf dieselbe Art vorausgesetzt, sondern müssen aufgrund des sich im Vergleich zu den Annahmen der AGGM stark unterscheidenden des Szenario-Mengengerüsts auf deren Nutzen hin untersucht werden. Für diese Evaluierung werden neben den verorteten Wasserstoffbedarfen auch die angekündigten Elektrolyse-Projekte (vgl. Kapitel 4.4.3) berücksichtigt. Daraus ergibt sich das zukünftige Wasserstoff in Abbildung 66.

Für das Jahr 2040 wird angenommen, dass 10,7 TWh Biomethan aus österreichischen Erzeugungsanlagen in das Gasnetz eingespeist wird. Der Großteil des verbleibenden Gasbedarfs im Jahr 2040 wird gemäß Transition-Szenario durch Wasserstoff gedeckt. Um übermäßige Investitionen in Leitungsneubau möglichst zu beschränken, wird in Regionen ohne bestehende Parallelstrukturen von Leitungen ein ausschließlicher Methantransport angenommen. In anderen Regionen können bereits vorhandene Parallelstrukturen, welche im heutigen Erdgasnetz bestehen, verwendet werden, um diese Regionen sowohl mit Wasserstoff als auch mit Methan zu versorgen. So können einerseits inländische Biomethanpotenziale realisiert und andererseits möglichst rasch die bundesweite Deckung des Bedarfs an Wasserstoff sichergestellt werden. Ein Großteil der bestehenden Struktur des Methanetzes – insbesondere in Westösterreich – wird in Zukunft dazu benötigt werden, um die nationalen Biomethanpotenziale erschließen zu können. Abbildung 67 stellt die resultierende Gasinfrastruktur im Jahr 2040 dar. In Abbildung 68 werden die notwendigen Umwidmungen und Neubauten für die Wasserstoffinfrastruktur 2040 dargestellt.



# 5 Ergebnisdarstellung und -diskussion

## 5.1 Ergebnisvergleich

Die österreichische Bundesregierung hat sich die Klimaneutralität bis 2040 als Ziel gesetzt. Der NIP untersucht die dazu notwendige Infrastruktur des Strom-Übertragungsnetzes sowie des Gas-Fernleitungsnetzes und den Netzebenen 1 und 2 erstmals integriert. Dieser verschränkte Planungsansatz soll die Erreichung der Klimaneutralität unterstützen und vorantreiben.

Die Ergebnisse des NIP zeigen hohe zusätzliche Transportbedarfe in der österreichischen Stromübertragungsnetzinfrastruktur sowie die Notwendigkeit zum Umbau des Gas-Fernleitungsnetzes und der Netzebenen 1 und 2. Wesentliche Grundlage zur Ableitung dieser zukünftigen Anforderungen an die Netzinfrastruktur sind die angenommenen Energiemengengerüste für Strom und Gas des in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Transition Szenarios. Zur besseren Einordnung der Ergebnisse aus Kapitel 4, werden in diesem Kapitel die Energiemengengerüste und Netzplanungen der Übertragungsnetzbetreiber und des Marktgebietsmanagers sowie die Ergebnisse aus zwei Forschungsprojekten („InfraTrans2040 – Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich“; Studie über die „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich 2040“) dargestellt und mit jenen des NIP verglichen. In den angeführten Projekten wurden die zukünftigen Anforderungen an das Strom- bzw. Gasnetz bis 2030 und 2040 wissenschaftlich untersucht, während von APG und AGGM die Analysen unter netzbetrieblichen Gesichtspunkten durchgeführt werden.

### 5.1.1 Planungen der APG

Die Netzplanungen des Übertragungsnetzbetreibers APG basieren auf unterschiedlichen Szenarien. Die Energiemengengerüste dieser Szenarien unterscheiden sich zum Teil deutlich voneinander hinsichtlich der angenommenen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich und in Europa und der untersuchten Zeithorizonte. Ziel der Szenarienbildung ist es, möglichst robuste Aussagen zur Netzplanung zu gewinnen. Abbildung 69 zeigt die Energiemengengerüste der unterschiedlichen Szenarien für die Netzplanung der APG. Das Hauptszenario bildet das Szenario National Trends für die Jahre 2025, 2030 und 2040 (NT2025/NT2030/NT2040). Bis 2030 sind in diesem Szenario die österreichischen Ausbauziele an erneuerbarer Stromerzeugung von zusätzlich 27 TWh berücksichtigt. Das Ziel der Klimaneutralität bis 2040 ist in keinem der Szenarien hinterlegt, da diese im Jahr 2018 – 2020 entwickelt wurden. Die weiteren Szenarien, namentlich Distributed Energy (DE), Global Ambition (GA) und Current Trends (CT) werden ebenfalls in Abbildung 69 dargestellt.

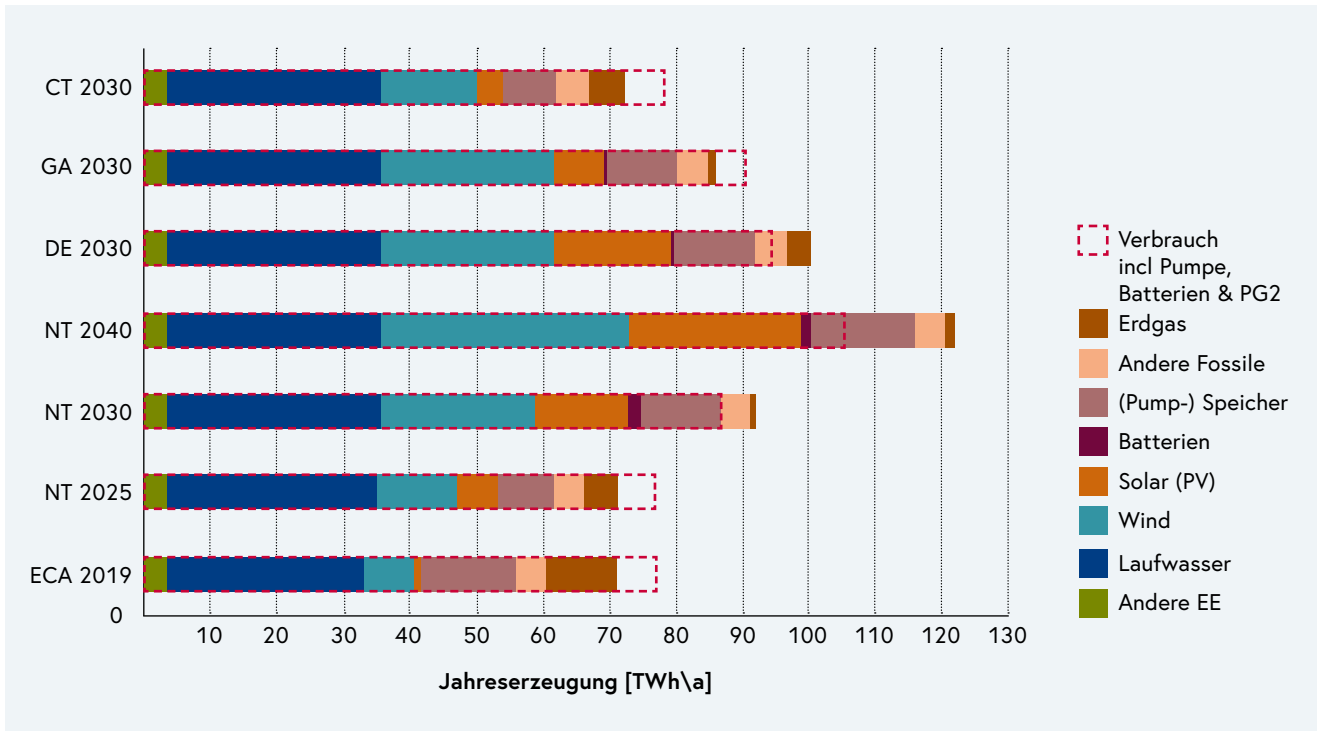
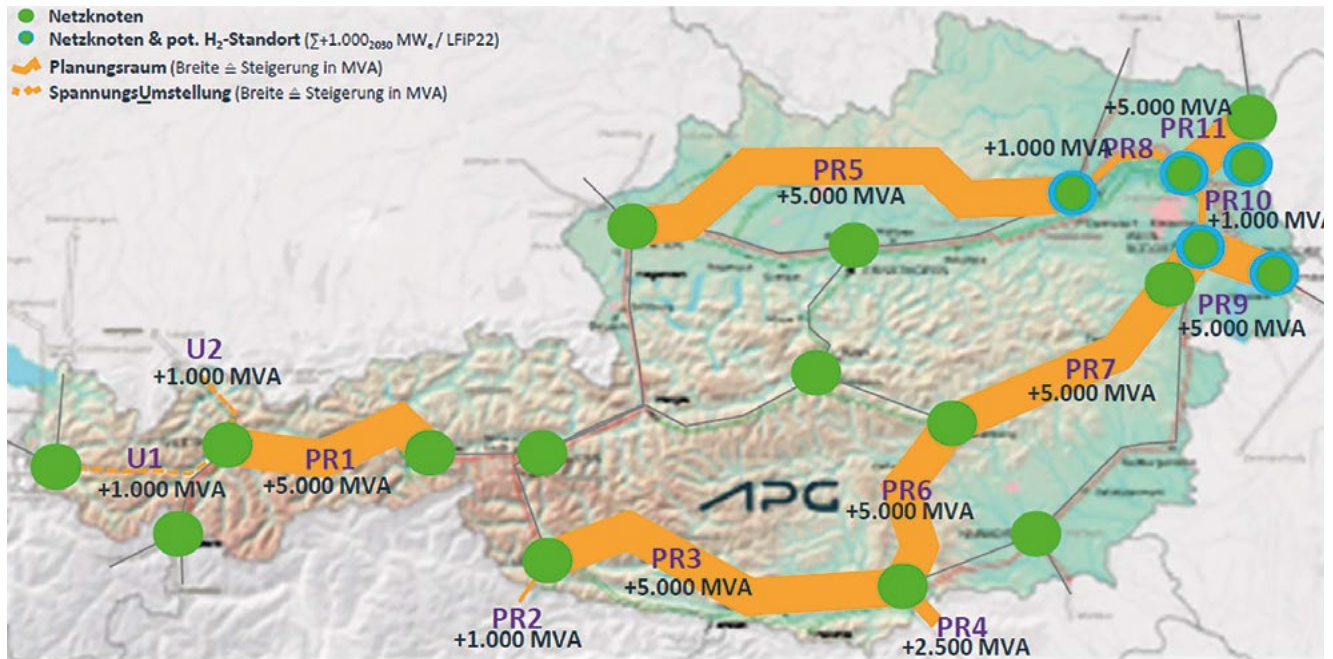


Abbildung 69:  
Stromerzeugung und -bedarf  
in den unterschiedlichen  
Szenarien des TYNDP 2020,  
Bild: APG, 2021c

Im Vergleich zeigen die Szenarien GA2030, DE2030 und NT2030 im Jahr 2030 ein ähnliches Bild für den Strombedarf. Dieser liegt zwischen circa 86 TWh und rund 94 TWh; lediglich im Szenario CT2030 fällt er unter 80 TWh. Bis 2040 steigt der Strombedarf im Szenario NT2040 auf rund 110 TWh. Für die Modellierungen im NIP beläuft sich der angenommene Strombedarf 2030 auf rund 90 TWh und 2040 auf rund 118 TWh. Somit liegt dieser für 2030 innerhalb des APG-Szenario Rahmens und 2040 circa 7 Prozent über dem Wert im Szenario NT2040.

Im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung ergeben sich 2030 die deutlichsten Unterschiede für PV und Windkraft. Im Szenario DE2030, welches verstärkt eine dezentrale PV-Erzeugung annimmt, zeigt sich eine daraus resultierende höhere PV-Erzeugung gegenüber anderen Szenarien bis 2030. Die Stromerzeugung aus PV von rund 18 TWh wird in der NIP-Modellierung bis 2030 mit rund 21 TWh übertroffen. Das Szenario DE2030 nimmt eine Stromerzeugung von rund 25 TWh aus Windkraft bis 2030 an, während in der NIP-Modellierung rund 21 TWh hinterlegt sind.

Für das Jahr 2040 ergeben sich größere Unterschiede zwischen dem Szenario NT2040 und den NIP-Annahmen. Dies gilt insbesondere für die Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen. Für das Szenario NT2040 werden 2040 mehr als 35 TWh Stromerzeugung aus Windkraft und rund 25 TWh aus PV angenommen. In der NIP-Modellierung sind 2040 29 TWh Stromerzeugung aus Windkraftanlagen und 41 TWh aus PV hinterlegt. Diese Abweichung ist u. a. darauf zurückzuführen, dass in den NIP-Simulationen die Klimaneutralität bis 2040 bereits berücksichtigt wurde, während eine solche Annahme im Szenario NT2040 nicht enthalten ist.



Aus der betrieblichen Planung der APG (Abbildung 70) bis zum Jahr 2033 ergeben sich ähnliche Planungskorridore für den Aus- und Umbau des Übertragungsnetzes wie in der NIP-Modellierung. Abweichungen bei den Leitungsverbindungen zwischen dem Salzburger Pongau und der Obersteiermark bzw. dem Tiroler Unterland sind auf verschiedene Herangehensweisen in der Berechnung zurückzuführen. Im NIP wurde ein integrierter Planungsansatz gewählt, während die Planungen der APG auf einem betrieblichen Planungsansatz (ohne z. B. energieträgerübergreifende Analysen jedoch mit weiteren Netzplanungsaspekten (z. B. (n-1)-Kriterium) beruhen). In dem für die NIP-Modellierung angenommenem Basisnetz 2030 (vgl. Abbildung 61) wurde die Verstärkung des in Abbildung 70 dargestellte Planungsraum 2 (Verbindung Lienz an die italienische Grenze) bereits als gegeben angenommen, da es sich hierbei um ein Projekt aus dem NIP 2021 (vgl. NEP 21: Projekt 19-3) handelt, welches vor 2030 fertiggestellt werden soll. Der Planungsraum 2 ist derzeit Kandidat auf der sechsten PCI – Liste (Project of Common Interest gemäß TEN-E VO (EU) 2022/869) der Europäischen Kommission. Daher wird dieser Planungsraum in die identifizierten Strom-Transporterfordernisse des NIP (vgl. Abbildung 78) mit aufgenommen.

Auch die angenommenen Energiemengengerüste (auf nationaler wie auch europäischer Ebene) und deren regionale und zeitliche Auflösung der APG mit den Annahmen des NIP. In Summe zeigt sich jedoch, dass sowohl der integrierte Planungsansatz der NIP-Berechnung als auch der betriebliche Planungsansatz der APG bei der Planung des Strom-Übertragungsnetzes zu sehr ähnlichen Ergebnissen führen.

### 5.1.2 Planungen der AGGM

In der langfristigen und integrierten Planung (LFiP) 2022 beschreibt die AGGM den von ihr mittels Abfragen bei Netzbetreibern ermittelten Gasbedarf bis 2050 (Abbildung 71). Die AGGM rechnet mit einem deutlich steigenden Wasserstoffbedarf und einem Rück-

Abbildung 70:  
Identifizierte Planungs-  
korridore bis 2033 der APG;  
Bild: APG, 2023a

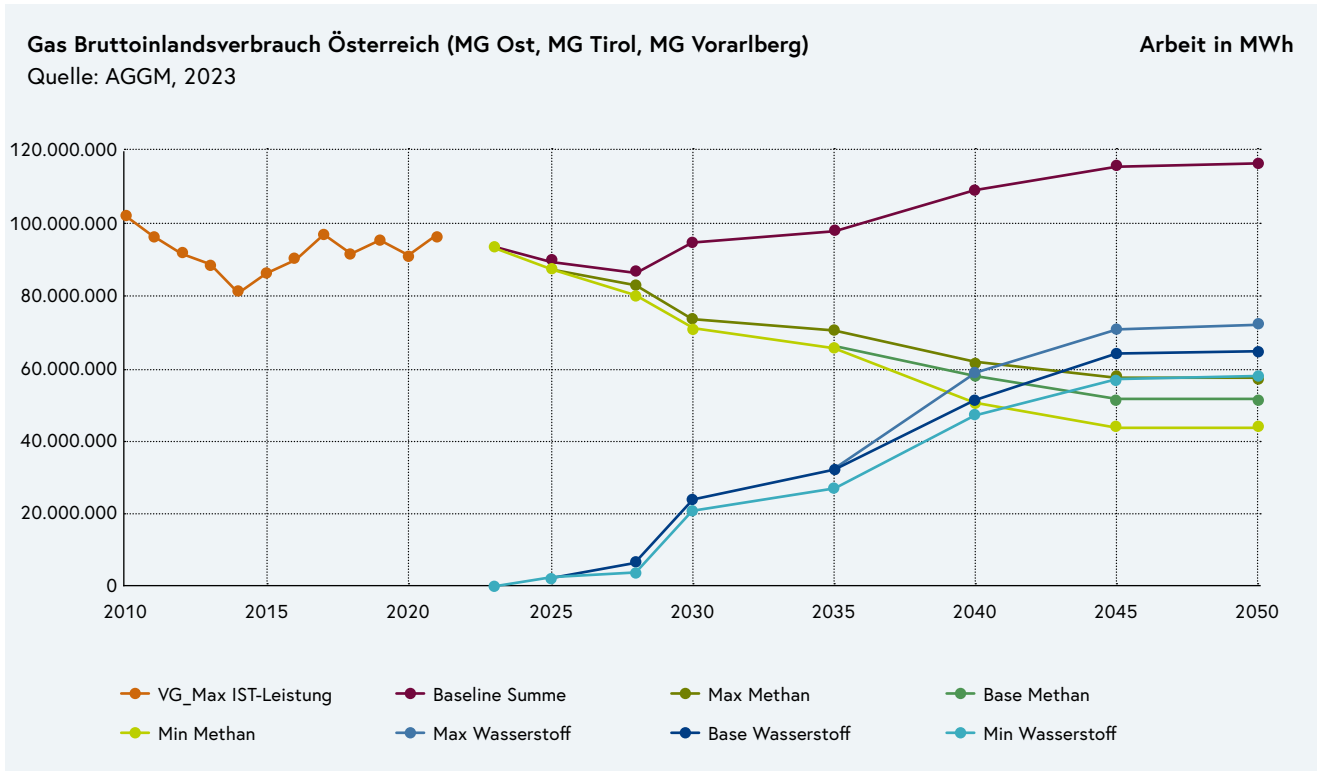
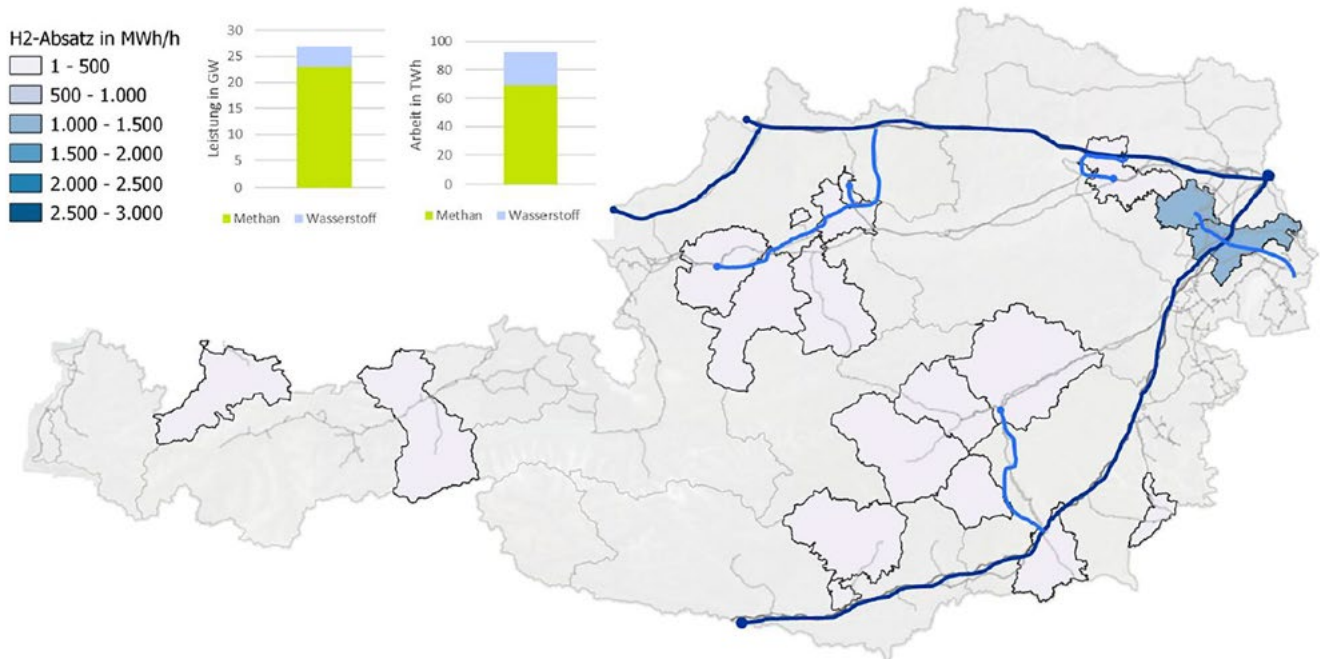


Abbildung 71:  
 Gasverbrauch Österreich  
 2010-2050 (Marktgebiet  
 (MG) Ost, MG (Tirol), MG  
 (Vorarlberg); Bild: AGGM,  
 2023

gang des Methanbedarfs. Gemäß der Einschätzung der AGGM sinkt bis 2040 der Methanbedarf auf rund 60 TWh, während sich der Wasserstoffbedarf auf knapp 50 TWh erhöht. Insgesamt steigt der Bedarf an gasförmigen Energieträgern bis 2030 auf rund 100 TWh, bis 2040 erhöht sich dieser weiter auf knapp unter 110 TWh. In den Berechnungen des NIP belaufen sich die nachgefragten Wasserstoffmengen bis 2040 auf knapp unter 40 TWh und liegen damit rund 10 TWh unter den Erwartungen der AGGM. Deutlichere Unterschiede ergeben sich beim Methanverbrauch: während in den Modellierungen des NIP 2040 noch knapp 11 TWh Methan verbraucht werden, weist die AGGM diesen Verbrauch mit knapp 60 TWh aus. Ein wesentlicher Grund für diesen Unterschied liegt in den dem Transition Szenario zugrundeliegenden Annahmen. Im Transition Szenario wird die Erreichung der Klimaneutralität durch Maßnahmen im Bereich Suffizienz und Effizienz sowie eine deutlich stärkere Elektrifizierung angenommen, weshalb sich die Nachfrage nach Methan verringert.

Die AGGM rechnet bis 2040 mit einer Aufbringung von rund 15 TWh an national produziertem Biomethan aus Biogas, rund 25 TWh an national produziertem Biomethan aus Holzgas und circa 25 TWh an national produziertem erneuerbaren Wasserstoff. Weiters erwartet die AGGM im Jahr 2040 Importe im Ausmaß von 18 TWh Biomethan 26 TWh Wasserstoff. Diese Annahmen weichen jedoch insbesondere beim Biomethan erheblich von den Einschätzungen der Netzbetreiber für die nationale Aufbringung von Biomethan und Wasserstoff ab. Denn die Netzbetreiber gehen laut LFIP 2022 von einer Einspeisung an Biomethan bis 2040 im Ausmaß von nur rund 5 TWh aus. Nach deren Einschätzung könnten sich die Mengen an national erzeugtem Wasserstoff bis 2040 auf rund 40 TWh



belaufen (AGGM, 2023). Im NIP werden eine nationale Biomethanproduktion von 11 TWh und eine nationale Wasserstoffproduktion von ca. 11 TWh im Jahr 2040 angenommen. Dazu ist anzuführen, dass die im NIP angenommenen Biomethanmengen ausschließlich auf biogenen Substraten basieren und keine Holzvergasung berücksichtigt wurde.

Trotz der zum Teil markanten Unterschiede in den hinterlegten Mengengerüsten zeigt ein Vergleich der Infrastruktur-Ergebnisse des NIP mit den betrieblichen Planungen der AGGM für das Jahr 2030 weitgehende Übereinstimmung (Abbildung 72). Abweichungen ergeben sich bei geplanten Wasserstoffleitungen zur Versorgung der Stahlindustrie in Donawitz/Steiermark, sowie in der Leitungsverbindung von Graz in Richtung Slowenien. Diese Unterschiede sind darauf zurückzuführen, dass in den Berechnungen des NIP zusätzliche Elektrolyseprojekte berücksichtigt wurden. Durch die Einbindung dieser geplanten Elektrolyseure verändert sich auch die Trassenführung des Fernleitungsnetzes bzw. der Netzebenen 1 und 2.

### 5.1.3 Studienergebnisse Strom

In dem Forschungsprojekt „InfraTrans2040 – Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich“ (InfraTrans2040) wird der Strombedarf 2030 und 2040 mittels drei verschiedener Szenarien ermittelt. Der Strombedarf nach Sektoren 2030 und 2040 aus dem Projekt InfraTrans2040 ist in Abbildung 73 – exklusive Netzverluste, Bahnstrom und Strom für Offroad-Verkehr) dargestellt. Die Energiemengengerüste des Szenario „With additional measures“ (WAM), welches vom BMK 2019 beauftragt wurde und des Szenario Energieeffizienz (EEff), welches auf einer Kurzstudie zum Energieeffizienzgesetz aus dem Jahr 2021 basiert, entstammen Berechnungen des UBA.

Abbildung 72: Planungen AGGM für die Wasserstoffinfrastruktur bis 2030; Bild: AGGM, 2023

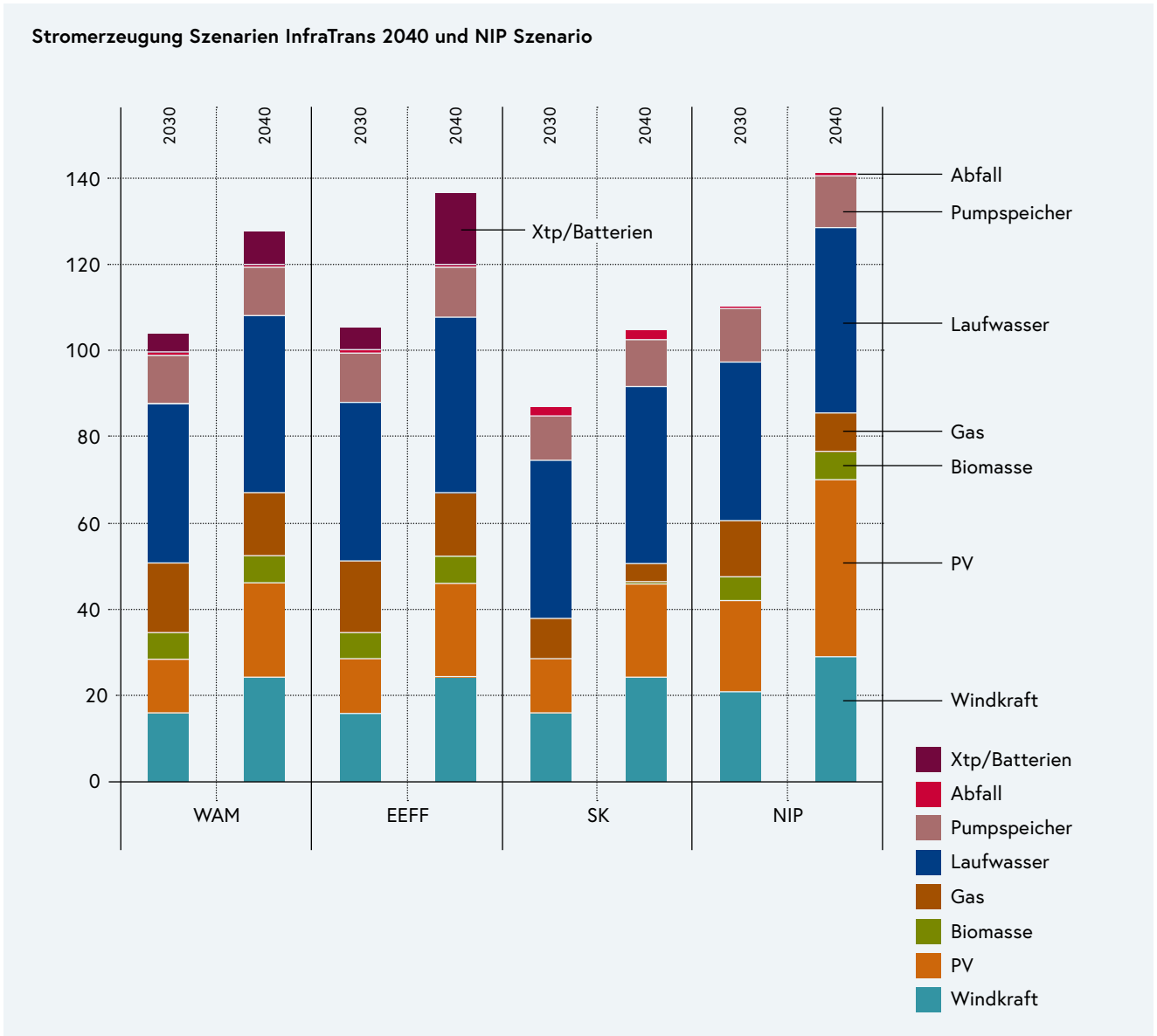
Strombedarf Szenarien InfraTrans 2040 und NIP Szenario



Abbildung 73: Strombedarf der Szenarien InfraTrans2040; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz; Österr. Wirtschaftsforschungsinstitut, 2023

Die Energiemengengerüste des Szenario Sektorkopplung sind Ergebnis von Berechnungen im Rahmen des Projekts InfraTrans2040. Das Energiemengengerüst im Szenario Sektorkopplung leitet sich durch eine exergiebasierte Analyse<sup>9</sup> der in Österreich nachgefragten Energieanwendungen aus dem Szenario WAM2019 ab. Verglichen mit den Berechnungen für den NIP zeigen sich deutliche Unterschiede im Gesamtstrombedarf. Sowohl 2030 als auch 2040 werden im NIP höhere Strombedarfe als in den Vergleichsszenarien angenommen. Begründet wird dies mit zuvor beschriebenen Annahmen zu Suffizienz, Effizienz und einer forcierten Elektrifizierung im Transition-Szenario. Dadurch sinkt der gesamte Methanbedarf bis 2040 auf 10,7 TWh.

9 Exergie ist ein Maß für die Menge an Arbeit, die aus einem thermodynamischen System gewonnen werden kann.



Ähnlich dem WAM Szenario, jedoch deutlich ausgeprägter als in den übrigen Szenarien, wurde für den NIP eine starke Elektrifizierung der Industrie bis 2030 und 2040 angenommen. Der Einsatz elektrischer Energie im Verkehrssektor bewegt sich im Jahr 2040 in den Szenarien Energieeffizienz, Sektorkopplung und NIP in ähnlichen Größenordnungen. Die eingesetzten Strommengen zur Herstellung von Wasserstoff sind in allen Szenarien ähnlich. Eine weitere Analyse von Oesterreichs Energie (Oesterreichs Energie, 2022), erwartet bis 2040 einen nochmals deutlich höheren Strombedarf im Ausmaß von rund 140 TWh und liegt damit sogar weit über dem im NIP angenommenen Strombedarf.

Neben dem Strombedarf ist auch die Stromerzeugung in den verschiedenen InfraTrans-Szenarien für einen Vergleich der Ergebnisse von Bedeutung (Abbildung 74). Wesentliche Unterschiede in der Stromerzeugung zwischen allen Szenarien sind auf unterschiedlichen Annahmen zu den erzeugten Mengen an PV-Strom zurückzuführen. In

Abbildung 74: Stromerzeugung InfaTrans2040; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz; Österr. Wirtschaftsforschungsinstitut, 2023

Gasbedarf Szenarien InfraTrans 2040 und NIP Szenario

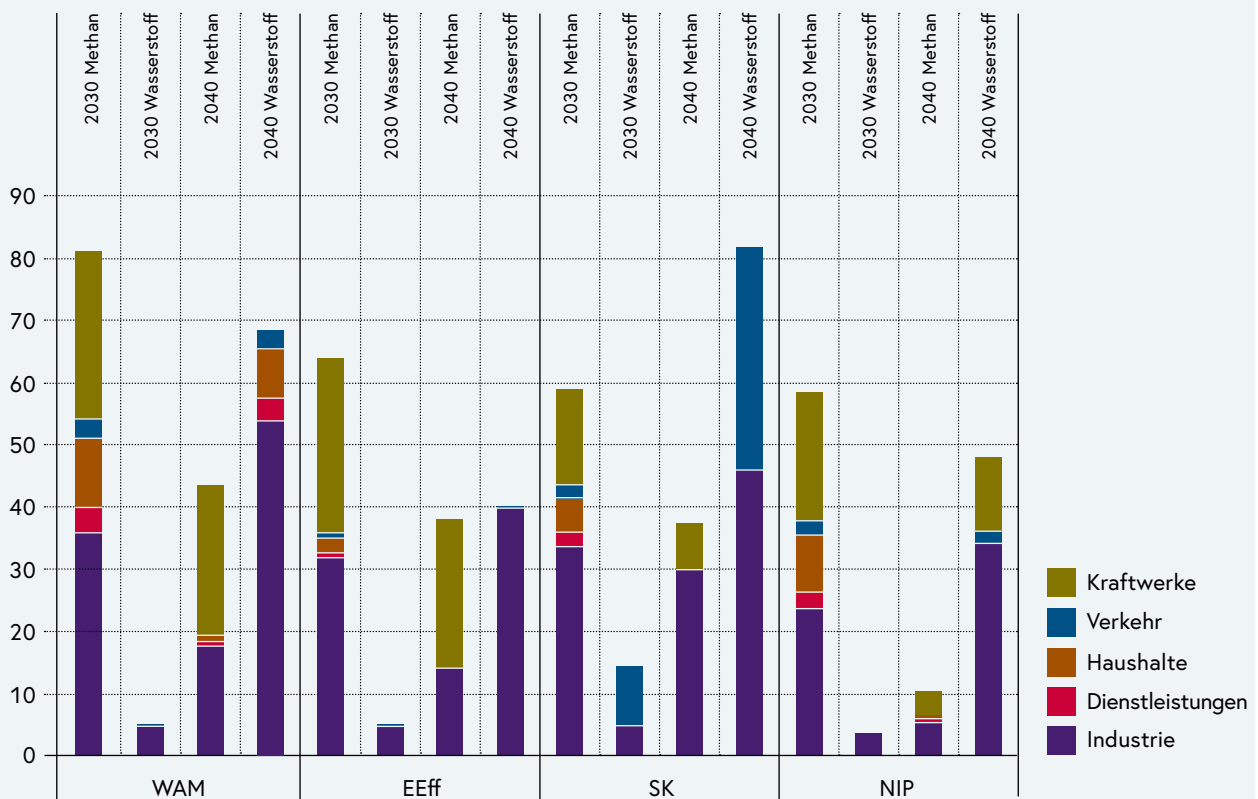


Abbildung 75:  
Gasbedarf InfraTrans2040,  
Bild: (Frontier Economics,  
TU Wien, 2023)

den Modellierungen des NIP steigt die PV Stromerzeugung basierend auf den Annahmen des Transition Szenario von 21 TWh im Jahr 2030 auf 41 TWh im Jahr 2040 an. Die Erzeugungsmengen aller anderen Technologien bewegen sich in sämtlichen Szenarien sowohl 2030 als auch 2040 in ähnlichen Größenordnungen. In dem Projekt InfraTrans2040 wird jedoch eine sich von der Herangehensweise im NIP unterscheidende Methodik in der Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung angewandt. Diese erfolgt auf Basis vorgegebener Ziel-Erzeugungswerte unter Berücksichtigung der in (Sejkora, C.; et al., 2022). Die in Abbildung 74 dargestellte Stromerzeugung aus Gas beinhaltet sowohl die Verstromung von Methan als auch von Wasserstoff.

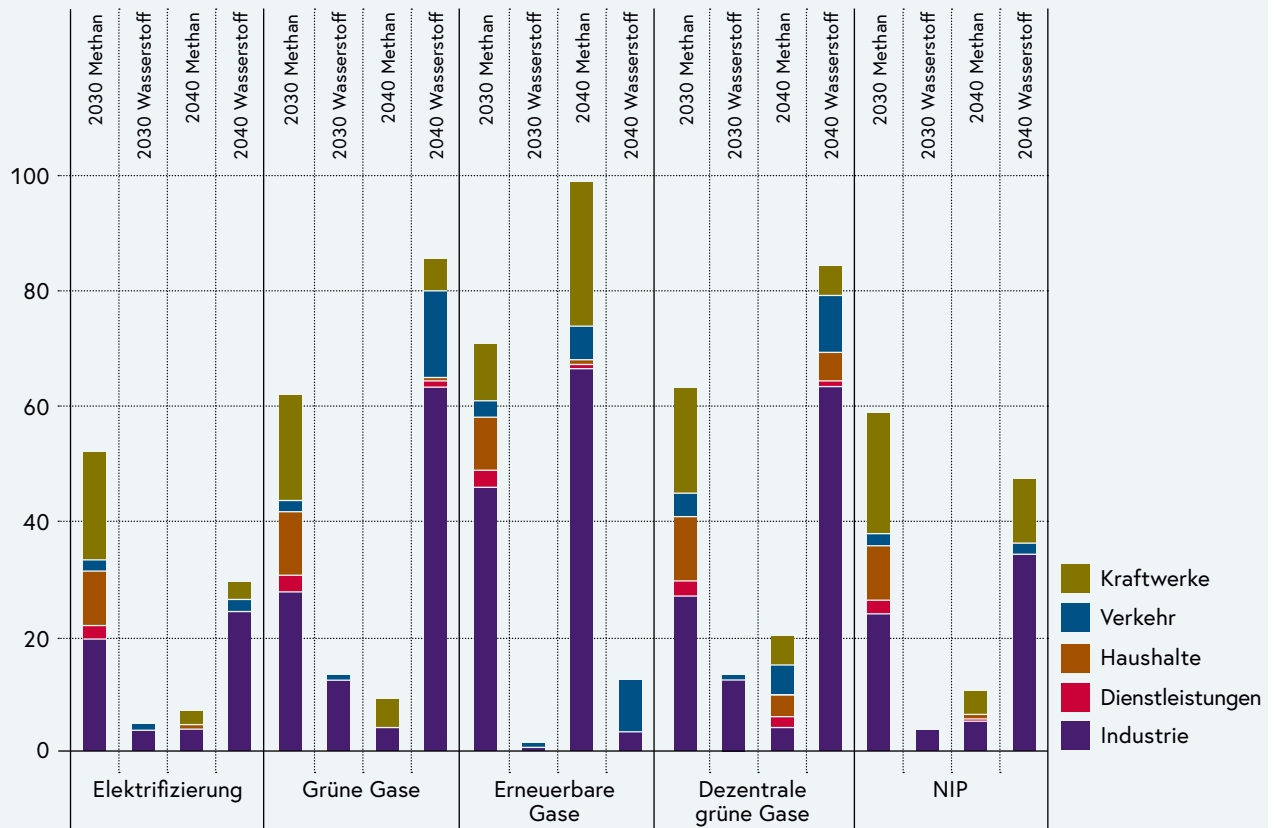
Laut den Analysen aus InfraTrans2040 sind die Stromtransportbedarfskorridore im Übertragungsnetz in allen Szenarien deckungsgleich mit den in 4.7 ermittelten Transportbedarfen, obwohl zum Teil deutlich andere Energiemengengerüste und eine ausschließlich auf den vorhandenen technischen Potentialen beruhende Verortung der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2030 und 2040 hinterlegt sind.

#### 5.1.4 Studienergebnisse Gas

Der Gasbedarf für 2030 und 2040 aus dem Projekt InfraTrans2040 wird in Abbildung 75 gezeigt. Die angenommenen Mengen an Methan und Wasserstoff werden differenziert



### Gasbedarf Szenarien GASI 2040 und NIP Szenario



nach Szenario, Jahr und Sektor dargestellt. Das WAM Szenario weist für 2030 mit ca. 82 TWh den höchsten Gasbedarf aller dargestellten Szenarien aus. Der Gasbedarf im Transition Szenario beläuft sich 2030 auf rund 59 TWh und kommt damit in einer ähnlichen Größenordnung wie die Szenarien EEff und SK zu liegen. Wasserstoff spielt 2030 mengenmäßig noch eine eher untergeordnete Rolle, lediglich im SK-Szenario wird Wasserstoff in der Industrie und auch im Verkehrssektor eingesetzt. Ausschlaggebend hierfür ist die im SK-Szenario angenommene Umstellung des Schwerverkehrs auf wasserstoffbasierte Antriebe. Zur Erreichung der Klimaneutralität 2040 kommt es im Transition-Szenario zu einem Wechsel von Methan hin zu Wasserstoff – die übrige Nachfrage nach Methan wird durch die heimische Produktion von Biomethan gedeckt.

Ganz allgemein wird in den angeführten Szenarien, ausgenommen im Szenario WAM, kein Wasserstoffeinsatz im Haushalts- und Dienstleistungssektor im Jahr 2040 angenommen. Wichtigster Verbraucher von Wasserstoff ist die Industrie gefolgt vom Wasserstoffeinsatz in Kraftwerken. Methan als Energieträger nimmt in den Berechnungen für den NIP 2040 eine weniger wichtige Rolle als in den anderen Szenarien ein. Dies ist insbesondere auf den deutlich geringeren Methaneinsatz in der Industrie und in

Abbildung 76:  
Gasbedarf GASI 2040;  
Quelle: Frontier Economics,  
TU Wien, 2023

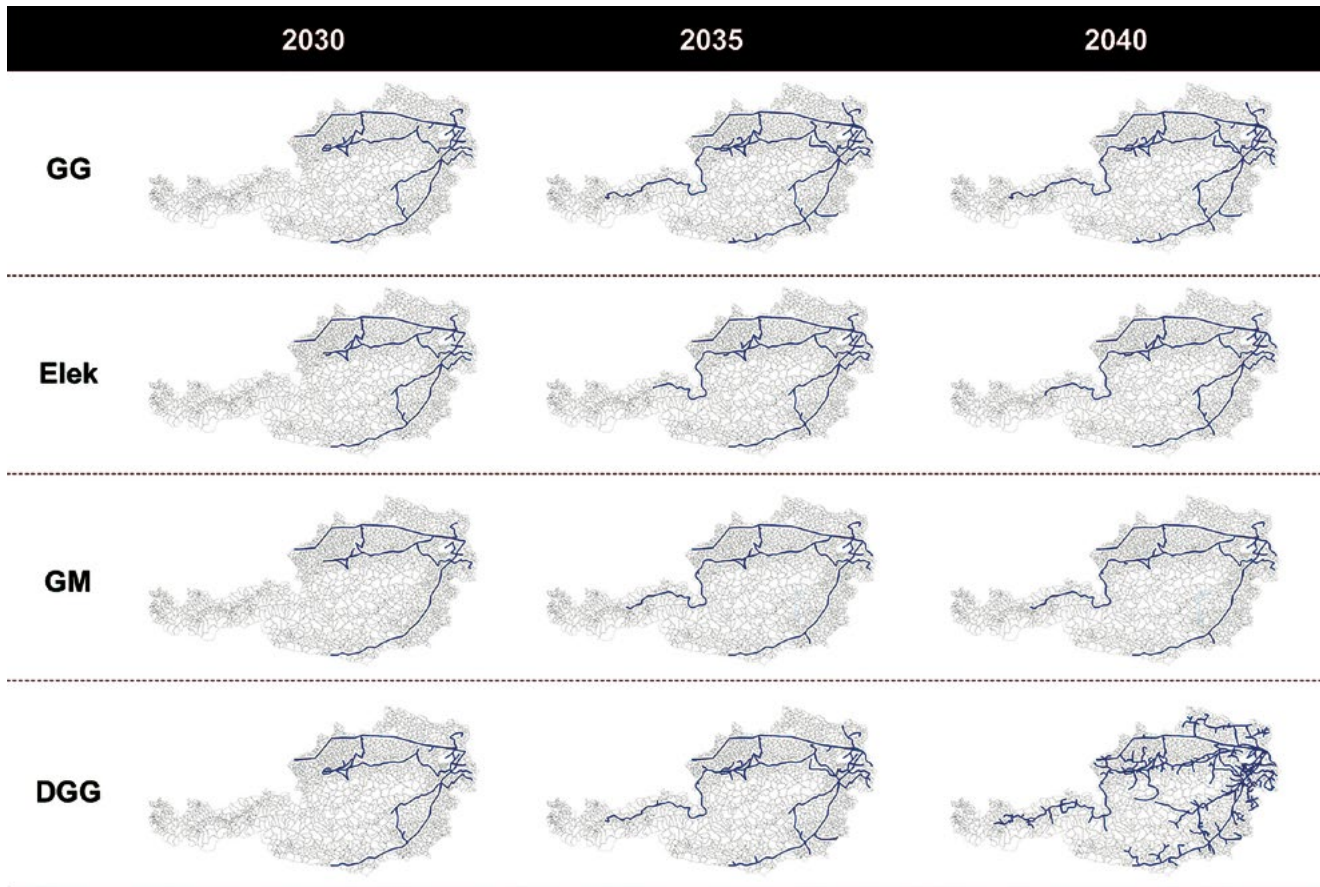


Abbildung 77:  
Wasserstoffnetze 2030,  
2035, 2040 in den GASI  
2040 Szenarien; Bild: Frontier  
Economics, TU Wien, 2023

Kraftwerken gemäß dem Transition Szenario zurückzuführen, wo Methan verstärkt durch elektrische Energie substituiert wird.

Die nationale Biomethanerzeugung bewegt sich in einer Bandbreite von 6,5 bis 28 TWh im Jahr 2040 innerhalb der InfraTrans2040 Szenarien. Die nationale Wasserstoffherzeugung beläuft sich bis 2040 in allen Szenarien auf 6,5 TWh.

Die nationale Biomethanerzeugung bewegt sich in der Bandbreite von 6,5 TWh bis 28 TWh im Jahr 2040 innerhalb der InfraTrans 2040 Szenarien. Die nationale Wasserstoffherzeugung beläuft sich 2040 in allen Szenarien auf 6,5 TWh.

In der Studie „Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich“ (GASI 2040) wurden ebenfalls vier unterschiedliche Verbrauchsszenarien für Wasserstoff und Methan bis 2030 bzw. 2040 erstellt. Die Methannachfrage im Jahr 2040 bewegt sich dabei in einem breiten Feld zwischen rund 7 TWh und rund 99 TWh. Dabei ist anzuführen, dass lediglich im Szenario „Grünes Methan“ verstärkt Biomethan und synthetisches Methan in der Höhe von rund 99 TWh eingesetzt werden. In den drei anderen GASI-Szenarien bewegen sich die Bandbreiten zwischen knapp 7 und 20 TWh. Die nachgefragten Wasserstoffmengen belaufen sich 2040 auf Größenordnungen zwischen 14 bis 85 TWh. Das in der GASI-Studie untersuchte Szenario „Elektrifizierung“ zeigt einen Methanbedarf von ca. 7 TWh, der Wasserstoffbedarf liegt mit rund 30 TWh noch unter den Annahmen des NIP (ca. 38 TWh). In der GASI-Studie wird die nationale Biomethanerzeugung im Jahr

2040 innerhalb der Bandbreiten von rund 7,3 TWh bis 30 TWh angenommen, die nationale Wasserstoffherzeugung bewegt sich 2040 zwischen 7,2 TWh und 14,3 TWh.

Die Studie GASI 2040 kommt zum Ergebnis, dass das heutige Methanetz (Fernleitungen, Netzebenen 1 und 2) gegenüber 2030 in allen Szenarien stabil bleibt. 2040 kommt es jedoch zu größeren Unterschieden innerhalb der Szenarien und zu Stilllegungen von rund 26 % bis 39 % des heutigen Gasnetzes (Fernleitungen, Netzebenen 1 und 2). Die Struktur des künftigen Methanetzes wird stark von der Methan-Einspeisung in die Netzebenen 1 und 2 geprägt sein.

Beim Wasserstoffnetz kommt die Studie GASI 2040 bis zum Jahr 2030 zu einem vergleichbaren Ergebnis wie der NIP. In allen Szenarien ergibt sich aufgrund der Konzentration der Wasserstoffnachfrage auf große Verbraucherzentren eine gleichartige Struktur des Wasserstoffnetzes (Abbildung 77). Ab dem Jahr 2030 erfolgen in den Szenarien deutlichere Unterschiede in der Struktur der Wasserstoffnetze, abhängig von der Höhe und Verteilung des angenommenen Wasserstoffbedarfs. Die für 2040 errechnete Struktur wird nach Einschätzung der GASI-Studie schon weitgehend im Jahr 2035 bestehen und sich bis 2040 nur mehr geringfügig ändern. Eine große Herausforderung wird in Zukunft die Vermeidung von Parallelstrukturen von Methan- und Wasserstoffleitungen sein (Frontier Economics, TU Wien, 2023).

## 5.2 Ergebniszusammenfassung

Die österreichische Energieinfrastruktur muss bis 2030 bzw. 2040 umfassend angepasst werden, um auf die technologischen Veränderungen, Digitalisierung, Marktkopplung und die Anforderungen aus dem Ziel der Klimaneutralität zu reagieren zu können. Dabei sind die Strom- und Gasnetze mit unterschiedlichen Herausforderungen konfrontiert. Während das Gasnetz an einen sinkenden Methanbedarf und die Anforderungen einer wachsenden Wasserstoff-Wirtschaft sowie zur Hebung der in Österreich vorhandenen Biomethanpotenziale angepasst werden muss, stehen im Stromnetz die Integration einer signifikant wachsenden erneuerbaren Stromerzeugung und die zunehmende Elektrifizierung des Energieverbrauchs im Vordergrund.

Die im NIP angewandte Methodik berücksichtigt die Entwicklungen im Strom- und Gassektor gleichermaßen in einem gemeinsamen und integrierten Planungsansatz. Dies erlaubt es, Synergien im Infrastrukturausbau zwischen diesen Sektoren zu erkennen und zu nutzen und so den Energieträgereinsatz zu optimieren. Wie in Kapitel 4 beschrieben ist dieser Planungsansatz nicht mit dem Ansatz einer betrieblichen Netzplanung gleichzusetzen, wie sie für Strom vom Übertragungsnetzbetreiber bzw. für Gas vom Marktgebietsmanager durchgeführt werden. Aus der integrierten Betrachtung der NIP-Simulationen können für das Übertragungsnetz bzw. für das Fernleitungsnetz und die Netzebenen 1 und 2 wesentliche Erkenntnisse abgeleitet werden:

Für das Stromübertragungsnetz zeigen sich 2030 Stromtransportbedarfskorridore insbesondere zwischen Ost- und Westösterreich. Zur Sicherstellung eines effizien-

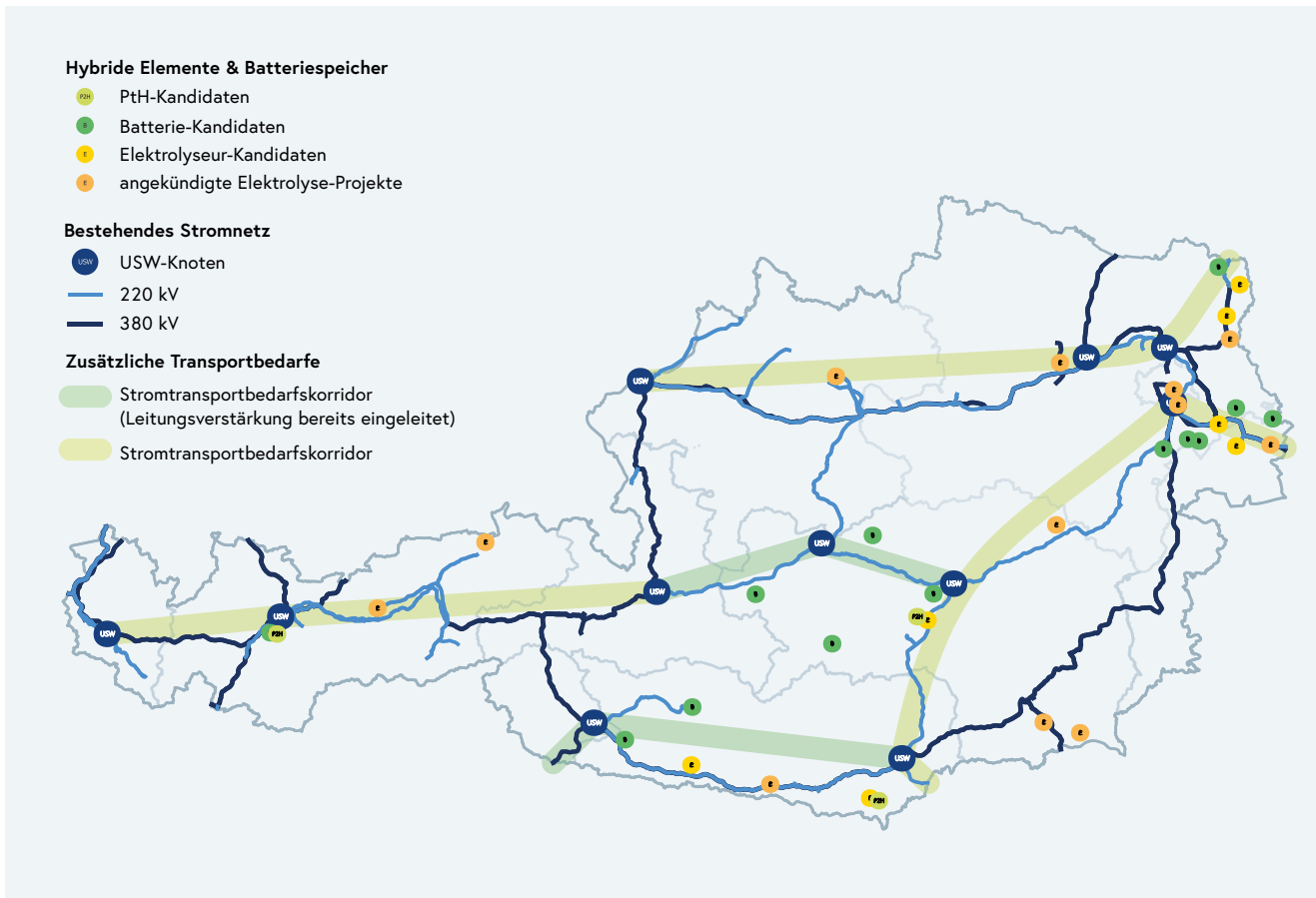
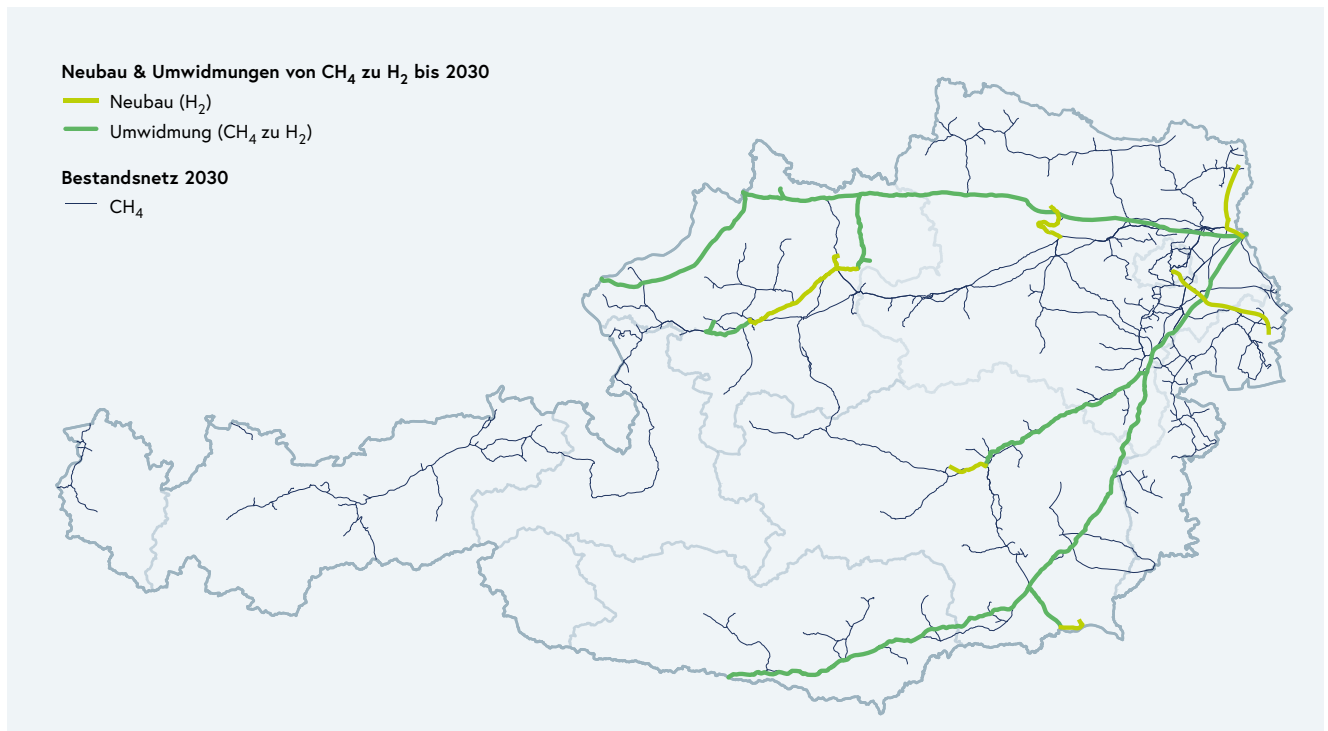


Abbildung 78:  
Strombedarfskorridore Übertragungsnetz 2030; Bild:  
Lehrstuhl für Energieverbund-  
technik an der MU Leoben;  
Institut für Elektrizitätswirt-  
schaft und Energieinnovation  
an der TU Graz, 2023

ten Zusammenwirkens von erneuerbarer Stromerzeugung und Pumpspeichern im europäischen Verbundnetz, ist in den Zentralalpen ebenfalls eine Netzverstärkung notwendig. Die angenommenen Flexibilitätsmaßnahmen (Elektrolyse, Power-to-Heat und Batteriespeicher) können die errechneten Belastungen zwar verringern, jedoch nicht beheben. Zur Behebung dieser Belastungen, werden die in Abbildung 78 angeführten Stromtransportbedarfskorridore ermittelt. Für bestimmte Leitungsabschnitte wurden von der APG bereits Maßnahmen zur Leitungsverstärkung eingeleitet. Die Bedarfskorridore des NIP decken sich weitgehend mit den identifizierten Planungsräumen der APG und dem laufenden Forschungsprojekt InfraTrans2040 (Lehrstuhl für Energieverbund-technik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz; Österr. Wirtschaftsforschungsinstitut, 2023).

Bei den Strombedarfskorridoren handelt es sich also um „no regret“-Bedarfskorridore, die unabhängig von den unterschiedlichen hinterlegten Mengengerüsten aus jeder Analyse abgeleitet werden können. Bis 2040 zeigt die Modellierung des NIP, dass die Belastung bestimmter Leitungsabschnitte weiter zunehmen wird. Ein wichtiger Treiber ist hierbei die deutliche Zunahme an erneuerbarer Stromerzeugung aus Windkraftanlagen und PV im Osten Österreichs. Obgleich bis 2040 ein weiterer Ausbau der Flexibilitätsoptionen angenommen wurde, können diese auch im Zeithorizont bis 2040 im Übertragungsnetz nur punktuelle Entlastung bringen, weshalb zwischen 2030 und 2040



weitere Transporterfordernisse zu erwarten sind. Diese Entwicklungen sind in einer Aktualisierung des NIP zu beachten und auch vom Übertragungsnetzbetreiber in zukünftige Planungen zu beachten.

Aus der NIP-Modellierung und Validierung der Ergebnisse mit Planungen anderer Akteure und Projekte folgt, dass über die derzeit bestehenden Projektplanungen des Übertragungsnetzbetreibers (NEP 2021) hinaus weitere Maßnahmen im Übertragungsnetz bis 2030 bzw. 2040 notwendig sein werden. Die dargestellten Stromtransportbedarfskorridore werden als „no-regret“ Infrastrukturerefordernisse in Richtung Erreichung der Klimaneutralität 2040 verstanden. Deutliche Netzanpassungen werden künftig auch in den Verteilernetzen notwendig sein. Die Betrachtung der Verteilernetze liegt zwar außerhalb der Analysen des NIP, jedoch ist darauf hinzuweisen, dass zur Integration der Erneuerbaren und zur Erreichung der Klimaneutralität auch auf der Verteilernetzebene entsprechende Maßnahmen zum Netzausbau und zur Netzverstärkung umgesetzt werden müssen.

Beim Gas-Fernleitungsnetz und in den Netzebenen 1 und 2 ist bis 2030 mit einer ähnlichen Struktur des Methanetzes wie heute zu rechnen (Abbildung 79). Damit unterscheiden sich die höherrangigen Gasnetzebenen von den im NIP nicht genauer untersuchten Verteilernetzen, bei welchen bereits ein Trend zu sinkenden Netzanschlüssen erkennbar ist (E-Control, 2022). Über bereits in Planung befindliche Projekte für Neubau und Umwidmungen von Fernleitungssträngen in Wasserstoffleitungen hinaus erscheint bis 2030 nur ein sehr geringfügiger Wasserstoffleitungsneubau notwendig. Diese Auffassung wird sowohl von Analysen der laufenden Forschungsprojekte InfraTrans2040 und GASI 2040 (Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für

Abbildung 79: Fernleitungsnetz Gas 2030; Bild: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz, 2023

Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz; Österr. Wirtschaftsforschungsinstitut, 2023) und GASI 2040 (Frontier Economics, TU Wien, 2023), als auch im Rahmen der betrieblichen Planungen der AGGM getragen: es sind keine maßgeblichen Veränderungen der höherrangigen Methanleitungen bis 2030 gegenüber dem Bestandsnetz zu erwarten. In den bekannten Analysen und Planungen wird eine starke räumliche Konzentration des Wasserstoffbedarfs bis 2030 angenommen. Ausschlaggebend für die Netzplanung ist die regionale Verortung des industriellen Wasserstoffbedarfs sowie der geplanten Elektrolyseprojekte. Mit Erreichung der Klimaneutralität 2040 ist von einer deutlich veränderten Struktur des Gasnetzes gegenüber dem Bestandsnetz auszugehen. Die mit der Reduktion des Methanbedarfs einhergehende Zunahme des Wasserstoffbedarfs durch die teilweise Substitution führt zur Notwendigkeit einer stetigen Erweiterung des Wasserstoffnetzes. Diese Erweiterung kann großteils durch Umrüstungsmaßnahmen bestehender Methanleitungen auf Wasserstoffleitungen erfolgen wobei auf Alter, Druckebene und Struktur der Bestandskunden bei der Umstellung der Leitungen Rücksicht genommen werden muss. Zur vollständigen Erschließung der nationalen Biomethanpotenziale müssten das Methan-Fernleitungsnetz und große Teile des bestehenden Methannetzes auf den Netzebenen 1 und 2 bis zum Jahr 2040 überwiegend erhalten bleiben. Die dahingehenden Ergebnisse des NIP sind weitgehend mit den Ergebnissen des Projekts InfraTrans2040 vergleichbar. Unterschiede ergeben sich zu den Ergebnissen der Studie GASI 2040 bezogen auf das notwendige Wasserstoffnetz. Insbesondere die unterschiedlich angenommene Wasserstoffmenge und -verteilung in den Verbrauchssektoren führt in der Studie GASI 2040 zur Notwendigkeit einer umfangreicheren Wasserstoff-Netzinfrastruktur. Die langfristige Entwicklung des nationalen Methan- und Wasserstoffnetzes über 2030 hinaus unterliegt noch Unsicherheiten. Die Verteilung und die Menge der national erzeugten erneuerbaren Gase sowie die europäischen Entwicklungen im Gassektor haben maßgebliche Auswirkungen auf die langfristige Entwicklung der nationalen Gasnetzinfrastruktur. Somit ergeben sich zu unterscheidende Entwicklungspfade der Gasnetzinfrastruktur, die innerhalb der nächsten Aktualisierung des NIP weiter untersucht werden.

# 6 Quellenverzeichnis

**50hertz.** (2020). Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln im Höchstspannungs-Drehstrombereich.

**AGGM.** (2021). Netzinformationen: Infrastruktur. Von [aggm.at/netzinformationen/infrastruktur](https://aggm.at/netzinformationen/infrastruktur) abgerufen

**AGGM.** (2023). Langfristige und integrierte Planung 2022. Wien: Austrian Gas Grid Management AG.

**AGGM, GCA u. TAG.** (2023). Koordinierter Netzentwicklungsplan 2022. Wien: AGGM, GCA u. TAG.

**Amt der Burgenländischen Landesregierung.** (2019). Burgenländische Klima- & Energiestrategie. Eisenstadt.

**APG.** (2021c). Netzentwicklungsplan 2021. Wien: Austrian Power Grid AG.

**APG.** (25. 04 2023a). Netzkarte Österreich. Von [pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-18712/APG\\_Netzgrafik\\_Legende\\_d\\_11-2022.pdf](https://pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-18712/APG_Netzgrafik_Legende_d_11-2022.pdf) abgerufen

**APG.** (2023b). Markttransparenz – Erzeugung nach Typ. Von [markttransparenz.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung%20pro%20Typ](https://markttransparenz.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung%20pro%20Typ) abgerufen

**APG.** (2022). EXAA Spotmarkt-Preise: Day Ahead Preise 2020. Von [apg.at/en/markt/Markttransparenz/crossborder\\_%0Aexchange/EXAA\\_Spotmarkt](https://apg.at/en/markt/Markttransparenz/crossborder_%0Aexchange/EXAA_Spotmarkt) abgerufen

**APG.** (2023a). Energiesystemplanung – Wege zum klimaneutralen Energiesystem (OVE-Energietechnik Webinar).

**APG und VÜN.** (2021). Netzentwicklungsplan 2021. Wien: Austrian Power Grid AG, u. Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH.

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

**BGBl.** I Nr. 150/2021. (2021). 150. Bundesgesetz: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket – EAG-Paket. Bundeskanzleramt Österreich.

**BGL.** (2023). Klimastrategie Burgenland 2030. Land Burgenland.

**BGL, L. B.** (2022). Burgenland erhöht die Schlagzahl auf dem Weg zu Klimaneutralität und Energieautarkie. Abgerufen am 05. 04 2023 von [burgenland.at/news-detail/burgenland-erhoeht-die-schlagzahl-auf-dem-weg-zu-klimaneutralitaet-und-energieautarkie/](https://www.burgenland.at/news-detail/burgenland-erhoeht-die-schlagzahl-auf-dem-weg-zu-klimaneutralitaet-und-energieautarkie/)

**Binderbauer, P.J.;** Kienberger, T; Staubmann, T. (2022). Synthetic load profile generation for production chains in energy intensive industrial subsectors via a bottom-up approach. Journal of Cleaner Production.

**BMK.** (2022). Energie in Österreich – Zahlen, Daten, Fakten. Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

**BMK und BMDW.** (2022). Wasserstoffstrategie für Österreich. Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, und Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort.

**Bundesamt für Strahlenschutz.** (2022). Feldbelastung durch Hochspannungsleitungen: Freileitungen & Erdkabel. Von [bfs.de/DE/themen/emf/netzausbau/basiswissen/feldbelastungen/feldbelastungen\\_node.html](https://bfs.de/DE/themen/emf/netzausbau/basiswissen/feldbelastungen/feldbelastungen_node.html) abgerufen

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.** (2022). Wasserstoffstrategie für Österreich. Von [bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/strategie.html](https://bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/strategie.html) abgerufen

**Danish Energy Agency.** (2022). Technology Data. Von [ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data](https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data) abgerufen

**Deutsche Energieagentur GmbH.** (2014). Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen. Berlin.

**Dt. Umweltbundesamt.** (2020). Netzausbau. Von [umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/netzausbau#Netzausbau](https://umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/netzausbau#Netzausbau) abgerufen

**E-Control.** (2022a). Erdgas- Bestandsstatistik. Von [e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/bestandsstatistik](https://e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/bestandsstatistik) abgerufen

**E-Control.** (2022). Das Gasnetz. Von [e-control.at/industrie/gas/gasnetz](https://e-control.at/industrie/gas/gasnetz) abgerufen

**E-Control.** (2022). Verbrauchserstruktur. Von [e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/marktstatistik/verbraucherstruktur](https://e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/marktstatistik/verbraucherstruktur) abgerufen

**E-Control.** (2022a). Strom Bestandsstatistik – Trassen- und Systemlängen zum 31. Dezember 2021. Von [e-control.at/documents/1785851/1811756/BeStOeN-2021\\_Netz.xlsx](https://e-control.at/documents/1785851/1811756/BeStOeN-2021_Netz.xlsx) abgerufen



**E-Control.** (2022b). Strom Bestandsstatistik – Jahreszeitreihen Brutto-Engpassleistungen Kraftwerke. Von [e-control.at/documents/1785851/1811756/BeStGes-JR\\_KWEPL.xlsx](https://e-control.at/documents/1785851/1811756/BeStGes-JR_KWEPL.xlsx) abgerufen

**E-Control.** (2023). Elektrizitätsstatistik. Von [e-control.at/statistik/e-statistik](https://e-control.at/statistik/e-statistik) abgerufen

**E-Control.** (2023). Erdgasstatistik. Von [e-control.at/statistik/g-statistik](https://e-control.at/statistik/g-statistik) abgerufen

**EIWOG.** (4. 26 2010). Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010. Wien.

**Energy Brainpool.** (2019). Österreichs Weg Richtung 100 % Erneuerbare: Eine Analyse von 2030 mit Ausblick 2050.

**ENTSO-E.** (2023). Regional Investment Plan – Continental Central South. Von [eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/RegIP-2022-CCS.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/RegIP-2022-CCS.pdf) abgerufen

**ENTSO-G.** (2021). Ten Year Network Development Plan. Von ENTSOG TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2020: [entsog.eu/sites/default/files/2021-07/ENTSOG\\_TYNDP\\_2020\\_Annex\\_C2\\_Capacities\\_per\\_country.xlsx](https://entsog.eu/sites/default/files/2021-07/ENTSOG_TYNDP_2020_Annex_C2_Capacities_per_country.xlsx) abgerufen

**ENTSOG.** (2023). TYNDP 2022 The Hydrogen and Natural Gas TYNDP – Annex C2 – H<sub>2</sub> Capacities per Country. ENTSOG.

**ENTSOG.** (2023). TYNDP 2022 The Hydrogen and Natural Gas TYNDP Annex C1 – CH<sub>4</sub> Capacities per Country. ENTSOG.

**Europäische Kommission.** (2020). Union Registry ETS. Von [climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry\\_en#tab-0-1](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry_en#tab-0-1) abgerufen

**Europäische Kommission.** (5 2022). REPowerEU. Von [commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_de](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_de) abgerufen

**Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung.** (2019). Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen Deutschland. Karlsruhe. Von [umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-12\\_cc\\_03-2019\\_sektrokopplung.pdf](https://umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-12_cc_03-2019_sektrokopplung.pdf) abgerufen

**Frontier Economics, TU Wien.** (2023). Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich. Wien (in Druck).

**Greiml, M.,** Traupmann, A., Sejkora, C., Kriechbaum, L., Böckl, B., Pichler, P., & Kienberger, T. (2020). Modelling and model assessment of grid Multi-Energy Systems. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*.

**Kienberger, T.,** Greiml, M., & Braunstein, R. (2021). Is Power to Hydrogen an appropriate approach to mitigate PV-induced strain on 110 kV high-voltage grids? *CIREC*.

**KTN.** (2014). *Energiemasterplan Kärnten*. Klagenfurt: Amt der Kärntner Landesregierung.

**KTN.** (2022). *Klimastudie Kärnten – Kärnten Klimaneutral 2040*. Klagenfurt am Wörthersee: Amt der Kärntner Landesregierung.

**Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz.** (2023). Berechnungen für das NIP Szenario.

**Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben; Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz; Österr. Wirtschaftsforschungsinstitut.** (2023). *InfraTrans2040: Methodikdokument*. [tugraz.at/institute/iee/forschung/aktuelle-projekte/infratrans2040](https://tugraz.at/institute/iee/forschung/aktuelle-projekte/infratrans2040)

**Moser, S.;** et al. (2018). *Renewables4Industry | Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren – Diskussionspapier zum Projekt Renewables4Industry*.

**NÖ.** (2019). *NÖ Klima- und Energiefahrplan*. St. Pölten: Amt der NÖ Landesregierung, Gruppe Raumordnung, Umwelt und Verkehr.

**NÖ, E. &** (2023). *Die Energiewende – 100 % erneuerbare Energie für Niederösterreich*. Abgerufen am 05. 04 2023 von [energie-noe.at/die-energiewende](https://energie-noe.at/die-energiewende)

**Oesterreichs Energie.** (2020). *Elektrische und magnetische Felder – Fragen und Antworten*. Wien.

**Oesterreichs Energie.** (2022). *Doppelter Stromverbrauch bis 2040*. Von [oesterreichsenergie.at/aktuelles/presseinformationen/detailseite/doppelter-stromverbrauch-bis-2040](https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/presseinformationen/detailseite/doppelter-stromverbrauch-bis-2040) abgerufen

**OÖ.** (2022). *Oberösterreichische Klima- und Energiestrategie*. Amt der Oberösterreichischen Landesregierung.

**Österreichische Energieagentur.** (2022). Strategische Handlungsoptionen für eine österreichische Gasversorgung ohne Importe aus Russland. Von [bmk.gv.at/service/presse/gewessler/2022/20220426\\_ausstieg-russisches-gas.html](https://bmk.gv.at/service/presse/gewessler/2022/20220426_ausstieg-russisches-gas.html) abgerufen

**Österreichische Raumordnungskonferenz.** (2018). ÖROK-Bevölkerungsprognose 2018. Von [oerok.gv.at/raum/daten-und-grundlagen/oerok-prognosen/oerok-bevoelkerungsprognose-2018](https://oerok.gv.at/raum/daten-und-grundlagen/oerok-prognosen/oerok-bevoelkerungsprognose-2018) abgerufen

**Oswald, B. R.** (2007). 380-kV-Salzburgleitung – Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnitts Tauern-Salzach neu. Hannover.

**Palic M.** (2022). Freileitungen und Kabel in Hoch- und Höchstspannungsnetzen. Tübingen: expert Verlag.

**PÖYRY.** (2018). Wasserkraftpotenzialstudie Österreich. Aktualisierung 2018..

**SBG.** (2021). Masterplan Klima+Energie 2030. Land Salzburg.

**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.

**Statistik Austria.** (2020). Nutzenergieanalyse. Von [statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/nutzenergieanalyse](https://statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/nutzenergieanalyse) abgerufen

**Statistik Austria.** (2022a). Energiebilanzen der Bundesländer. Wien: Statistik Austria.

**Statistik Austria.** (2022b). Nutzenergieanalyse der Bundesländer. Wien: Statistik Austria.

**STMK.** (2017). Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030. Graz: Amt der Steiermärkischen Landesregierung, Abteilung 15 – Energie, Wohnbau, Technik; Fachabteilung Energie und Wohnbau; Referat Energietechnik und Klimaschutz.

**STMK, A. 1.-u.** (02. 02 2023). Sachprogramm Erneuerbare – Solarenergie. Von Vorträge Energy Lunch 02.02.2023: [ich-tus.steiermark.at/cms/dokumente/12902310\\_146113849/f6670418/07\\_EL59\\_Wieser\\_Sachprogramm\\_Photovoltaik.pdf](https://www.ich-tus.steiermark.at/cms/dokumente/12902310_146113849/f6670418/07_EL59_Wieser_Sachprogramm_Photovoltaik.pdf) abgerufen

**Sweco GmbH.** (2016). Neubau der 380-kV-Höchstspannungsfreileitungsverbindung Gütersloh – Wehrendorf gemäß EnLAG. Bremen.

**Tennet.** (2023). Erdkabel im Kontext der Energiewende. Von [infomarkt.tennet.eu/erdkabelinfozentrum-prinzhoefte/erdkabelabschnitte#](https://infomarkt.tennet.eu/erdkabelinfozentrum-prinzhoefte/erdkabelabschnitte#) abgerufen

**TIR.** (2022). Leben mit Zukunft – Tiroler Nachhaltigkeits- und Klimastrategie – Maßnahmenprogramm 2022-2024. Innsbruck: Amt der Tiroler Landesregierung.

**TIR.** (2022). Tiroler Nachhaltigkeits- und Klimastrategie. Innsbruck: Amt der Tiroler Landesregierung.

**TYNDP.** (2022a). Scenario Report. Entsoe and Entsoe.

**TYNDP.** (2022b). Regional Investment Plan Continental Central East (Version after public consultation). ENTSOE.

**TYNDP.** (2023). System Needs Study – Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040. ENTSOE.

**Umweltbundesamt.** (2023). Szenarien für die realisierbare erneuerbare Stromerzeugung im Jahr 2030 und 2040. Wien (in Druck).

**Umweltbundesamt.** (2023). Energie- und Treibhausgas-Szenario Transition 2040. Wien (in Druck). [umweltbundesamt.at/energie/energieszenarien](https://umweltbundesamt.at/energie/energieszenarien)

**VBG.** (2021). Strategie Energieautonomie+ 2030. 6901 Bregenz: Amt der Vorarlberger Landesregierung.

**Vopava, J.;** B., Thormann; Kienberger, T. (2017). Development of a Model for Power Grids Based on the Cellular Approach for an Optimum Integration of Electric Charging Infrastructure. 1st E-Mobility Power System Integration Symposium.

**Vopava, J.;** U., Bergmann; Kienberger, T. (2020). Synergies between e-Mobility and Photovoltaic Potentials—A Case Study on an Urban Medium Voltage Grid. Energies.

**WIE.** (2022). Wiener Klimafahrplan. Wien: Magistrat der Stadt Wien.

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

# 7 Exkurs: Der Einsatz von Erdkabeln im Übertragungsnetz als mögliche Technologievariante

Im Zusammenhang mit Genehmigungsverfahren für Freileitungen zum Ausbau des Übertragungsnetzes werden von Anrainern, Bürgerinitiativen und anderen Beteiligten oftmals Forderungen nach vollständiger oder teilweiser Verkabelung von Leitungstrassen gestellt.

Auf internationaler Ebene ist der Einsatz von 380-kV- und 220-kV-Erdkabeln zur Übertragung elektrischer Energie noch ein einem sehr frühen Stadium und weitgehend auf eine geringe Anzahl von Ausnahmefällen beschränkt. Dies ergibt sich unter anderem durch deutlich höhere Investitionskosten, netzbetriebliche Herausforderungen bei Einsatz von Höchstspannungskabeln und lange Reparatur- und Ausfallzeiten im Fehlerfall. Nach wie vor stellt die Errichtung von Freileitungen in Übertragungsnetzen den Stand der Technik dar. Um technologische Entwicklungen und neue Erkenntnisse in diesem Bereich entsprechend berücksichtigen zu können, wurde in § 94 Abs. 3 Z 3 EAG vorgesehen, dass im integrierten österreichischen Netzinfrstrukturplan auch auf den aktuellen Forschungs- und Entwicklungsstand von technologischen Varianten, wie Erdverkabelungen zu achten ist.

## 7.1 Aktueller Stand des Einsatzes von Erdkabeln in österreichischen Stromnetzen

Wie aus Tabelle 24 ersichtlich ist, stellt der Einsatz von Kabeln in den Nieder- und Mittelspannungsverteilternetzen den Standardfall dar. In den Niederspannungsnetzen sind bereits 83,7% der Systemlängen als Kabelleitungen ausgeführt, in den Mittelspannungsnetzen sind es rund 66%. In der 110-kV-Ebene der Verteilernetze hingegen stellen Erdkabel mit einem Anteil von 7% eher einen Ausnahmefall dar.

Tabelle 24: Anteil von Erdkabeln an den Systemlängen der öffentlichen Stromversorgung (2021); Quelle: E-Control, 2022a.

	Freileitungen km	Kabelleitungen km	Summe km	Kabelanteil Prozent
Niederspannung	29.107	149.332	178.439	83,7
Mittelspannung	23.106	44.998	68.104	66,1
110 kV	10.809	808	11.616	7,0
220 kV	3.735	8	3.744	0,2
380 kV	3.004	54	3.058	1,8

Im Höchstspannungsbereich beschränkt sich der Einsatz von Erdkabeln auf Ausnahmesituationen, wie Leitungen im dicht verbauten städtischen Gebiet. Für die Anspeisung der Stadt Wien und der Verteilung von elektrischer Energie innerhalb Wiens zur Belieferung von Kunden werden zum Teil 380-kV-Kabel eingesetzt. Da diese nicht der Übertragung – d. h. dem überregionalen Transport von elektrischer Energie – dienen, erfüllen sie Funktionalitäten des Verteilernetzes. Die ersten Kabelstrecken in Wien wurden zum Teil bereits in den späten 1970er Jahren unter Verwendung von Ölkabeln – die dem damaligen Stand der Kabeltechnik entsprechen – errichtet. Nur für die ab den 2000er Jahren in Wien errichtete 380-kV-Kabelstrecken – wie jene der Wiener Nord-Einspeisung – werden moderne kunststoffisolierte 380-kV-Kabel verwendet. Auf der 220-kV-Ebene gibt es in Österreich in sehr geringem Ausmaß Kabel, die als Kraftwerksableitungen dienen.

Im österreichischen Übertragungsnetz sind bisher keine 380-kV-Erdkabel im Einsatz, weshalb dazu auch noch keine konkreten Betriebserfahrungen vorliegen.

## 7.2 Technologie von Höchstspannungs-Erdkabeln

Den Stand der Technik bei 380/220-kV-Erdkabeln bilden kunststoffisolierte Kabel mit Isoliersystemen aus vernetztem Polyethylen (VPE). Diese Technologie wurde seit den 1970er Jahren zuerst in niedrigen Spannungsebenen eingesetzt und dann bis zum Einsatz in der Höchstspannungsebene weiterentwickelt (50hertz, 2020). Damit ist diese Technologie auch jene, die sich am stärksten für den Einsatz in Übertragungsnetzen anbietet.

Der Vorteil von VPE-Kabeln liegt insbesondere in geringerem Gewicht, leichterer Verlegbarkeit und kleineren Biegeradien im Vergleich zu anderen Kabeltypen, wie Gasdruckkabeln oder Massekabeln (Ölkabeln) (Palic M., 2022).

Der Aufbau eines 380-kV-VPE-Kabels ist in Abbildung 80 exemplarisch dargestellt. Als Leitermaterial werden dabei Kupfer oder Aluminium verwendet. Die Leiter werden bei den üblicherweise verwendeten Querschnitten als segmentierte Milliken-Leiter ausgeführt.

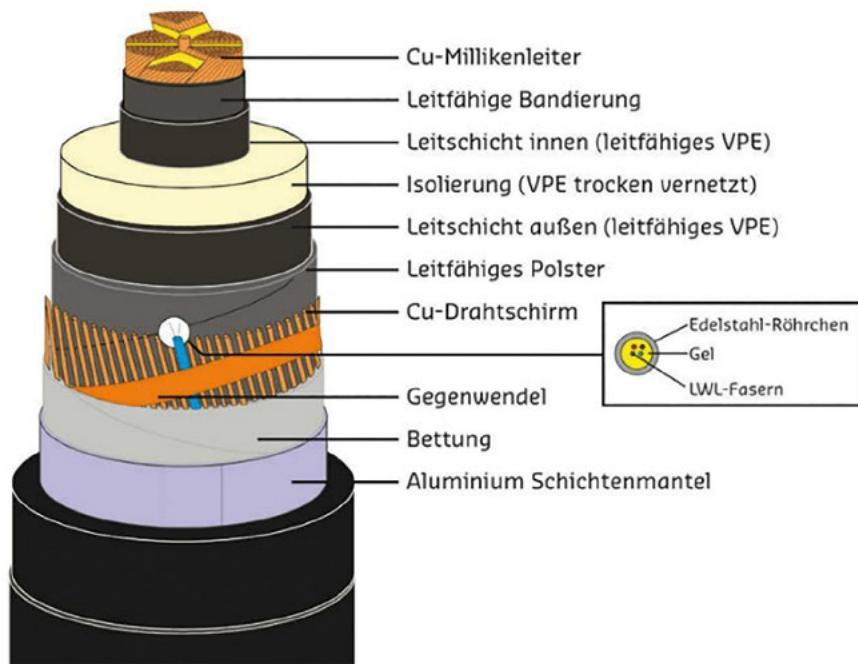


Abbildung 80:  
Exemplarische Darstellung  
des Aufbaus eines  
380-kV-VPE-Kabels; Bild:  
Amprion aus Sweco GmbH,  
2016

Eine innere Leitschicht aus leitfähigem VPE dient dazu, die Oberfläche zu glätten. Dies bewirkt, dass sich im Dielektrikum ein radial homogenes elektrisches Feld ausbildet. Die Isolierung selbst besteht aus VPE, das von einer äußeren Leitschicht umgeben ist. Um eine hohe Lebensdauer und Betriebssicherheit der Kabel zu erzielen, müssen die beiden Leitschichten mit der Isolierung und dem Leiter fest und ohne Hohlräume verbunden werden. Dies erfolgt bei der Herstellung dadurch, dass in einer Dreifach-Extrusionsanlage alle drei Schichten in einem Arbeitsgang hergestellt und auf den Leiter aufgebracht werden. Der Schirm des Kabels besteht aus einem Kupferdrahtgeflecht und muss nach dem maximal möglichen Kurzschlussstrom dimensioniert werden. Der Schirmbereich wird darüber hinaus längswasserdicht ausgeführt, indem Textil- oder Vliesbänder mit Quellpulver eingebracht werden. Diese vergrößern im Falle des Eindringens von Feuchtigkeit ihr Volumen und verhindern damit das Vordringen der Feuchtigkeit. In den Kabelschirm werden oftmals auch Lichtwellenleiter (LWL) integriert, die ein Kabelmonitoring im Betrieb ermöglichen (LWL (Palic M., 2022)). Die Querwasserdichtigkeit – also der Schutz vor dem Eindringen von Wasser – wird durch den Schichtenmantel erreicht. Dieser besteht aus beschichteter Aluminiumfolie, mit einem äußeren Schutzmantel aus PE verklebt ist, gebildet. Somit schützt der Mantel das Kabel vor mechanischen Beschädigungen und vor dem Eindringen von Wasser.

### 7.3 Verlegung von Erdkabeln

Die Verlegung von Erdkabeln im Übertragungsnetz erfordert oftmals eine Verdoppelung der aus jeweils drei Phasen (d. h. stromführenden Leitungssträngen) bestehenden Drehstrom-Systeme, da Erdkabel über eine geringere Übertragungskapazität je Leitungs-

## Regelgrabenprofil 380-kV-Kabelgraben

(2 Systeme mit je 2 x 3 Phasen parallel geschaltet)



Alle Zahlenangaben geben den Regelfall an. Die tatsächlichen Abmessungen hängen u. a. von der Bodenbeschaffenheit und der Verlegetechnik ab.

Abbildung 81:  
Regelgrabenprofil einer  
2-sytemigen 380-kV-Kabel-  
leitung mit je 2x3 Phasen  
parallel geschaltet. Bild:  
Tennet, 2023

system verfügen. Die Alternative zu einer 2-systemigen 380-kV-Freileitung besteht dann z. B. oftmals in 4 380-kV-Kabelsystemen und somit aus insgesamt 12 Kabelsträngen. Die Trassenbreite beträgt in diesem Fall in der Bauphase 45 bis 50 m, im späterem Betrieb ca. 25 m, die entsprechend von Bewuchs freizuhalten sind. Im Vergleich dazu benötigt eine 2-systemige 380-kV-Leitung eine Trassenbreite von ca. 70 m.

Die Erdkabel werden im Allgemeinen in einer Tiefe von ca. 1,5 m bis 1,8 m verlegt. Damit soll sichergestellt werden, dass die landwirtschaftliche Nutzung der betroffenen Flächen nicht beeinträchtigt wird. Die Verlegung der Kabel erfolgt oftmals in Schutzrohren. Für die Verbindung der Kabelabschnitte sind bei 380-kV-Kabeln typischerweise alle 700 bis 1.000 m Verbindungsmuffen in der Tiefe der Kabeltrasse erforderlich (Deutsche Energieagentur GmbH, 2014). Die Limitierung der Kabelabschnittslängen ergibt sich aus dem maximal zulässigen Gewicht beim Transport auf öffentlichen Straßen und den möglichen Abmessungen der dafür erforderlichen Kabeltrommeln.

An den Muffenverbindungen erfolgt auch eine Auskreuzung („Crossbonding“) der Kabelschirme zur Begrenzung der Schirmströme. Nach Fertigstellung der Kabelstrecke bleiben im offenen Gelände in der Regel nur Schachtdeckel der für die Unterbringung der Muffen erforderlichen Muffenbauwerke sichtbar (Deutsche Energieagentur GmbH, 2014).

Abbildung 81 zeigt das Beispiel eines Regelgrabenprofils für eine 2-systemige 380-kV-Erdkabelstrecke mit je System 2 mal 3 parallel geschalteten Phasen. Die Errichtung derartiger Kabelstrecken erfolgt üblicherweise in offener Bauweise. Während der Bauphase beträgt die Breite der Baubedarfsfläche im dargestellten Beispiele ca. 45 m. Der im späteren Betrieb erforderliche Kabelschutzstreifen, der vom Bewuchs tief wurzelnder Bäume und Sträucher dauerhaft freizuhalten ist, beträgt 25 m. Somit steht die gesamte Bodenfläche der Kabeltrasse auf dieser Breite dauerhaft nur in eingeschränkter Form zur Verfügung, was vor allem bei Kabelstrecken in Waldgebieten von Nachteil ist.

Bei hoch ausgelasteten Kabeln kommt es in deren unmittelbarer Nähe zu einer Austrocknung des Bodens, was zu einer verringerten Wärmeleitfähigkeit führt. Um dem





Abbildung 82:  
Beispiel einer 380-kV-Kabel-  
übergabestation; Foto: Öster-  
reichische Energieagentur

entgegen zu wirken, wird der Trocknungsbereich mit speziellen Bettungsmaterialien verfüllt, die über entsprechend geringe Wärmewiderstände verfügen. Dieses thermisch stabilisierte Bettungsmaterial besteht oftmals aus speziellen Kies-Sand-Gemischen oder Sand-Zement-Gemischen.

Je nach den örtlichen Bedingungen entlang der Trasse müssen in Abhängigkeit der örtlichen Verhältnisse – insbesondere bei Kreuzungen mit Straßen, Eisenbahnstrecken, Gewässern oder auch anderen Versorgungsleitungen – streckenweise geschlossene Bauverfahren zur Anwendung kommen, die deutliche teurer und oftmals mit längeren Umsetzungsdauern verbunden sind.

Bei der Teilverkabelung von Höchstspannungs-Leitungen sind an den beiden Enden der Kabelstrecke entsprechende Kabelübergabestationen zu errichten. Der Flächenbedarf der Kabelübergabestationen variiert je nach Ausführungsform und dem Erfordernis des Einbaus von Drosselspulen. Eine 380-kV-Kabelübergabestation ohne Drosseln erfordert eine Fläche von ca. 160 m × 100 m, eine mit drei Drosselspulen ca. 120 m 160 m (50hertz, 2020)

In Abbildung 82 ist als Beispiel einer 380-kV-Kabelübergabestation eine Anlage der Wiener Netze GmbH der 380-kV-Nordeinspeisung von Wien (UW Bisamberg – UW Wien Nord) dargestellt.

## 7.4 Betrieb

Der Einsatz von Erdkabeln in Übertragungsnetzen befindet sich auch auf internationaler Ebene nach wie vor in einer frühen Phase, die sich auf Pilotprojekte und Sonderfälle konzentrieren. Langfristige Erfahrungen im Betrieb solcher Kabelstrecken in den Übertragungsnetzen stehen kaum zur Verfügung.

Ein wichtiger betrieblicher Aspekt beim Einsatz von Erdkabeln in Übertragungsnetzen besteht darin, dass diese im Vergleich zu Freileitungen einen massiv höheren Bedarf an kapazitiver Blindleistung aufweisen. Dies erfordert den Einsatz entsprechen-

der Kompensationseinrichtungen in Form von Drosselspulen. Auf längeren Leitungsschnitten reicht es dabei nicht aus, Drosselspulen nur an den beiden Enden der Kabeltrasse zu installieren, sondern muss das Kabel in zwei der mehr Teilabschnitte unterteilt werden, um weitere Drosselspulen anschließen zu können. Das ist mit einem erheblichen wirtschaftlichen und technischen Mehraufwand durch zusätzliche Endverschlüsse, Überspannungsableiter und Schaltfelder verbunden (Oswald, B. R., 2007).

Die im Zuge des Betriebs auftretende Verlustwärme muss bei Erdkabeln durch die Isolierung und durch das Erdreich an die Erdoberfläche abgeleitet werden. Dabei werden das Erdreich und die Isolierung entsprechend erwärmt. Um die Lebensdauer der Kabel damit nicht unangemessen zu beeinträchtigen, beträgt bei VPE-Kabeln die dauernd höchstzulässige Temperatur an der Leiteroberfläche 90 °C. Die sich ergebende Betriebstemperatur hängt von der Belastung der Kabel, der Legetiefe, der Anordnung der Kabel, der Anzahl der parallel geführten Systeme, von der Wärmeleitfähigkeit der Isolierung und des Erdreichs sowie von der Temperatur an der Erdoberfläche ab (Oswald, B. R., 2007)

Im Falle äußerer Beschädigung der Erdkabel oder innerer Fehler durch dielektrischen Durchschlag, ist die Fehlerbehebung deutlich komplexer, teurer und langwieriger als bei Freileitungen. Die statistische Verfügbarkeit von Erdkabelanlagen ist daher geringer als bei einem Freileitungssystem (50hertz, 2020). Die Reparatur, Prüfung und Wiederinbetriebnahme von Erdkabelanlagen kann mehrere Wochen in Anspruch nehmen.

Die zu erwartenden Lebensdauern bei modernen VPE-Kabeln werden mit rund 40 Jahren angegeben. Somit sind die Erneuerungszyklen im Vergleich zu Freileitungen deutlich kürzer (Palic M., 2022). Bei Freileitungen kann man von Lebensdauern von mehr als 80 Jahren ausgehen. Da VPE-Kabel noch nicht ausreichend lange und umfangreich in der Praxis betrieben werden, liegen bisher noch keine umfassenden Erfahrungen betreffend die tatsächlich erreichbaren Lebensdauern vor.

## 7.5 Elektrisches und magnetisches Feld

Die Ausbildung von elektrischen und magnetischen Feldern gestaltet sich bei Freileitungen und Erdkabeln sehr unterschiedlich. Die elektrische Feldstärke in Erdbodennähe hängt bei Freileitungen sowohl von der Betriebsspannung der Leitung als auch vom Bodenabstand der Leiterseile und von deren Anordnung ab. Unter 380-kV-Freileitungen können 1 m über der Erdoberfläche typischerweise elektrische Feldstärken von 4 bis 8 kV/m auftreten (Palic M., 2022). Im Vergleich dazu können in unmittelbarer Nähe von Elektroninstallationen und Geräten in Gebäuden elektrische Feldstärken bis über 1 kV/m auftreten, die jedoch bereits im Abstand von 30 cm auf 0,05 kV/m absinken (Oesterreichs Energie, 2020). Im Gegensatz zur Freileitungen treten im Umfeld von geschirmten Erdkabeln keine elektrischen Felder auf.

Die magnetischen Felder von Erdkabeln nehmen im Vergleich zu Freileitungen mit zunehmendem Abstand von der Trassenmitte um den Faktor 4 schneller ab. Im unmittelbaren Nachbereich ist – wie aus Abbildung 83 ersichtlich ist – die magnetische

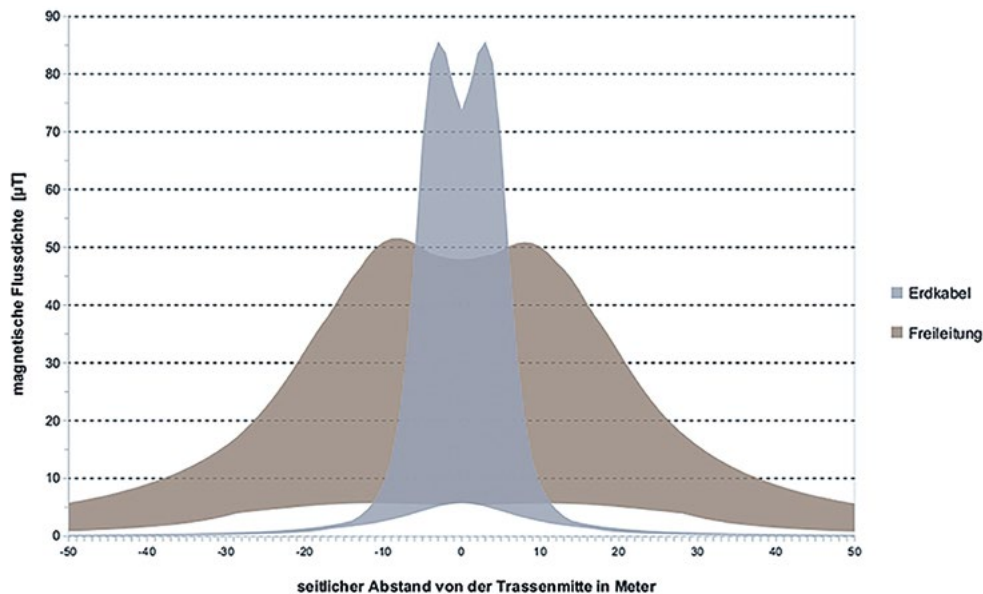


Abbildung 83:  
Magnetische Flussdichte  
an 380-kV-Freileitungen und  
Erdkabeln; Höchstwerte  
unter maximalen Betriebsbe-  
dingungen; Bild: Bundesamt  
für Strahlenschutz, 2022

Flussdichte jedoch deutlich höher (Sweco GmbH, 2016). Das ist bedingt durch den geringeren Abstand zur Oberfläche, der sich aus der geringen Verlegetiefe des Kabels im Vergleich zum Bodenabstand der Freileitung ergibt.

## 7.6 Kosten

Die Errichtung von 380-kV-Erdkabelstrecken ist im Vergleich zu Freileitungen mit einem Mehrfachen der Kosten verbunden. Die tatsächlichen Kostenunterschiede sind projektspezifisch und können in einem weiten Bereich streuen.

Je nach konkreter Situation fallen für den Einsatz für Übertragungsaufgaben bei 380-kV-Erdkabeln um 3- bis 10-mal höhere Kosten als bei Freileitungen an (Deutsche Energieagentur GmbH, 2014)

Für den Beispielfall einer 5 km langen 380-kV-Erdkabelstrecke für eine Übertragungsleistung von 2,6 wurde von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern 6-mal höhere Investitionskosten und 16-mal höhere Erneuerungskosten im Vergleich zu Freileitungen ermittelt (50hertz, 2020)

## 7.7 Öffentliche Akzeptanz von Höchstspannungs-Freileitungen im Vergleich zu Erdkabeln

Die Hauptkritikpunkte an der Errichtung von Höchstspannungs-Freileitungen, die im Zuge von UVP-Verfahren oftmals vorgebracht werden, sind insbesondere die Veränderungen des Landschaftsbildes durch die Leitung und die mögliche Einwirkung von elektrischen und magnetischen Feldern auf Menschen und Tiere sowie Fragen des Artenschutzes.

Erste Erfahrungen aus Deutschland mit den Planungen und den Genehmigungsverfahren für Erdkabelprojekte im Übertragungsnetz zeigen, dass diese nicht generell höhere Akzeptanz bei der betroffenen Bevölkerung besitzen (50hertz, 2020). Die Ablehnung von Erdkabeln ist bei Anrainern geringer als bei Freileitungen, da Erdkabel nach der Errichtung nicht mehr als optische Beeinträchtigung des Landschaftsbildes wahrgenommen werden. Im Gegensatz dazu ist in Deutschland eine erhöhte Ablehnung von Erdkabeln bei Grundstückseigentümern, Landwirten und Förstern festzustellen, da Erdkabelstrecken einen dauerhaften Eingriff in Bodenstruktur darstellen und die Nutzbarkeit der betroffenen Grundstücke stärker beschränken als Freileitungen. Dies ergibt sich daraus, dass die Errichtung einer Kabelstrecke einen linearen Eingriff in die betroffenen Grundstücke entlang der gesamten Trasse darstellt, während der Eingriff von Freileitungen in diese Grundstücke sich punktuell auf die Maststandorte konzentriert (50hertz, 2020)

Aus den Erfahrungen mit österreichischen UVP-Verfahren für 380-kV-Freileitungen lässt sich ableiten, dass deren Eingriff in das Landschaftsbild ihren einzigen wesentlichen Nachteil gegenüber einer Kabelvariante darstellt. Im Gegenzug besteht der signifikanteste Vorteil von Erdkabeln darin, dass sie nicht unmittelbar im Landschaftsbild erkennbar sind. Sämtliche andere für die Erzielung einer umweltverträglichen Ausführung von 380-kV-Freileitungen erforderlichen Voraussetzungen können durch entsprechende Maßnahmen erfüllt werden.

## 7.8 Mögliche Umweltauswirkungen von Freileitungen und Erdkabeln

Sowohl die Errichtung von Freileitungen als auch jene von Erdkabeln sind mit möglichen Umweltauswirkungen verbunden. Das deutsche Umweltbundesamt listet beispielsweise folgende Umweltauswirkungen auf (Dt. Umweltbundesamt., 2020)

### Freileitungen

- Beeinträchtigung des Landschaftsbildes
- Geräusche durch Koronaentladung in direkter Umgebung bei bestimmten Wetterlagen
- witterungsbedingte Gefahren wie Eisbruch, Mastbruch, Blitzeinschlag
- Gefährdung von Vögeln durch Leitungsanflug (insbesondere Zugvögel)
- Schneisenbildung im Wald und Zerschneidung von Lebensräumen (bspw. zerschneiden Freileitungen mitunter Schlaf- und Nahrungsgebiete für Vögel)
- Elektrische und magnetische Felder

### Erdkabel

- während der Kabelverlegung ist die Flächeninanspruchnahme und Bodenbewegung umfangreicher als bei Freileitungen
- magnetisches Feld (nimmt rasch mit der Entfernung ab)

- Bodenerwärmung und -austrocknung, Drainagewirkung
- eingeschränkte landwirtschaftliche Nutzung
- Schneisenbildung im Wald führt zu Veränderungen des Lebensraums  
(Kabeltrasse mit Schutzstreifen darf nicht bebaut und muss von tiefwurzelnden Pflanzen freigehalten werden)
- Bodenveränderungen in Mooren und Feuchtgebieten

## 7.9 Ausblick

Die österreichischen Betreiber von Übertragungsnetzen mit einer Nennspannung ab 380 kV sind gemäß § 40 Abs. 1a EIWOG dazu verpflichtet, Forschung und Entwicklung im Bereich alternativer Leitungstechnologien in großtechnischer Anwendung zu betreiben. In weiterer Folge haben Sie die Ergebnisse dieser Aktivitäten im Rahmen von Variantenuntersuchungen für neue Netzverbindungen unter Bedachtnahme einer besonderen wirtschaftlichen Bewertung zu berücksichtigen. Die Anwendbarkeit alternativer Technologien – zu denen insbesondere Erdkabel zählen – ist in ausgewählten Pilotprojekten zu erproben. Diese Pilotprojekte sind im Netzentwicklungsplan des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers zu kennzeichnen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben über die Ergebnisse der Forschung und Entwicklung und über die durchgeführten Pilotprojekte regelmäßig nach Aufforderung durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu berichten. Ein solcher Bericht ist jedenfalls innerhalb von fünf Jahren zur erstatten.

Bisher haben die diesbezüglichen Aktivitäten der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber noch nicht zu einer Darstellung von Erdkabel-Pilotprojekten in den Netzentwicklungsplänen geführt und es liegt auch kein konkreter Zeitplan für die Umsetzung und Inbetriebnahme eines derartigen Projekts vor.

Das bedeutet, dass es in Österreich bisher keine Erfahrungen mit voll- bzw. teilverkabelten 380-kV-Leitungstrassen im Übertragungsnetz gibt. Diese Erfahrungen müssen im Zuge der künftigen Umsetzung von Erdkabel-Pilotprojekten der Übertragungsnetzbetreiber gesammelt werden und können erst in einer künftigen Aktualisierung des integrierten Netzinfrastukturplans berücksichtigt werden.

Dabei wird entsprechend zu berücksichtigen sein, wie sich die weitere Entwicklung der Kosten von Höchstspannungs-Erdkabeln gestaltet, ob bzw. wie sich der Einsatz von Kabeln auf die Versorgungszuverlässigkeit auswirken wird und welche Erfahrungen die Übertragungsnetzbetreiber mit den Pilotprojekten in Hinblick auf die Netzbetriebsführung machen werden.

# 8 Exkurs: Windkraft- erzeugung 2030 in den Bundesländern

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) definiert das Ziel, dass der österreichische Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird. Dafür ist im EAG bis 2030, ausgehend von der Produktion im Jahr 2020, ein Zubau an jährlicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern um insgesamt 27 TWh vorgesehen, wovon 10 TWh auf Windkraft entfallen. Auf dieses Ziel bezieht sich auch die Bestimmung des § 4a UVP-G.

Auf Basis der normalisierten Stromerzeugung im Jahr 2020 ergibt dies eine Stromerzeugung aus Windkraft von 17 TWh in 2030.

Zur Ermittlung der österreichischen Potenziale an zukünftiger Windenergie, hat das Umweltbundesamt im Auftrag des BMK verschiedene Szenarien erhoben. Im ersten Schritt wurden dafür Regionen identifiziert, in denen aus Gründen des Naturschutzes, des Artenschutzes und des Gewässerschutzes generell kein oder nur ein beschränkter Ausbau von erneuerbaren Energieträgern erfolgen soll. Auf den verbleibenden Gebieten wurden theoretisch-technischen Potenziale zur energetischen Nutzung ermittelt, welche physikalische (z. B. Globalstrahlung, Windgeschwindigkeiten, technische Effizienz) und topographische (z. B. Hangneigungen, Seehöhen, Siedlungsnähe) Faktoren berücksichtigt. Die Methodik ist Kapitel 3.2.2 genauer erläutert.

Diese theoretisch-technischen Potenziale wurden anhand von drei österreichweiten Realisierungsfaktoren für Flächennutzbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit begrenzt. Daraus wurden die drei Szenarien („Rahmenbedingungen“, „aktuelle Entwicklungen“ und „beschleunigter Ausbau“) für die Stromerzeugung aus Windkraft abgeleitet, welche sich im ermittelten Ausbau unterscheiden.

Um den Windkraftausbau zur Erreichung von 17 TWh Stromerzeugung aus Windkraft in 2030 potentialbasiert auf die Bundesländer herunterzubrechen, wurden eine Aufteilung der 17 TWh gemäß dem Verteilungsschlüssel des mittleren Szenarios „aktuelle Entwicklungen“ auf die Bundesländer vorgenommen. Diese Aufteilung wird in Tabelle 25 dargestellt.

Tabelle 25: Aufteilung Windkraftherzeugung 2030 gemäß UVP-G

Bundesland	theoretisch-technisches Potenzial (TWh/a) – Windkraft	realisierbares Potenzial 2030 – Szenario „Rahmenbedingungen 2021“ (TWh/a)	Aufteilung 17 TWh Windkraft 2030 (TWh/a) <sup>10</sup>
Burgenland	35,5	5,2	4,19
Kärnten	14	1,1	0,89
Niederösterreich	118,8	10	8,06
Oberösterreich	13	1	0,81
Salzburg	6,2	0,5	0,40
Steiermark	33,8	2,8	2,26
Tirol	4,5	0,3	0,24
Vorarlberg	1,7	0,1	0,08
Wien	0,7	0,1	0,08
<b>Österreich</b>	<b>228,2</b>	<b>21,1</b>	<b>17,00</b>

Die für die Modellierung des NIP angenommene Stromerzeugung aus Windkraft wird in Kapitel 3.2.2 beschrieben.

10 Die angegebenen Werte sind eine Orientierungshilfe bei der Beurteilung, ob aktuell eine im Einklang mit den Ausbauzielen des § 4 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) im Sinne des § 4a UVP-G stehende Energieraumplanung vorliegt.

## Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
APG	Austrian Power Grid AG
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
BECCS	Bioenergy with carbon capture and storage
BIV	Bruttoinlandsverbrauch
CEF	Connecting Europe Facility
CH <sub>4</sub>	Methan
CCS	Carbon capture and storage
CT	Szenario Current Trends (TYNDP)
DE	Szenario Distributed Energy (TYNDP)
EAG	Erneuerbaren Ausbau Gesetz
EU	Europäische Union
E-Control	Energie-Control Austria
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EEff	Szenario Energieeffizienz
EEV	Energetischer Endverbrauch
EXXA	Energy Exchange Austria
GA	Szenario GobaI Ambition (TYNDP)
GASI 2040	Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich
GCA	Gas Connect Austria
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
InfraTrans2040	InfraTrans2040 Energieinfrastruktur 2040 Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich
IUCN	International Union for Conservation of Nature
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFiP	Langfristige und integrierte Planung
NEKP	Österreichs integrierter nationaler Energie- und Klimaplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau
NT 2030	National Trends Szenario 2030 (TYNDP)
NIP	integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan
PC I	Projects of Common Interest
PE	Polyethylen
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-heat
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik



SK	Szenario Sektorkopplung (Projekt InfraTrans 2040)
TAG	Trans Austria Gasleitung GmbH
TEN-E VO	Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UBA	Umweltbundesamt
UW	Umspannwerk
USW	Umspannwerkbezirk
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVP-G	Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz
VO	Verordnung
VPE	Vernetztes Polyethylen
VÜN	Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH
WAM	Szenario With Additional Measures
WAG	West-Austria-Gasleitung
WKA	Windkraftanlage

## Einheiten

°C	Grad Celsius
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
GWh	Gigawattstunde
GWh <sub>el</sub>	Gigawattstunde elektrisch
GW	Gigawatt
GW <sub>el</sub>	Gigawatt elektrisch
kV	Kilovolt
kV/m	Kilovolt/Meter
m	Meter
MW	Megawatt
MW <sub>el</sub>	Megawatt elektrisch
SOL	Süd-Ost-Leitung
TWh	Terrawattstunde
t	Tonne

## Abbildungsverzeichnis

<u>Nummer</u>	<u>Titel</u>	<u>Seite</u>
1	Betrachtungsraum und Systemgrenzen des integrierten Netzinfrasturkturplans.....	7
2	Bruttoinlandsverbrauch Österreich 2005-2021 nach Energieträgern .....	10
3	Entwicklung des österreichischen Bruttostromverbrauchs 2005-2021.....	11
4	Bruttostromverbrauch je Bundesland 2021.....	12
5	Energetischer Endverbrauch Strom 2021 nach Sektoren je Bundesland.....	13
6	Entwicklung der österreichischen Stromaufbringung 2005-2021.....	14
7	Stromerzeugung 2021 je Bundesland .....	15
8	Installierte Brutto-Engpassleistung Stromerzeugung in Österreich.....	16
9	Lastdeckung Strom durch erneuerbare Energien 2021 auf Monatsbasis .....	17
10	Österreichisches Stromübertragungsnetz.....	19
11	Österreichische Strom Austauschkapazitäten mit Nachbar- ländern 2020 in MW .....	20
12	Austausch Strom zwischen Österreich und Nachbarländern.....	21
13	Entwicklung des österreichischen Bruttoinlandsverbrauchs an Gas 2005-2021.....	22
14	Bruttoinlandsverbrauch Gas 2021 je Bundesland .....	23

<b>Nummer</b>	<b>Titel</b>	<b>Seite</b>
15	Energetischer Endverbrauch Gas 2021 nach Sektoren je Bundesland.....	24
16	Erdgasforderung und Biogas/-methanproduktion in Österreich 2005-2021 .....	25
17	Gasproduktion 2021 je Bundesland .....	26
18	Erdgasinfrastruktur in Österreich 2022 .....	27
19	Maximale Gasimportleistungen/Gasexportleistungen zwischen Österreich und seinen Nachbarländern 2021 .....	28
20	Austausch von Gas zwischen Österreich und seinen Nachbarländern .....	29
21	Erzeugung 2020 (normalisiert) und Zubauziele bis 2030 für die Stromerzeugung mittels Wasserkraftwerken, je Bundesland, aggregiert für die Länder und verglichen mit dem EAG-Ziel.....	37
22	Erzeugung 2020 (normalisiert) und Zubauziele bis 2030 für die Stromerzeugung mittels Windkraftanlagen, je Bundesland, aggregiert für die Länder und verglichen mit dem EAG-Ziel .....	39
23	Erzeugung 2020 und Zubauziele bis 2030 für die Strom- erzeugung mittels Photovoltaik, je Bundesland, aggregiert für die Länder und verglichen mit dem EAG-Ziel.....	41
24	Vorbehaltsflächen Naturschutz in Österreich.....	43
25	PV Erzeugungspotenziale nach Bezirken 2030.....	46
26	PV Erzeugungspotenziale nach Bezirken 2040 .....	47
27	Realisierbare Winderzeugungspotenziale nach Bezirken 2030 .....	48
28	Realisierbare Winderzeugungspotenziale nach Bezirken 2040 .....	49
29	Schutzwürdige Gewässerstrecken in Österreich.....	50

<b>Nummer</b>	<b>Titel</b>	<b>Seite</b>
30	Ausbaupotenziale Wasserkraft unter hoher Schutzwürdigkeit von Gewässerstrecken.....	51
31	Angenommene Biomethan – Einspeisung 2030 .....	52
32	Angenommene Biomethan – Einspeisung 2040 .....	53
33	ENTSO-E Systembedarf an grenzüberschreitender Übertragungsnetzinfrastruktur in .....	55
34	Methan-Fernleitungsnetz Peak-Kapazität Stand 2022, in GWh/d .....	56
35	Wasserstoff-Fernleitungsnetz Peak-Kapazität Level 1 Stand 2022, in GWh/d .....	57
36	Beispielhafte regionale Verteilung der installierten EE-Leistung gemäß EAG 2030 in Österreich (erstellt für TYNDP 2020 Szenario NT 2030).....	58
37	Projektübersicht Netzentwicklung Strom (Umspannwerke und Leitungen) Teil 1.....	58
38	Projektübersicht Netzentwicklung Strom (Umspannwerke und Leitungen) Teil 2.....	60
39	Wasserstoff Kapazitätsszenario.....	62
40	LFiP H <sub>2</sub> Roadmap 2030.....	64
41	LFiP H <sub>2</sub> Roadmap 2040 .....	65
42	LFiP Wasserstoffproduktion für 2040 .....	66
43	Ablaufdiagramm Methodik NIP Berechnungen.....	69
44	Räumliche Einheiten des Berechnungsmodells (USW-Bezirke) und deren Einzugsgebiet in Österreich.....	70

Nummer	Titel	Seite
45	Regionalisierung des Stromverbrauchs in Industrie, Dienstleistungen, Haushalten und Verkehr 2030.....	72
46	Regionalisierung des Stromverbrauchs in Industrie, Dienstleistungen, Haushalten und Verkehr 2040 .....	73
47	Regionalisierung des Wasserstoff-Verbrauchs 2030.....	75
48	Regionalisierung des Wasserstoff-Verbrauchs 2040.....	76
49	Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung 2030.....	77
50	Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung 2040.....	78
51	Stundenbasierte Stromerzeugungsprofile erneuerbarer Energiequellen Biomasse, Laufwasserkraft, Wind, Photovoltaik für eine Sommer- bzw. Winterwoche für Österreich 2030.....	79
52	Stundenbasierte Stromerzeugungsprofile erneuerbarer Energiequellen Biomasse, Laufwasserkraft, Wind, Photovoltaik für eine Sommer- bzw. Winterwoche für Österreich 2040.....	80
53	Regionalisierung der Biomethanherzeugung 2030 .....	81
54	Regionalisierung der Biomethanherzeugung 2040 .....	82
55	Stromerzeugungs- und Stromlastzeitreihen inklusive betrachteter Flexibilitäten für eine Sommerwoche 2030 .....	85
56	Stromerzeugungs- und Stromlastzeitreihen inklusive betrachteter Flexibilitäten für eine Winterwoche 2030.....	86
57	Stromerzeugungs- und Stromlastzeitreihen inklusive betrachteter Flexibilitäten für eine Sommerwoche 2040.....	87
58	Stromerzeugungs- und Stromlastzeitreihen inklusive betrachteter Flexibilitäten für eine Winterwoche 2040 .....	88
59	Integrierter Plan im betrachteten Strom- und Gasnetz inklusive Flexibilitätsmaßnahmen (Power-to-X, Batteriespeicher) .....	92

<b>Nummer</b>	<b>Titel</b>	<b>Seite</b>
60	Schematische Darstellung der Feststellung der Leitungsauslastung im Stromnetz.....	94
61	Berücksichtigtes Stromnetz inklusive bekannter Ausbauprojekte bis 2040.....	95
62	Modellierte Stromnetzauslastungen im Netzausbau 2030 ohne bzw. mit zusätzlichen Flexibilitätsoptionen im Betrachtungsjahr 2030.....	96
63	Modellierte Stromnetzauslastungen im Netzausbau 2040 ohne bzw. mit zusätzlichen Flexibilitätsoptionen im Betrachtungsjahr 2040.....	97
64	Identifizierte Transportbedarfskorridore im Stromnetz.....	98
65	Methannetz 2030.....	100
66	Wasserstoffnetz 2030.....	100
67	Gasnetz 2040 inklusive berücksichtigte Umwidmungen und Neubauten für Wasserstoff-Transport.....	101
68	Wasserstoffnetz 2040.....	101
69	Stromerzeugung und -bedarf in den unterschiedlichen Szenarien des TYNDP 2020.....	104
70	Identifizierte Planungskorridore bis 2033 der APG.....	105
71	Gasverbrauch Österreich 2010-2050 (Marktgebiet Ost, Tirol, Vorarlberg).....	106
72	Planungen AGGM für die Wasserstoffinfrastruktur bis 2030.....	107
73	Strombedarf der Szenarien InfraTrans2040.....	108
74	Stromerzeugung InfaTrans2040.....	109
75	Gasbedarf InfraTrans2040.....	110

<b>Nummer</b>	<b>Titel</b>	<b>Seite</b>
76	Gasbedarf GASI 2040.....	111
77	Wasserstoffnetze 2030, 2035, 2040 in den GASI 2040 Szenarien.....	112
78	Strombedarfskorridore Übertragungsnetz 2030 .....	114
79	Fernleitungsnetz Gas 2030 .....	115
80	Exemplarische Darstellung des Aufbaus eines 380-kV-VPE-Kabels .....	125
81	Regelgrabenprofil einer 2-sytemigen 380-kV-Kabelleitung mit je 2x3 Phasen parallel geschaltet .....	126
82	Beispiel einer 380-kV-Kabelübergabestation .....	127
83	Magnetische Flussdichte an 380-kV-Freileitungen und Erdkabeln; Höchstwerte unter maximalen Betriebsbedingungen .....	129

## Tabellenverzeichnis

Nummer	Titel	Seite
1	Netzebenen im Stromsystem und Nennspannung.....	18
2	Netzebenen, Funktionen und Längen.....	26
3	Energetischer Endverbrauch nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz und Transition Szenario.....	32
4	Stromeinsatz nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz und Transition Szenario.....	33
5	Stromerzeugung nach Energieträgern für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz und Transition Szenario.....	34
6	Erdgaseinsatz nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz und Transition Szenario.....	34
7	Biomethaneinsatz nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz und Transition Szenario.....	35
8	Wasserstoffverbrauch nach Sektoren für ausgewählte Jahre nach Energiebilanz und Transition Szenario.....	36
9	Wasserkraft – normalisierte Erzeugung 2020, Länder Zubauziele 2021-2030, Länder Ausbauziele 2030, in TWh.....	38
10	Windkraft – normalisierte Erzeugung 2020, Länder Zubauziele 2021-2030, Länder Ausbauziele 2030, in TWh.....	40
11	Photovoltaik Erzeugung 2020, Länder Zubauziele 2021-2030, Länder Ausbauziele 2030, in TWh .....	42
12	Angenommene PV-Erzeugung aus dem Szenario „aktuelle Entwicklungen“ je Bundesland.....	45
13	Angenommene Winderzeugung aus dem Szenario „aktuelle Entwicklungen“ je Bundesland.....	46
14	Bandbreiten der Wasserkraftpotenziale je Bundesland.....	50



Nummer	Titel	Seite
15	Biomethanpotenziale je Bundesland in Österreich.....	53
16	Berücksichtigte Elektrolysemengen und –Leistungen mit Fertigstellung bis 2030 je Bundesland bei 5000 Volllast- stunden und einem Umwandlungswirkungsgrad von 0,7 .....	82
17	Angewandte Zielgrößen für netzdienliche Flexibilitätselemente 2030 und 2040.....	84
18	Berücksichtigte Pumpspeicherkraftwerkleistungen, -energiemengen und -kapazitäten je Bundesland .....	87
19	Berücksichtigte Speicherkraftwerkleistungen, -energiemengen und -kapazitäten je Bundesland .....	89
20	Identifizierte Batteriespeicherstandorte nach Kapazitäten und Leistungen je Bundesland 2030 und 2040 .....	90
21	Identifizierte Power-to-Heat und deren aufgenommene Energienmengen und Leistungen je Bundesland 2030 und 2040.....	90
22	Identifizierte netzdienliche Power-to-Gas-Standorte mit aufgenommene Energienmengen und Leistungen je Bundesland 2030 und 2040.....	91
23	Berücksichtigte Gasspeicherkapazitäten.....	92
24	Anteil von Erdkabeln an den Systemlangen der öffentlichen Stromversorgung (2021).....	124
25	Aufteilung Windkrafterzeugung 2030 gemäß UVP-G .....	133





