

STUDIEN



ERNEUERBARE
ENERGIEPOTENZIALE
IN ÖSTERREICH 2030 & 2040



KURZFASSUNG

Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich für 2030 und 2040

Wien, März 2026

Eine Studie im Auftrag des Klima- und Energiefonds



Autor:innen

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Gustav Resch, Bernhard Mayr, Bernhard Gahleitner, Edith Haslinger



Umweltbundesamt GmbH

Siegmund Böhmer, Marianne Bertine Broer, Christine Brendle,
Günter Eisenkölb, Stephan Nemetz, Carlos Elser-Amann, Alexander Storch,
Daniel Trauner, Peter Weiss, Raphael Wasserbauer



Energiewerkstatt

Alexander Stökl, Andreas Krenn



AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Franz Mauthner, Wolfgang Gruber-Glatzl, Jasmin Pflieger, Andreas Stöger



Technische Universität Wien, Energy Economics Group

Lukas Kranzl, Frank Radosits, Fabian Schipfer, Peter Valent

Die Studie im Überblick

Die Studie *Erneuerbare Energiepotenziale in Österreich für 2030 und 2040* wurde im Auftrag des Klima- und Energiefonds und dotiert aus Mitteln des ehemaligen Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) unter Leitung des AIT Austrian Institute of Technology GmbH (AIT) gemeinsam mit Umweltbundesamt (UBA), Technische Universität Wien (TU Wien), AEE – Institut für Nachhaltige Technologien (AEE INTEC) und Energiewerkstatt durchgeführt.

Hauptziel der Studie war die bundesweite, methodisch konsistente Erhebung erneuerbarer Energiepotenziale in Österreich und deren Realisierungsmöglichkeiten bis 2030 und 2040 in Form von Bandbreiten und auf Basis definierter Entwicklungspfade bzw. Storylines.

Die vorliegende Kurzfassung erlaubt Einblicke in die zugrundeliegende Methodik und die Ergebnisse auf Ebene der einzelnen Technologiefelder sowie im Überblick. Komplementär hierzu bietet der umfassende Endbericht einen Detailblick auf die hier in kompakter Form beschriebenen Aspekte.

Laufzeit: April 2023 bis November 2025

INHALTSVERZEICHNIS

Danksagung	05
Kurzfassung	06
Executive Summary	07
1.0 Einleitung	08
1.1 Hintergrund	08
1.2 Ziel der Studie	08
1.3 Struktur dieses Berichts	09
2.0 Allgemeine Methodik	10
2.1 Allgemeine Methodik im Überblick	10
2.2 Datenerhebung	11
2.3 Modellierung & Bewertung	11
2.4 Allgemeine Storylines für die zukünftige Nutzung erneuerbarer Energiepotenziale in Österreich	17
2.5 Ergebnisdarstellung	19
3.0 TF1: Photovoltaik	20
3.1 Ausgangslage	20
3.2 Daten und Methode	21
3.3 Ergebnisse	22
4.0 TF2: Wasserkraft	28
4.1 Ausgangslage	28
4.2 Daten und Methode	29
4.3 Ergebnisse	29
5.0 TF3: Windenergie	41
5.1 Ausgangslage	41
5.2 Daten und Methode	41
5.3 Ergebnisse	42
6.0 TF4: Tiefe Geothermie	49
6.1 Ausgangslage	49
6.2 Daten und Methode	49
6.3 Ergebnisse	49
6.4 Bewertung der Ergebnisse und Ausblick	51

7.0	TF5: Bioenergie	52
7.1	Ausgangslage	52
7.2	Daten und Methode	53
7.3	Ergebnisse	54
7.4	Bewertung der Ergebnisse	63
8.0	TF6: Solarthermie	64
8.1	Ausgangslage	64
8.2	Daten und Methode	64
8.3	Ergebnisse	66
8.4	Bewertung der Ergebnisse	70
9.0	TF7: Umgebungswärme und Abwärme	70
9.1	Ausgangslage	70
9.2	Daten und Methodik	71
9.3	Luftwärme	75
9.4	Oberflächennahe Geothermie und Grundwasser	79
9.5	Abwärme	83
9.6	Aquathermie (Fließgewässer)	86
9.7	Bewertung der Ergebnisse	88
10.0	TF8: Energienachfrage	89
10.1	Hintergrund	89
10.2	Daten und Methodik	89
11.0	Überblick und Diskussion	100
11.1	Erneuerbare Energiepotenziale 2030 und 2040 im Überblick	100
11.2	Ergänzende wirtschaftliche Einordnung erneuerbarer Energietechnologien	110
11.3	Der Einfluss des Klimawandels auf Energieerzeugung und Nachfrage	111
11.4	Fazit und Ausblick	116
12.0	Literaturverzeichnis	117
	Impressum	119

Danksagung

Das Forschungsprojekt wurde durch einen fachkundig besetzten Projektbeirat begleitet, dem Vertreterinnen und Vertreter aus Politik, Verwaltung, Industrie, Wirtschaft und Gesellschaft angehörten. Ihnen wurden Ansätze, Methoden, Zwischenergebnisse und Ergebnisse des Projekts präsentiert, welche sie kritisch reflektierten und konstruktiv weiterentwickelten. Durch diese engagierte Mitwirkung konnten Aussagekraft und Belastbarkeit der Studie wesentlich gesteigert werden.

Besonderer Dank gilt den Vertreterinnen und Vertretern des Klima- und Energiefonds Österreich, insbesondere Sandra Braumann und Patrick Fuchs, sowie den Expertinnen und Experten des Bundesministeriums für Wirtschaft, Energie und Technologie (BMWET), namentlich Marie-Theres Thöni, Wolfgang Jank, Johannes Mantler und Anton Jakob. Ebenso möchten wir den weiteren aktiv beteiligten Ministerien danken – dem Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) sowie dem Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft (BMLUK) – deren Beiträge maßgeblich zur Qualität der Studie beigetragen haben.

Zusätzlich möchten wir uns auch für die aktive Mitwirkung bedanken bei den Vertreterinnen und Vertretern des Landes Vorarlberg – Fachbereich Energie und Klimaschutz, insbesondere Adi Gross und Markus Niedermair, des Amtes der Burgenländischen Landesregierung – Abteilung 5 Wasser, Klima und Energie, namentlich Christian Schügerl, der Ökostrom Management AG (OeMAG), namentlich Horst Brandlmaier, dem WWF Österreich, namentlich Karl Schellmann und Viktoria Auer, Global 2000, namentlich Hannah Keller sowie dem Dachverband Erneuerbare Energie Österreich, namentlich Johannes Schmidl. Ihre fachliche Expertise und konstruktiven Beiträge haben die inhaltliche Qualität und Relevanz des Projektes weiter gestärkt.

Zahlreiche weitere Personen wären in dieser Danksagung anzuführen aufgrund ihrer aktiven Mitwirkung im Rahmen der Konsolidierung von Methodik und Ergebnissen – aus datenschutzrechtlichen Gründen sehen wir aber hiervon ab.

Kurzfassung

Im Auftrag des Klima- und Energiefonds wurde unter Leitung des AIT Austrian Institute of Technology gemeinsam mit Umweltbundesamt, TU Wien, AEE INTEC und der Energiewerkstatt eine umfassende Potenzialstudie zu erneuerbaren Energiequellen in Österreich durchgeführt. Ziel war es, methodisch konsistente technische und realisierbare Potenziale für die Zieljahre 2030 und 2040 zu ermitteln.

Untersucht wurden sieben Technologiefelder sowie die Energienachfrage: Photovoltaik, Wasserkraft, Windenergie, tiefe Geothermie, Bioenergie, Solarthermie sowie Umweltwärme und Abwärme. Die Methodik basierte auf drei zentralen Arbeitsschritten: (1) Datenerhebung, unter anderem zu Flächennutzung, Klimaszenarien und Energienachfrage, (2) Modellierung und Bewertung technischer sowie realisierbarer Potenziale unter Berücksichtigung wirtschaftlicher, technologischer, gesellschaftlicher und klimatischer Einflussgrößen sowie (3) Ergebnisdarstellung in einem Web-GIS-Tool, vgl. gtif-austria.info.

Photovoltaik (PV) zeigt mit über 50 TWh/a im Jahr 2040 ein beachtliches realisierbares Potenzial, welches bedeutende Ausbaumöglichkeiten insbesondere auf Gebäuden und versiegelten Freiflächen umfasst. Trotz sehr hoher technischer Potenziale, insbesondere auf Freiflächen, wird die tatsächliche Realisierbarkeit stark durch soziale, ökologische und infrastrukturelle Kriterien begrenzt.

Wasserkraft weist ein realisierbares zusätzliches Potenzial von bis zu 10 TWh/a im Jahr 2040 durch Neubauten und Optimierung auf. Klimatische Veränderungen könnten das theoretische Potenzial bis 2070 zusätzlich leicht erhöhen.

Windenergie zeigt analog zur PV ein beachtliches realisierbares Potenzial von bis zu 42 TWh/a im Jahr 2040, dessen Erschließung abhängig von Flächenverfügbarkeit, Infrastruktur und Akzeptanz ist.

Bioenergie weist 2040 ein realisierbares Potenzial von rund 59–72 TWh/a auf, abhängig von Entwicklungspfaden der Forstwirtschaft und konkurrierenden Nutzungsansprüchen unterschiedlicher Biomassekonversionsverfahren.

Für die **tiefe Geothermie** konnte aufgrund der unzureichenden Datenlage kein belastbares realisierbares Potenzial quantifiziert werden. Expert:innen schätzen jedoch, dass im Jahr 2030 etwa 1,5 TWh/a geothermische Wärme erschlossen werden könnten.

Solarthermie zeigt für das Jahr 2040 ein realisierbares Potenzial von bis zu 13 TWh/a. Dieses wird weniger durch verfügbare Flächen limitiert, sondern vielmehr durch ökonomische, infrastrukturelle und organisatorische Rahmenbedingungen.

Umweltwärme und Abwärme leisten einen wesentlichen Beitrag zur Wärmewende. Besonders hohe Potenziale zeigen Luftwärme und oberflächennahe Geothermie – jeweils bis zu 20 TWh/a, ergänzt durch Abwärme und Aquathermie. Deren Erschließung hängt stark vom technologischen Fortschritt, der Entwicklung der Wärmenachfrage, der Gebäudesanierung sowie von der Integration in Wärme- und Strominfrastrukturen ab.

Die Studie liefert eine datenbasierte Entscheidungsgrundlage für strategische Flächenplanung, Energiepolitik und den gezielten Ausbau erneuerbarer Energien und unterstreicht die Relevanz regional differenzierter und langfristig orientierter Energiestrategien für die Klimaneutralität Österreichs bis 2040.

Executive Summary

On behalf of the Austrian Climate and Energy Fund, a comprehensive potential study on renewable energy sources in Austria was carried out under the leadership of AIT Austrian Institute of Technology, in cooperation with the Environment Agency Austria (UBA), TU Wien, AEE INTEC, and Energiewerkstatt. The aim was to determine methodically consistent technical and realisable potentials for the target years 2030 and 2040.

Seven technology fields and the overall energy demand were analysed: photovoltaics, hydropower, wind energy, deep geothermal energy, bioenergy, solar thermal energy, as well as ambient heat and waste heat. The methodology was based on three main steps: (1) data collection, including land use, climate scenarios and energy demand, (2) modelling and assessment of technical and realisable potentials considering economic, technological, societal and climatic factors, and (3) presentation of the results in a web-based GIS tool (see gtif-austria.info).

Photovoltaics (PV) demonstrate a substantial realisable potential of over 50 TWh per year by 2040, offering significant scope for expansion, particularly on buildings and sealed open areas. Although the technical potential – especially on open land – is significantly higher, actual deployment is strongly constrained by social, ecological and infrastructural criteria.

Hydropower offers an additional realisable potential of up to 10 TWh per year by 2040 through new installations and optimisation of existing plants. Climate change could slightly increase the theoretical potential by up to around 0.5 TWh per year by 2070.

Wind energy, similar to PV, exhibits a considerable realisable potential of up to 42 TWh per year by 2040. Realising this potential depends heavily on land availability, infrastructure and social acceptance.

Bioenergy provides a realisable potential of approximately 59–72 TWh per year in 2040, depending on the respective development pathways in the forestry sector and competing uses across various biomass conversion processes.

Due to insufficient data availability, no robust estimate of realisable potential could be quantified for **deep geothermal energy**. However, experts estimate that around 1.5 TWh per year of geothermal heat could be developed by 2030.

Solar thermal energy shows a realisable potential of up to 13 TWh per year by 2040. This potential is less constrained by available surface area than by economic, infrastructural and organisational conditions.

Ambient heat and waste heat play a key role in the heat transition. Particularly high potentials exist for air-source heat and shallow geothermal energy – each up to around 20 TWh per year – complemented by industrial waste heat and aquathermal energy. Their deployment strongly depends on technological progress, the development of heat demand, building renovation rates, and the integration of heat and electricity infrastructures.

Overall, the study provides a data-based decision-making foundation for strategic spatial planning, energy policy, and the targeted expansion of renewable energy. It highlights the importance of regionally differentiated and long-term energy strategies for achieving climate neutrality in Austria by 2040.

1.0 Einleitung

1.1 Hintergrund

Österreich verfolgt ambitionierte energie- und klimapolitische Ziele: Bis 2030 soll der Strombedarf bilanziell vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt werden, bis 2040 wird Klimaneutralität angestrebt. Diese Zielsetzungen entsprechen europäischen Vorgaben und Empfehlungen, wie sie etwa im zweiten österreichischen Sachstandsbericht zum Klimawandel [1] betont werden. Als leitendes Prinzip gilt das Effizienzgebot „Energieeffizienz an erster Stelle“ [2], welches eine Reduktion des Energieverbrauchs als Voraussetzung für einen nachhaltigen Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung definiert.

Mit dem fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien gewinnen Fragen der **Flächenverfügbarkeit**, der **regionalen Eignung**, möglicher **Nutzungskonflikte** und der **Wirtschaftlichkeit** zunehmend an Bedeutung. Der Bedarf an präziser räumlicher Bewertung wird durch nationale Planungsprozesse ebenso verstärkt wie durch europäische Vorgaben, insbesondere Artikel 15c der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III), der eine systematische Identifikation geeigneter Gebiete für erneuerbare Energien vorsieht.

Vor diesem Hintergrund entstand die Notwendigkeit einer umfassenden, regional hochauflösenden Potenzialanalyse sämtlicher in Österreich relevanter erneuerbarer Energiequellen – darunter **Bioenergie, Geothermie, Photovoltaik, Solarthermie, Umgebungswärme, Wasserkraft und Windenergie**. Betrachtet wurden diese Technologien in den Anwendungsbereichen **Strom, Wärme, Kälte** und erneuerbare **Kraftstoffe**, einschließlich sektorübergreifender Anwendungen wie erneuerbarer **Wasserstoff** und **Biomethan**.

Die Studie wurde 2023 vom Klima- und Energiefonds beauftragt, dotiert aus Mitteln des ehemaligen Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK). Mit der Durchführung wurde ein Konsortium unter der Leitung des AIT Austrian Institute of Technology betraut, in Zusammenarbeit mit dem Umweltbundesamt (UBA), der Technischen Universität Wien (TU Wien), AEE INTEC und der Energiewerkstatt.

Ergänzend zum Basisprojekt wurden im Zuge der Studierstellung zwei zusätzliche Subaufträge („*Szenarien zur Holzbiomasse für die energetische Nutzung in Österreich*“ [3], „*Hydrological Simulations of expected Changes in River Discharges*“ [4]) finanziert und umgesetzt. Parallel dazu wurde das Projekt „*Solarkataster Österreich*“ [5] realisiert. Die daraus gewonnenen Ergebnisse bildeten eine zentrale Grundlage für die Modellierung und Berechnung der erneuerbaren Energiepotenziale.

1.2 Ziel der Studie

Ziel der Studie ist die bundesweite, methodisch konsistente Erhebung der **technischen und realisierbaren Potenziale** erneuerbarer Energien in Österreich für die Jahre **2030 und 2040**. Die Potenziale werden **technologiefeldspezifisch**, in **räumlich hoher Auflösung**, und durch Angabe von Bandbreiten basierend auf drei **Storylines** (Low, Medium, High) bewertet. Dabei werden wirtschaftliche Rahmenbedingungen, technologische Entwicklungen, saisonale Verfügbarkeiten, standortspezifische Faktoren und mögliche Auswirkungen des Klimawandels berücksichtigt.

Im Sinne einer klaren Abgrenzung umfasst die Studie **keine** politische Festlegung von Vorrang- oder Beschleunigungsgebieten (Acceleration Areas), **keine** technologieübergreifende Gesamtsystembewertung und **keine** standortbezogene naturschutzfachliche Detailprüfung außerhalb ausgewiesener Schutzgebiete.

Das Ergebnis der Studie besteht in modellierten, bis 2030 und 2040 realisierbaren Potenzialen aller betrachteten erneuerbaren Energiequellen, ergänzt um eine **Web-GIS-Darstellung**, welche die räumliche Verortung und Transparenz der Ergebnisse ermöglicht. Die finalen Ergebnisse wurden im Zuge eines breit angelegten Konsolidierungsprozesses mit Vertreter:innen aus Politik, Verwaltung, Wirtschaft, Industrie und Zivilgesellschaft plausibilisiert.

1.3 Struktur dieses Berichts

Der vorliegende kompakte Endbericht gliedert sich wie folgt:

- **Kapitel 2** beschreibt die methodische Vorgehensweise, einschließlich Datengrundlagen, Modellierungsschritte und Bewertungskriterien.
- **Kapitel 3 bis 10** enthalten die Ergebnisse der einzelnen Technologiefelder, jeweils inklusive regionaler Differenzierungen.
- **Kapitel 11** bietet eine technologieübergreifende Gesamtschau der Potenziale auf Bundesebene, ergänzt um eine ökonomische Bewertung und eine Betrachtung der Auswirkungen des Klimawandels auf Potenzialverfügbarkeit – mit Ausnahme der Wasserkraft, für die Klimawirkungen bereits integraler Bestandteil der Potenzialerhebung waren.

Weiterführende Informationen zur hier in kompakter Form vorgestellten Methodik und zu den Ergebnissen sind der umfassenden Langfassung des Endberichts zu entnehmen.

2.0 Allgemeine Methodik

In der Studie werden sieben erneuerbare Energiequellen bzw. Technologiefelder (TF) unterschieden, die je nach Bereich in mehrere Subtechnologien gegliedert sind. Ergänzend werden die erneuerbaren Energieerzeugungspotenziale den Entwicklungstrends der Energienachfrage gegenübergestellt (d.h. Strom, Wärme, Kraftstoffe und erneuerbare Gase, einschließlich Wasserstoff), welche aus einem entsprechenden Literaturvergleich resultieren. Die nachfolgende Auflistung gibt einen vollständigen Überblick über die betrachteten Technologiefelder und die zuständigen Partner im Konsortium.

Analysierte Technologiefelder:

- **TF1: Photovoltaik (PV)**, bearbeitet durch UBA, mit den Subtechnologiefeldern:
 - **TF1.1: Gebäude-PV**
 - **TF1.2: Freiflächen-PV**, mit Unterscheidung zwischen versiegelten/verbauten und unversiegelten Freiflächen
- **TF2: Wasserkraft**, bearbeitet durch UBA
- **TF3: Windenergie**, bearbeitet durch Energiewerkstatt
- **TF4: Tiefe Geothermie**, bearbeitet durch AIT
- **TF5: Bioenergie**, bearbeitet durch TU Wien und UBA, mit den Subtechnologiefeldern:
 - **TF5.1 Feste und flüssige Biomasse**
 - **TF5.2 Biogas / Biomethan**
- **TF6: Solarthermie**, bearbeitet durch AEE INTEC
- **TF7: Umgebungswärme und Abwärme**, bearbeitet durch AEE INTEC, unterstützt von AIT, untergliedert in vier Subtechnologiefelder:
 - **TF7.1: Luftwärme (Umgebungsluft)**, bearbeitet durch AEE INTEC
 - **TF7.2: Aquathermie (Fließgewässer)**, bearbeitet durch AEE INTEC

- **TF7.3: Oberflächennahe Geothermie und Grundwasser**, bearbeitet durch AIT, mit Unterscheidung zwischen geschlossenen und offenen Systemen
- **TF7.4: Abwärme aus Industrie und Kommunen**, bearbeitet durch AEE INTEC, mit Unterscheidung zwischen Direktnutzung von industrieller Abwärme und Niedertemperaturabwärme aus Industrie und Kläranlagen
- **TF8: Energienachfrage**, bearbeitet durch AIT

2.1 Allgemeine Methodik im Überblick

Die allgemeine methodische Vorgehensweise folgt einer Matrix-Struktur aus drei zentralen Arbeitsschritten – Datenerhebung, Modellierung & Bewertung sowie Ergebnisdarstellung – und deren systematischer Verschränkung mit den Technologiefeldern. Dadurch werden übergreifende Vorgaben, Datenstandards und Qualitätskriterien einheitlich angewendet, während die feldspezifischen Besonderheiten in der Tiefe adressiert werden.

- **Datenerhebung:** Aufbau einer konsistenten, georeferenzierten und modellfähigen Datenbasis (z. B. Landnutzung und Schutzgebiete, Wetter/ Klimadaten, Technologie und Kostenparameter, Nachfrage- und Anlagenbestandsdaten). Einheitliche Formate und Prozesse sorgen für Vergleichbarkeit und Harmonisierung über alle TF hinweg.
- **Modellierung & Bewertung:** Ableitung technischer und realisierbarer Potenziale für 2030 und 2040, ausgewiesen als Bandbreiten gemäß den Storylines Low/Medium/High. Berücksichtigt werden ökonomische Kriterien (z. B. LCOE), standortspezifische Randbedingungen und – wo relevant – Klimawirkungen.

- **Ergebnisdarstellung:** Zusammenführung der TF-Ergebnisse in eine einheitliche Berichtslogik sowie Bereitstellung in einer öffentlichen Web-GIS-Applikation, um räumliche Verortung, Transparenz und Wiederverwendbarkeit sicherzustellen.

Die Verschränkung von zentralen Arbeitsschritten und TF-Expertise ermöglicht eine kohärente Gesamtschau über Technologien und Räume hinweg. Sie reduziert Redundanzen, erleichtert den Abgleich zwischen Feldern und gewährleistet methodische Konsistenz, Vergleichbarkeit und Skalierbarkeit vom Dateneingang bis zur kartografischen Darstellung.

2.2 Datenerhebung

Die Datenerhebung hatte das Ziel, eine **konsistente, vollständige und modellfähige Grundlage** für die Potenzialbewertung zu schaffen. Zusammengeführt wurden unter anderem:

- Geodaten zu Landnutzung, Schutzgebieten und Topografie,
- Wetter-/Klimadaten und Strahlungs- bzw. hydrologische Informationen,
- Technologie und Kostenparameter sowie Erschließungsrestriktionen,
- Energiedaten zu Nachfrage (Gemeinde bis Bundesebene) und Anlagenbeständen,
- Infrastrukturdaten (z. B. Netze) sowie einschlägige statistische und branchenspezifische Datensätze.

Viele dieser Grundlagen basieren auf Vorarbeiten, an denen Partner des Konsortiums bereits maßgeblich beteiligt waren (etwa Netzinfrastruktur und Technologieszenarien, Windatlas, EAG-Gutachten).

Zum Start wurde ein **zentrales Daten-Repository** eingerichtet und einheitliche Formate für die geodatenbasierte Verarbeitung festgelegt; vertrauliche Datensätze wurden gekennzeichnet und entsprechend geschützt.

Anschließend erfolgten Sammlung, Harmonisierung und Prüfung der Daten: Konsistenztests, Plausibilisierung, sowie die Zuordnung zu den jeweiligen Technologiefeldern für die modellgestützte Weiterverarbeitung.

Sofern für ein Technologiefeld geeignete Daten vorhanden waren, lag ein besonderer Fokus auf der präzisen **Verortung des Anlagenbestands**. Erfasst wurden insbesondere Standort, Technologie, Leistung und Errichtungsjahr; Fernwärmeanlagen wurden über einschlägige Referenzdatensätze, industrielle Standorte und Abwärmepotenziale gemäß dem im Abwärmekapitel beschriebenen methodischen Ansatz identifiziert, vgl. Abschnitt 9.5. Diese Informationen bilden zugleich eine Grundlage für Repowering-Analysen.

Mit Abschluss der Datenerhebung stand eine vollständig strukturierte und modellfähige Datenbasis zur Verfügung, die nahtlos in die Modellierung und Bewertungsschritte überführt wurde.

2.3 Modellierung & Bewertung

Für die Erhebung der Potenziale wird die in Abbildung 1 veranschaulichte Begriffsdefinition verwendet. Im Fokus steht die Identifikation realisierbarer (technischer) Potenziale für 2030 und 2040, ausgewiesen als Bandbreiten (Low/Medium/High) zur Indikation der Umsetzbarkeit und weiterer energiewirtschaftlicher Überlegungen. Den Bandbreiten liegen Storylines zugrunde wie in Abschnitt 2.4 dargestellt; technologiespezifische Details folgen je Technologiefeld. Die Arbeiten erfolgten überwiegend feldspezifisch in den Arbeitsgruppen; übergreifend wurden Vorgehen, Eingangsdaten und Rahmenbedingungen koordiniert sowie eine energiesystemische/energiewirtschaftliche Bewertung vorgenommen. Die Realisierbarkeit wurde u. a. anhand des Ressourcendargebots, der Nachfrageseite und der Netzinfrastruktur bewertet; weitere Einflussgrößen wurden mitanalysiert.

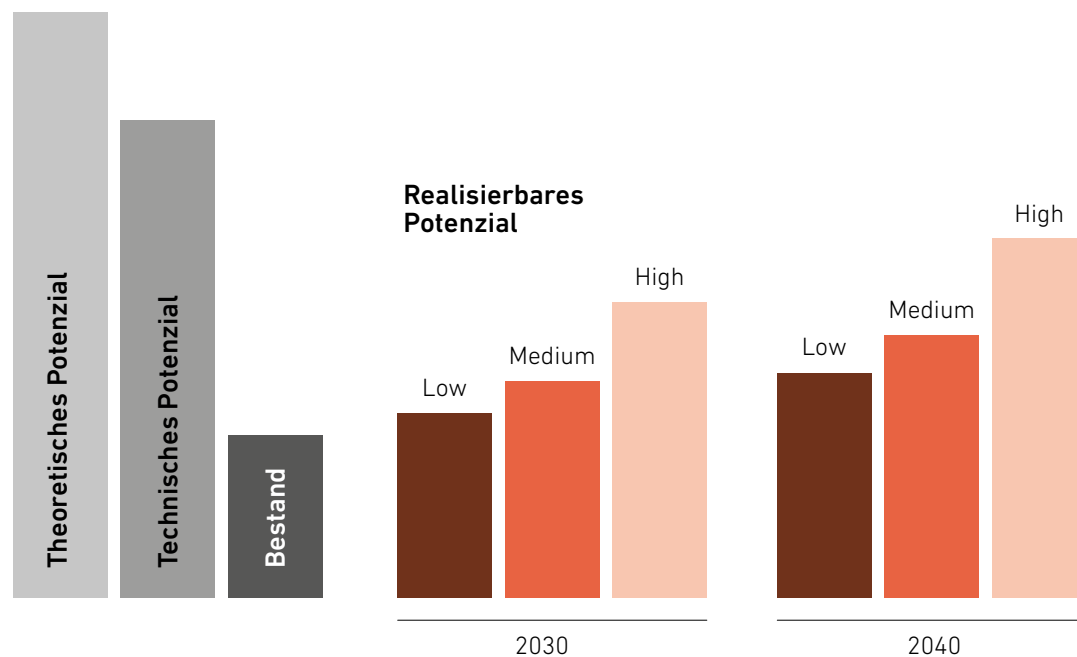


Abbildung 1
Definition der im Rahmen der Studie
verwendeten Potenzialbegriffe

Begriffe und Bewertungslogik

- **Theoretisches Potenzial:** Physikalisch maximal mögliche Energiegewinnung, ohne technische, ökonomische oder gesellschaftliche Einschränkungen.
- **Technisches Potenzial:** Teilmenge des theoretischen Potenzials unter Berücksichtigung technischer Restriktionen, Raum-/Flächenanforderungen und Schutzgebiete.
- **Realisierbares (technisches) Potenzial 2030/2040:** Anteil des technischen Potenzials, der unter gesellschaftlichen, ökonomischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen – inkl. Flächenverfügbarkeit, Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit und Diffusionsgeschwindigkeit – bis 2030/2040 erschließbar ist; Ausweisung als Low/Medium/High (vgl. Abbildung 1).

Relevante Spezifika der einzelnen Technologiefelder sowie methodische Details werden im Nachgang je Technologiefeld ab Kapitel 3 beschrieben, während unmittelbar nachfolgend die allgemeinen Arbeitsschritte dargestellt werden.

2.3.1 Spezifikation allgemeiner Rahmenbedingungen

Zu Beginn wurden übergreifende Rahmenbedingungen festgelegt: Systemgrenzen (d.h. Österreich, Modellierung hochaufgelöst, Ergebnisse (soweit möglich und zielführend) dargestellt auf Gemeindeebene), finale Definition der Potenzialbegriffe (vgl. Abbildung 1), allgemeine Parameter und Datensätze (z. B. Landnutzung inkl. Schutzgebiete, Wetterdaten, Kriterien zu Natur/Gewässer/ Artenschutz), sowie Vorgaben zum Umgang mit Bestandsanlagen (Betriebsende i. d. R. nach 20 Betriebsjahren; längere Restlaufzeiten bei langlebigen Technologien wie Wasserkraft).

2.3.2 Schutzgebiete

Allgemeiner Ansatz zur Berücksichtigung von Schutzgebieten:

Flächen, die aus ökologischen Gründen für den Ausbau erneuerbarer Energien nicht geeignet sind, wurden vollständig ausgeschlossen. In Gebieten mit zu berücksichtigenden Schutzgütern wurde eine stark verminderte Flächennutzung angesetzt; dies reduziert die technischen und damit realisierbaren Potenziale. Die Abgrenzung

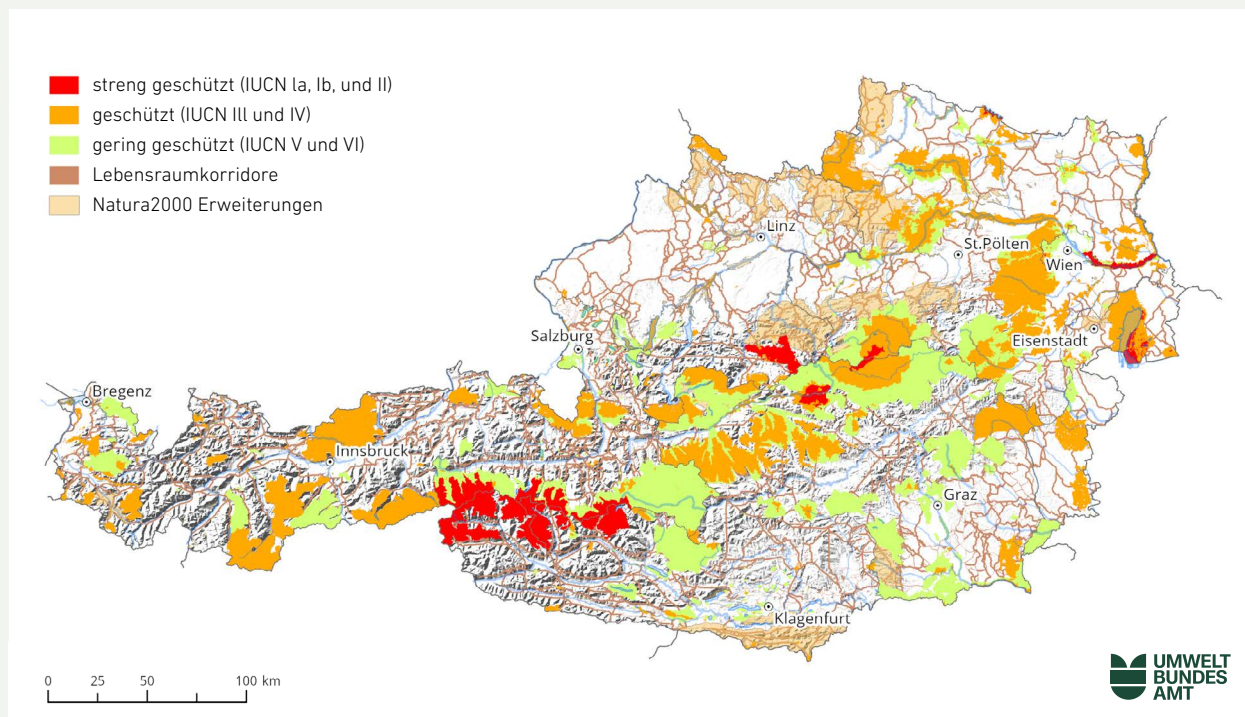
erfolgt über die IUCN-Kategorien und weitere Datensätze; die nachfolgende Beschreibung bezieht sich – exemplarisch – auf Photovoltaik (PV).

- IUCN I–IV (z. B. Nationalparks, Wildnis, Naturschutzgebiete): Freiflächen werden ausgenommen.
- IUCN V–VI: Ausbau nur in geringem Ausmaß, u. a. auf versiegelten/verbauten Flächen; auf unversiegelten Flächen (z. B. Landschaftsschutzgebiete, Entwicklungszonen von Biosphärenparks) beschränkt und auflagengebunden.
- Lebensraumkorridore wurden in drei Breiten berücksichtigt und unabhängig von der Lage mit geringer Flächennutzung bewertet. Einzelne Schutzgebiets-Schutzziele wurden aus methodischen Gründen nicht vertieft. Gebäude innerhalb dieser Flächen sind ausgenommen (gebäudegebundene PV/Solarthermie möglich).

Die räumliche Berücksichtigung der Schutzgüter und Korridore ist in Abbildung 2 visualisiert.

Die Modellierung stützt sich u. a. auf folgende Datengrundlagen (teils in Abbildung 2 visualisiert): IUCN I–IV, Wasserschutzgebiete, Feuchtgebietsinventar, Aueninventar, FFH-/Vogelschutzgebiete und Entwicklungszonen, Natura 2000 Schattenliste, Nationalparke (inkl. 5 km Puffer), Lebensraumkorridore (Breiten 150 m/300 m/800 m).

Vorbehaltsflächen Naturschutzgebiete



QUELLE: BEV; Zusammenstellung durch Umweltbundesamt basierend auf INSPIRE-Services der Länder:
 © Land Burgenland, Land Kärnten, Land Niederösterreich, Land Oberösterreich, Land Salzburg,
 Land Steiermark, Land Tirol, Land Vorarlberg, Stadt Wien Bearbeitung: Umweltbundesamt; 04.2026

Abbildung 2
 Vorbehaltsflächen Naturschutzgebiete [6]

Arten und Naturschutz außerhalb von Schutzgebieten:

Kleinräumig hochwertige Flächen (z. B. Trockenrasen, Streuobstwiesen) sind oft nicht ausgewiesen und konnten nicht detailliert berücksichtigt werden. Die Biodiversitätsstrategie Österreich 2030+ [7] sowie internationale [8] und EU-Strategien [9] zielen auf mindestens 30% Schutzgebietsfläche (davon 10% streng geschützt); in Österreich sind aktuell ca. 30% geschützt, davon rund 3% streng [6]. Das Regierungsprogramm 2025 sieht eine Ausweitung der Naturschutzgebiete/Nationalparke vor; für die Vervollständigung Natura 2000 liegen verortete Gebietsvorschläge gemäß Expert:inneneinstufungen vor [10].

Zur Sensitivität angrenzender Räume wurde eine 5 km breite Pufferfläche um Nationalparks unterstellt; in diesen Pufferflächen sind neue PV-Anlagen mit sehr niedrigen Realisierungsfaktoren angesetzt (gebäudegebundene/technische Infrastruktur ausgenommen). Lebensraumkorridore dienen der Vernetzung (räumlich gesichert, 150 m / 300 m / 800 m Breite) und sind daher nur minimal nutzbar [11].

Linieninfrastruktur (Straßen/Schiene): Mangels flächenscharfer Daten wurde keine Unterscheidung zwischen bewachsenen/unbewachsenen Böschungen vorgenommen; für PV an Linieninfrastruktur wurden vertikale Paneele mit durchschnittlicher Einstrahlung aus den vier Himmelsrichtungen angenommen.

2.3.3 Modellierung der technischen Potenziale (auf Ebene der Technologiefelder)

Unter Nutzung der erhobenen Daten und Rahmenbedingungen wurden die technischen Potenziale je Technologiefeld modelliert. Die Arbeiten erfolgten technologiefeldspezifisch durch die jeweiligen Teams; Detailmethoden sind auf Technologieebene in den nachfolgenden Kapiteln 3 bis 10 beschrieben.

2.3.4 Modellierung und Bewertung der 2030/2040 realisierbaren Potenziale (übergreifend und auf Ebene der Technologiefelder)

Nach der Modellierung der technischen Potenziale wurde deren Realisierbarkeit bewertet. Dies umfasste eine übergreifende Analyse, begleitet von technologiefeldspezifischen Modellierungen:

Energiewirtschaftliche und energiesystemische Bewertung:

Die Wirtschaftlichkeit wurde auf Basis technologie-spezifischer Kosten (CAPEX, OPEX, ggf. Brennstoff) und Finanzierungsannahmen (WACC) mittels LCOE analysiert. Die Kostendaten wurden mit Ergebnissen des 2. EAG-Gutachtens abgeglichen/aktualisiert [12]. Für Strom-Technologien (Wind, Wasser, PV) wurde ergänzend die Marktwertigkeit des eingespeisten Stroms (saisonale/tageszeitliche Profile) auf Basis prospektiver modellbasierter Energiesystemanalysen (FFG-Sondierungsprojekt „Marktprämien 2.0“) berücksichtigt [13].

Für Wärmetechnologien erfolgte eine standortspezifische LCOE-Bewertung (TU Wien, AEE INTEC, auf Basis von Vorstudien bzw. Modellierungen). Bei Wärmepumpen wurden monatlich variierende Coefficient-of-Performance (COP) und Strompreisszenarien einbezogen; zeitliche Verfügbarkeit wurde insbesondere bei Solarthermie, Fluss-/Luftwärme berücksichtigt.

Bewertung weiterer Einflussgrößen:

— **Klimawandel:** Bei wetterabhängigen erneuerbaren Quellen (PV, Wind, Wasserkraft) wurde der Einfluss des Klimawandels auf Dargebot und Saisonalität berücksichtigt. Bei der Wasserkraft war dies ein integraler Bestandteil der Potenzialerhebung, während für PV und Wind dies im Nachgang zur eigentlichen Potenzialermittlung erfolgte – also ex-post durch Angabe von erwartbaren Änderungen im Fall von moderatem bzw. starken Klimawandel. Regionalspezifische Klimafolgenindikatoren, wie kürzlich

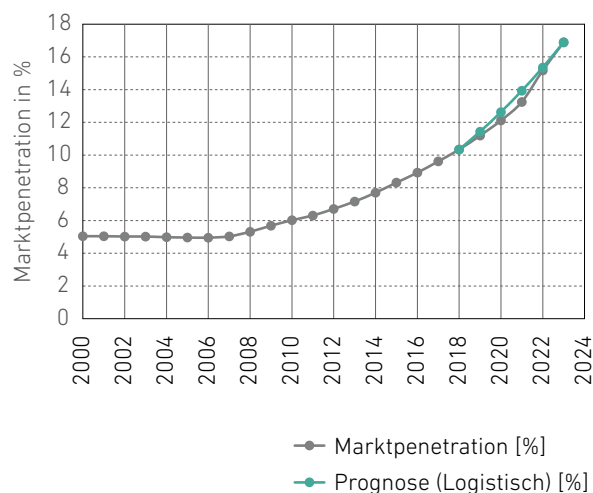
im Rahmen der FFG-Studie ROBINE (Regionsspezifische Impactabschätzung des Klimawandels für eine robuste und integrierte Energieinfrastruktur in Österreich) erhoben, bildeten hierfür die Basis [14]. Eine Diskussion des erwartbaren Einflusses des Klimawandels auf das Dargebot erneuerbarer Energien sowie die Energienachfrage erfolgt in der abschließenden Überblicksdarstellung in Abschnitt 11.3.

— **Akzeptanz & Netzinfrastruktur:** Die Bandbreiten Low/Medium/High reflektieren die gesellschaftliche Akzeptanz und das Tempo bzw. den Umfang des Netzausbaus, wobei die untere Grenze (Low) eine geringe Akzeptanz bzw. einen gebremsten Netzausbau impliziert und die obere Grenze (High) eine hohe Akzeptanz und einen raschen Netzausbau voraussetzt.

Konzept zur Ermittlung realisierbarer Potenziale für 2030 und 2040 auf Basis der technischen Potenzialrestriktionen sowie Aspekten der Technologiediffusion:

Regressionsanalyse

(Rekursive S-Kurve (logistisch))



Realisierbare Potenziale

(Diffusionsmodell)

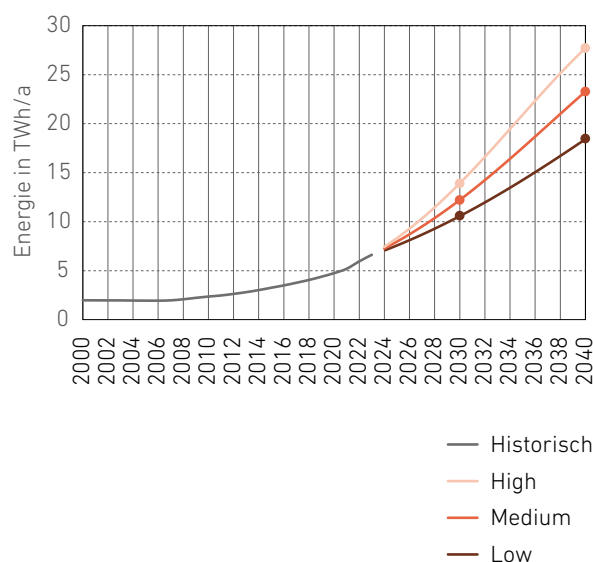


Abbildung 3

Ausgewählte Teilschritte bei der Ableitung von technologiespezifischen Diffusionschranken (S-Kurvenansatz) zur Bestimmung realisierbarer Potenziale: Regressionsanalyse zwecks Parametrierung des historischen Marktwachstums gemäß Teilschritt 1 (links) sowie die – nach weiterer Verarbeitung – daraus abgeleitete Marktdurchdringung im zeitlichen Kontext gemäß Teilschritt 4 (rechts).

Das ermittelte technische Potenzial diene als Maximalwert für die auszuweisende Bandbreite an bis 2030 bzw. 2040 realisierbaren Potenzialen. Zur zeitlichen Eingrenzung der Potenzialumsetzung wurde im Allgemeinen ein **S-Kurven-Ansatz**, basierend auf [15] herangezogen:

1. **Historische Regressionsanalyse** der Technologiediffusion (Marktentwicklung), verbunden mit der Ableitung repräsentativer Wachstumsraten.
2. **Qualitative Einordnung** dieser Wachstumsraten zu den Potenzialbandbreiten Low/Medium/High, im Regelfall gemäß einem internationalen Vergleich der beobachteten heimischen Marktentwicklung.
3. **Festlegung künftiger Bandbreiten** (d. h. der Abweichung $\pm x\%$ gegenüber dem historischen Wachstum), korrespondierend zu den Bandbreiten Low/Medium/High.
4. **Parameterübertragung** auf die Zukunftsdiffusion zwecks Ableitung bzw. Plausibilisierung der realisierbaren Potenziale für 2030 und 2040.

Die Teilschritte und resultierenden Diffusionspfade sind in Abbildung 3 exemplarisch dargestellt. Konkret zeigt der linke Teil von Abbildung 3 die Regression/Historie, während auf der rechten Hälfte die projizierte Marktdurchdringung in Low/Medium/High angegeben wird.

Weitere Abgrenzungen:

- **Flächennutzung/Flächenwidmung/Naturschutz:** Optimistische Vorgabe bei der oberen Bandbreite (High), Realbild bei der unteren (Low) bzw. mittleren Bandbreite (Medium).
- **Ökonomische Aspekte** dienen im Allgemeinen nicht zur Bestimmung der Potenzialobergrenzen, aber fließen in die Ermittlung der Potenzialausschöpfung ein („Least-Cost“-Ausschöpfung als Regelfall)

- **Orientierung an UBA-Szenarien:** Die Angabe der mittleren Bandbreite (Medium) erfolgte in Anlehnung an Energiebedarfe gemäß den Energieszenarien UBA-Transition bzw. gegebenenfalls UBA-WAM, während im Fall der oberen Bandbreite (High) eine höhere Ausschöpfung im Regelfall sachdienlich erschien. [16]

2.4 Allgemeine Storylines für die zukünftige Nutzung erneuerbarer Energiepotenziale in Österreich

Storylines beschreiben die gesellschaftlichen, technischen, wirtschaftlichen, politischen, rechtlichen und institutionellen Rahmenbedingungen, unter denen sich die Nutzung erneuerbarer Energiepotenziale künftig entwickeln kann. Sie bilden den Kontext für die Bandbreiten der realisierbaren Potenziale (Low, Medium, High) und werden in den Technologiefeldern durch spezifische Annahmen ergänzt.

2.4.1 Storyline – Low: Verhaltener Fortschritt unter begrenzten Rahmenbedingungen

In dieser Entwicklung bleibt die Transformation des Energiesystems bis 2040 deutlich hinter den Zielvorgaben zurück. Trotz des Festhaltens an Klimazielen werden Hemmnisse für den Ausbau erneuerbarer Energien nur langsam überwunden. Genehmigungs- und Raumplanungsverfahren bleiben komplex, was Projekte verzögert. Engpässe in Verwaltung und Fachkräften verstärken diese Entwicklung. Gesellschaftliche Vorbehalte gegenüber Technologien oder Standorten sowie ein nur langsamer Ausbau der Energieinfrastruktur begrenzen den Fortschritt zusätzlich.

Wirtschaftlich ist diese Storyline durch begrenzte Fördermittel, volatile Energiepreise und Kostensteigerungen bei Errichtung und Betrieb gekennzeichnet. Unstabile internationale Lieferketten erhöhen die Unsicherheiten. Technologische Entwicklungen erfolgen nur moderat; innovative Lösungen, Speicher und Digitalisierung verbreiten sich punktuell, jedoch nicht flächendeckend. Dadurch bleibt die Integration der Erneuerbaren ins Gesamtsystem eingeschränkt.

Der Energiemarkt weist geringe Flexibilisierung auf; Netzengpässe und unzureichend koordinierter Ausbau führen zu steigenden Abregelungen. Dezentrale Systeme, Sektorkopplung und Speicheranwendungen entwickeln sich nur in Nischen. Politisch bleibt die Energiepolitik reaktiv und wenig abgestimmt; gesellschaftlich stagniert die Akzeptanz.

In Summe schreitet der Ausbau zwar voran, jedoch unter ungünstigen Bedingungen, wodurch die langfristigen Ziele für 2040 verfehlt werden und konventionelle Energieträger weiterhin eine bedeutende Rolle spielen.

2.4.2 Storyline – Medium: Zielorientierte Entwicklung bei günstigen Rahmenbedingungen

Diese Storyline beschreibt eine kontinuierliche, planvolle Transformation im Einklang mit nationalen und europäischen Klimazielen. Regulatorische, wirtschaftliche und organisatorische Hürden werden schrittweise abgebaut; Genehmigungsverfahren vereinfacht und die Raumplanung stärker an Energie und Klimazielen orientiert. Der Ausbau von Netzen und Speichern verbessert die Integration fluktuierender Erzeugung.

Stabile wirtschaftliche Rahmenbedingungen – Marktprämien, Förderprogramme, Investitionszuschüsse – schaffen Planungssicherheit. Gleichzeitig fördern flexible Tarife und Preissignale den Eigenverbrauch und die Lastverschiebung. Die Elektrifizierung von Wärme, Mobilität und Industrie verläuft zielgerichtet und stärkt die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Erzeugung.

Technologisch schreiten Innovationen voran; Effizienzsteigerungen, sinkende Kosten und wachsende Digitalisierung ermöglichen eine breitere Nutzung von Potenzialen. Dezentrale Versorgung, Energiegemeinschaften und Speicherlösungen etablieren sich zunehmend und erhöhen die regionale Wertschöpfung. Die Branche professionalisiert sich entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

Gesellschaftlich ist die Akzeptanz hoch; Beteiligungsmodelle und transparente Kommunikation unterstützen den Ausbau. Politisch erfolgt eine abgestimmte, mehrstufige Steuerung; Strategien basieren auf fundierten Daten und Szenarien.

Das Energiesystem wird resilienter, die Importabhängigkeit sinkt deutlich, und die Klimaneutralität bis 2040 erscheint erreichbar.

2.4.3 Storyline – High: Beschleunigte Transformation und systemische Integration

Diese Entwicklung entspricht einem sehr ambitionierten Klimapfad. Politische Zielsetzungen werden konsequent umgesetzt, und die Energiewende wird als gesamtgesellschaftliche Aufgabe verstanden. Die Rahmenbedingungen sind optimal: rechtliche Vereinfachungen, stabile Investitionsbedingungen und hohe gesellschaftliche Unterstützung ermöglichen einen dynamischen Ausbau erneuerbarer Energien.

Technologische Innovationen, Digitalisierung und umfassende Sektorkopplung prägen das Energiesystem. Fortschritte bei Speichern, Power-to-X-Anwendungen, intelligenter Netzsteuerung und dezentralem Energiemanagement ermöglichen eine nahezu vollständige Integration wetterabhängiger Erzeugung in Strom, Wärme und Mobilitätssektoren. Der Ausbau erfolgt flächenschonend und ökologisch abgestimmt; Energieplanung und Biodiversität werden systematisch integriert.

Wirtschaftlich wird der Sektor zu einem Kernbereich der österreichischen Volkswirtschaft. Forschung, Entwicklung und Ausbildung stärken die industrielle Basis und internationale Wettbewerbsfähigkeit. Flexible Marktmechanismen und Preissysteme schaffen effiziente Ressourcennutzung und hohe Investitionssicherheit.

Gesellschaftlich ist die Energiewende breit verankert; Akzeptanz und Beteiligung sind hoch. Institutionell zeichnet sich diese Storyline durch eine starke Kooperation aller Ebenen – Bund, Länder, Gemeinden, Wirtschaft, Zivilgesellschaft – und einen klaren, langfristigen Transformationspfad aus.

In dieser Entwicklung erreicht Österreich bis 2040 ein nahezu vollständig erneuerbares Energiesystem und etabliert sich als Vorreiterland im internationalen Vergleich.

2.5 Ergebnisdarstellung

Ziel dieses Arbeitsschritts war die umfassende Aufbereitung der im Projekt erarbeiteten Ergebnisse zu den erneuerbaren Energiepotenzialen in Österreich – sowohl in **Berichtsform** als auch über eine **Web-GIS-Applikation**, welche die Ergebnisse öffentlich zugänglich macht.

Für die webbasierte Darstellung wurden alle im Projekt erzeugten Datensätze in den österreichischen Demonstrator der **Green Transition Information Factories (GTIF)** integriert. Die GTIF-Plattform wird im Rahmen der europäischen Initiative *Space for a Green Future* der Europäischen Raumfahrtbehörde (ESA) entwickelt und dient als interaktives Werkzeug zur Unterstützung der Transformation hin zu einer kohlenstoffneutralen und widerstandsfähigen Wirtschaft [17]. Der österreichische Demonstrator umfasst mehrere Themenbereiche, darunter die **Energy Transition**, in denen bereits georeferenzierte Daten zu Wind, Wasser und solaren Potenzialen bereitgestellt werden.

Nach der Integration erfolgte eine Test- und Validierungsphase, in der die Plattform anhand von generischen Daten funktional geprüft und optimiert wurde. Erst nach erfolgreichem Abschluss dieser Prüfungen galt die Plattform als fertiggestellt und war für die Veröffentlichung vorbereitet.

Der Zugang erfolgt über die **GTIF-Austria Plattform**: gtif-austria.info

3.0 TF1: Photovoltaik

3.1 Ausgangslage

Photovoltaik (PV) nimmt im österreichischen Erneuerbaren-Portfolio eine Schlüsselrolle ein, da sie im Vergleich zu anderen Technologien in vielen Raumsituationen realisierbar ist – von Gebäuden (Dach und Fassade) über versiegelte Flächen bis hin zu ausgewählten Freiflächen. Für die Potenzialanalyse werden deshalb zwei Perspektiven zusammengeführt: (i) die räumlich-technische Eignung (Einstrahlung, verfügbare Flächen, bauliche bzw. flächenbezogene Restriktionen) und (ii) die Realisierungsdynamik bis 2030/2040 (Ausbautempo, Markt- und Förderbedingungen, Netzintegration, Akzeptanz).

Freiflächen-PV ist besonders sensibel gegenüber Flächenutzungskonflikten und naturschutzfachlichen Anforderungen. Schutzgebiete werden gemäß Abschnitt 2.3.2 in der Modellierung systematisch berücksichtigt; darüber hinaus wird angenommen, dass größere Freiflächenanlagen vor allem dort realisiert werden, wo Genehmigungsfähigkeit, Netzanbindung und naturschutzfachliche Kriterien gleichzeitig gegeben sind.

Aufbauend auf den technologie-übergreifenden Storylines (vgl. Abschnitt 2.4) werden für PV drei technologie-spezifische Ausprägungen angenommen, die vor allem unterschiedliche Realisierungsbarrieren und Integrationsgrade abbilden: In der **Low-Storyline** bestehen weiterhin Hürden bei Genehmigung, Flächenwidmung und Netzzugang; der Zubau erfolgt überwiegend auf Gebäuden sowie auf mehrfach genutzten Flächen (z. B. Parkflächen, Betriebsareale), während großflächige Freiflächenprojekte nur begrenzt umgesetzt werden. In der **Medium-Storyline** werden bestehende Hürden schrittweise abgebaut, wodurch sich der Ausbau auf Gebäuden beschleunigt und ergänzend zusätzliche

Flächenkategorien (insbesondere mehrfach genutzte bzw. bereits versiegelte Flächen) stärker erschlossen werden; die Ausbaudynamik bleibt dabei auch nach 2030 hoch. In der **High-Storyline** wird ein weitgehend „enthemmter“ Ausbau unterstellt: Netzzugang und Systemintegration (u. a. durch Digitalisierung, Energiemanagement und Flexibilitätsoptionen) verbessern sich deutlich, wodurch PV – neben dem Gebäudebereich – auch in größerem Umfang in räumlich geeigneten Freiflächenkategorien realisiert werden kann, sofern die ökologischen und planungsrechtlichen Anforderungen erfüllt sind. Damit wird PV in dieser Storyline stärker als systemisch integrierte Technologie modelliert, deren Ausbaupfad nicht nur durch Flächenverfügbarkeit, sondern auch durch Steuerbarkeit und Einbindung in lokale/regionale Energiesysteme geprägt ist.

Ein weiterer PV-spezifischer Baustein der Ausgangslage betrifft die Entwicklung des Gebäudebestands sowie die Annahmen zu Neubau, Renovierung und rechtlichen Vorgaben („PV-Gebot“). Für die Abschätzung der künftig zusätzlich verfügbaren Gebäudeflächen wird ein österreichweit einheitlicher, generalisierter Ansatz verwendet, der auf dem Status der Gemeinde- und Bezirksstrukturen sowie auf Trendfortschreibungen zentraler Eingangsgrößen basiert. Dies impliziert, dass zusätzliche Dach- und Fassadenflächen aus Neubau und baulicher Entwicklung als struktureller Treiber für PV-Potenziale wirken, während Renovierungs- bzw. Sanierungsaktivitäten (je nach Rahmenbedingungen und Vorgaben) die tatsächliche Ausschöpfung bestehender Flächen begünstigen können. Details zu Datensätzen und der Methode sind in der Langfassung des Endberichts dieser Studie dokumentiert.

Schließlich sind für PV auf Freiflächen ökologische Anforderungen relevant, die insbesondere im Kontext der Förderfähigkeit und Projektumsetzung eine Rolle spielen. In der Langfassung werden hierfür Anforderungen aus dem Rechts- und Verordnungsrahmen herangezogen (u. a. Vorgaben zur Rückbaubarkeit, Mindestabständen bzw. bodenökologischen Ausgestaltungen sowie ergänzende Maßnahmen zur Förderung der Biodiversität). Für die Potenzialabschätzung bedeutet dies: Freiflächen-PV wird nicht als „beliebig skalierbare“ Option verstanden, sondern als Ausbaupfad, der im Regelfall an Mindeststandards für Natur-, Arten-, Boden- und Gewässerschutz geknüpft ist. In der Modellierung kann diese Vielfalt an standortspezifischen Auflagen außerhalb von Schutzgebieten nur generalisiert abgebildet werden; die im Ergebnis ausgewiesenen Potenziale sind daher planungs- und projektseitig weiter zu konkretisieren (z. B. im Zuge regionaler Flächenkulissen und konkreter Standortprüfungen).

Damit ist die Ausgangslage für TF1 durch drei Elemente gekennzeichnet: (1) PV als breit einsetzbare Technologie mit Schwerpunkt auf Gebäuden und mehrfach genutzten Flächen, (2) Storyline-abhängige Realisierungsbedingungen (Genehmigung/Netz/Systemintegration) bis 2030/2040, sowie (3) eine bei Freiflächen besonders relevante ökologische und planerische Rahmensetzung. Auf dieser Basis werden in Abschnitt 3.2 die PV-spezifischen Daten und methodischen Schritte zusammengefasst und anschließend in Abschnitt 3.3 die Ergebnisse für technische und realisierbare Potenziale ausgewiesen.

3.2 Daten und Methode

Die PV-Potenzialabschätzung folgt dem in Abschnitt 2.3 beschriebenen Grundprinzip (Unterscheidung technischer und realisierbarer Potenziale sowie Auswertung für 2030/2040) und greift für Freiflächen auf die dort erläuterte **Restriktions- und Schutzgebietslogik** zurück (vgl. Abschnitt 2.3.2). PV-spezifisch werden anschließend die verfügbaren Flächen (Gebäude, versiegelte bzw.

unversiegelte Freiflächen) mit Einstrahlungsinformationen verknüpft, zu Ertragspotenzialen umgerechnet und – für die realisierbaren Potenziale – über storylinespezifische Realisierungsannahmen (vgl. Abschnitt 2.4) reduziert.

Datenbasis: Zentrale Grundlage ist ein österreichweit einheitlicher **Globalstrahlungskataster** (GeoSphere Austria) in mehreren räumlichen Auflösungen. Für gebäudenähe Anwendungen wird ein hochaufgelöster Rasterdatensatz genutzt, für großräumige Freiflächenauswertungen ein gröberer Rasterdatensatz mit charakteristischen Ausrichtungen. Ergänzend werden **Gebäude-daten** (Flächenpolygone und Höheninformationen) zur Ableitung von Dachtypen (Schräg-, Flachdach) und deren Flächenanteilen herangezogen. Fassadenflächen werden aus der überbauten Grundfläche abgeleitet. Für Freiflächen kommt ein **Landnutzungs-/Landbedeckungsdatensatz** zur Anwendung, der die Bewertung unterschiedlicher Kategorien ermöglicht; topografische Einschränkungen (u. a. Höhenlage, Geländeneigung) reduzieren die nutzbare Fläche, die Horizontüberhöhung und Nahverschattung reduziert die eintreffende Solarstrahlung.

Technische Potenziale auf Gebäuden (Dach/Fassade): Für Dachflächen wird das potenzielle PV-Ertragspotenzial GIS-basiert ermittelt, indem Gebäudepolygone in eine feine Rasterdarstellung überführt und mit Einstrahlungswerten verknüpft werden. Aus Höhendaten wird die Dachneigung abgeleitet, um zwischen geneigten und flachen Dachbereichen zu unterscheiden. Für Flachdächer wird ein österreichweit einheitlicher Mix aus Modulneigungen und -ausrichtungen angenommen, der sich zwischen 2030 und 2040 in Richtung netz- und verbrauchsdienlicherer Erzeugungsprofile weiterentwickelt. Zusätzlich wird eine Flächennutzbarkeit berücksichtigt (Randabstände, Dachaufbauten), sowie auf Flachdächern die Reihenabstände der PV-Module). Technologische Parameter (u. a. Systemwirkungsgrade) werden zieljahrbezogen angesetzt und für 2040 leicht verbessert. Die Fassadenflächen werden aus den ermittelten

Gebäudeflächen abgeleitet. Die Einstrahlung auf vertikale Ebenen wird nach den Hauptausrichtungen gemittelt und um einen Nahverschattungsfaktor reduziert; daraus wird analog ein technisches Stromertragspotenzial berechnet.

Technische Potenziale auf Freiflächen: Freiflächen werden zunächst nach Landnutzungs-/Landbedeckung in mehrere Kategorien gegliedert und anschließend über Eignungsfilter zu potenziell nutzbaren Flächen verdichtet. In einem ersten Schritt werden Flächen ausgeschlossen, die grundsätzlich nicht für Freiflächen-PV in Betracht kommen – insbesondere Schutzgebiete gemäß der übergreifenden Logik sowie bereits und zukünftig bebaute Flächen. Zusätzlich werden topografisch ungünstige Bereiche (z. B. stark geneigte oder hochgelegene Flächen) ausgeschlossen. Für die verbleibenden Flächen werden Einstrahlungswerte (v. a. auf Basis des groben Rasters) mit Flächenumfang je Kategorie verknüpft und mithilfe technologischer Parameter in ein Stromertragspotenzial überführt. Die Ergebnisse werden anschließend in übergeordnete Gruppen aggregiert, insbesondere **Freiflächen-PV auf versiegeltem Untergrund** (inkl. Anlagen entlang technischer Linieninfrastruktur) und **Freiflächen-PV auf unversiegeltem Untergrund**.

Realisierbare Potenziale (2030/2040): Aus den technischen Potenzialen werden realisierbare Potenziale abgeleitet, indem die Nutzungsgrade der Flächentypen um wirtschaftliche und soziale Realisierungsfaktoren reduziert werden. Diese Faktoren subsumieren Umsetzungshemmnisse und -treiber (z. B. Erschließbarkeit, Eigentümerstruktur, Genehmigungs- und Umsetzungsdynamik, Netzintegration, Akzeptanz und Dual-Use). Die Parametrisierung erfolgt zieljahrbezogen (2030/2040) und wird je Storyline unterschiedlich ausgeprägt, wodurch sich die ausgewiesenen Bandbreiten ergeben.

3.3 Ergebnisse

Die Ergebnisse werden in technische und realisierbare Potenziale (2030/2040) gegliedert; die realisierbaren Potenziale bilden unter Berücksichtigung zentraler Realisierungsfaktoren die maßgebliche Bandbreite.

3.3.1 Technische Potenziale

Die technischen PV-Potenziale zeigen, dass Photovoltaik in Österreich – rein flächen- und einstrahlungsbasiert – ein sehr großes Stromerzeugungspotenzial besitzt. Besonders deutlich wird dies bei Freiflächen: Während sich die technischen Potenziale auf Gebäuden im Zieljahr 2040 in einer Größenordnung von rund 139–162 TWh/a bewegen (je nach angesetzter Ausprägung der Flächenbelegung), liegen die technischen Potenziale auf Freiflächen um ein Vielfaches höher. Für 2040 ergeben sich in Summe rund 173 TWh/a auf versiegelten/verbauten Freiflächen und rund 822 TWh/a auf unversiegelten Freiflächen.

Diese sehr hohen Werte sind nicht als Ausbauziel, sondern als theoretische Obergrenze zu interpretieren: Sie verdeutlichen, dass die realen Grenzen des PV-Ausbaus weniger durch Einstrahlung oder prinzipielle Flächenverfügbarkeit bestimmt werden, sondern v. a. durch Realisierungsfaktoren (Planung, Genehmigung, Errichtung, Netzintegration, Akzeptanz und ökologische Kriterien). Entsprechend steht in der Kurzfassung die Einordnung der realisierbaren Potenziale im Vordergrund.

3.3.2 Realisierbare Potenziale für 2030 und 2040

Die realisierbaren PV-Potenziale werden in dieser Studie für die Zieljahre 2030 und 2040 sowie für drei Storylines (Low/Medium/High) ausgewiesen. Insgesamt steigt die realisierbare PV-Stromerzeugung von einem Status quo 2024 von 7,6 TWh/a auf 18,4 – 23,8 TWh/a im Jahr 2030 und auf 32,0 – 50,7 TWh/a im Jahr 2040. Diese Bandbreiten sind in Tabelle 1 (Status quo und realisierbare Potenziale nach Bundesland) zusammengeführt; Abbildung 4 bietet ergänzend dazu einen Überblick

zu den identifizierten Potenzialen auf Bundesebene. Eine beispielhafte Kartendarstellung der realisierbaren Potenziale 2040 mit Angaben auf Gemeindeebene zeigen Abbildung 5 für die Teilkategorie Gebäude und Abbildung 6 und für die Teilkategorie der unversiegelten Freiflächen.

Aufteilung nach Flächenkategorien (Österreich

gesamt): Ein zentraler Befund ist, dass der überwiegende Teil der realisierbaren Potenziale weiterhin gebäudegebunden ist, jedoch die Freiflächen-PV einen größeren Anteil als bisher an der gesamten Flächeninanspruchnahme der Photovoltaik ausmachen wird – insbesondere im Zieljahr 2040. Für Österreich gesamt ergeben sich:

– Gebäude-PV:

2030: 13,5/15,5/17,6 TWh/a (Low/Medium/High)

2040: 21,3/27,5/37,2 TWh/a (Low/Medium/High)

– Freiflächen-PV versiegelt/verbaut:

2030: 2,5/2,8/3,0 TWh/a

2040: 5,3/5,9/6,6 TWh/a

– Freiflächen-PV unversiegelt:

2030: 2,3/2,7/3,2 TWh/a

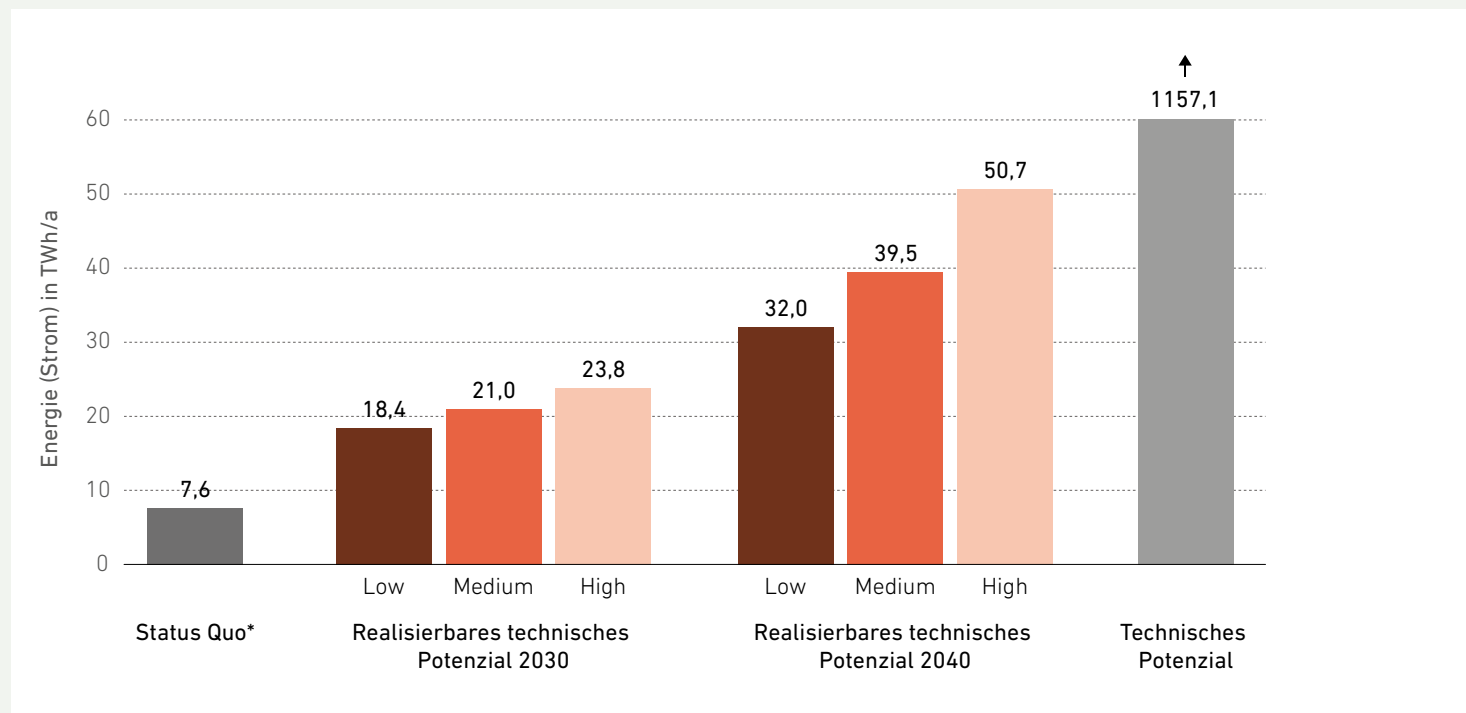
2040: 5,4/6,1/6,9 TWh/a

Die Ausbaudynamik bis zu den Zieljahren wird wesentlich durch die Ausschöpfung von Gebäude- und Betriebs- und Agrarkulturflächen getragen. Vor diesem Hintergrund können die technischen Potenziale auf unversiegelten Freiflächen zum Großteil ungenutzt bleiben – was die in Abschnitt 3.1 dargestellte Rolle naturschutzfachlicher und sozialer Restriktionen, sowie die stärkere Standort- und Genehmigungssensitivität dieser Kategorie widerspiegelt.

Energiepotenziale der Photovoltaik auf Bundesländer-Ebene in TWh/a	Status Quo 2024	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040
Burgenland	0,84	0,83	0,95	1,10	1,52	1,86	2,36
Kärnten	0,42	1,55	1,73	1,93	2,70	3,24	4,13
Niederösterreich	1,62	4,29	4,98	5,74	7,65	9,54	12,12
Oberösterreich	1,44	3,63	4,18	4,78	6,36	7,91	10,15
Salzburg	0,38	1,10	1,26	1,42	1,93	2,41	3,06
Steiermark	1,25	3,28	3,71	4,19	5,58	6,81	8,82
Tirol	0,44	1,42	1,60	1,78	2,53	3,13	3,94
Vorarlberg	0,22	0,52	0,59	0,67	0,92	1,15	1,48
Wien	0,24	1,74	1,96	2,16	2,83	3,44	4,62
Gesamt (Österreich)	7,64	18,37	20,96	23,77	32,01	39,49	50,67

Tabelle 1

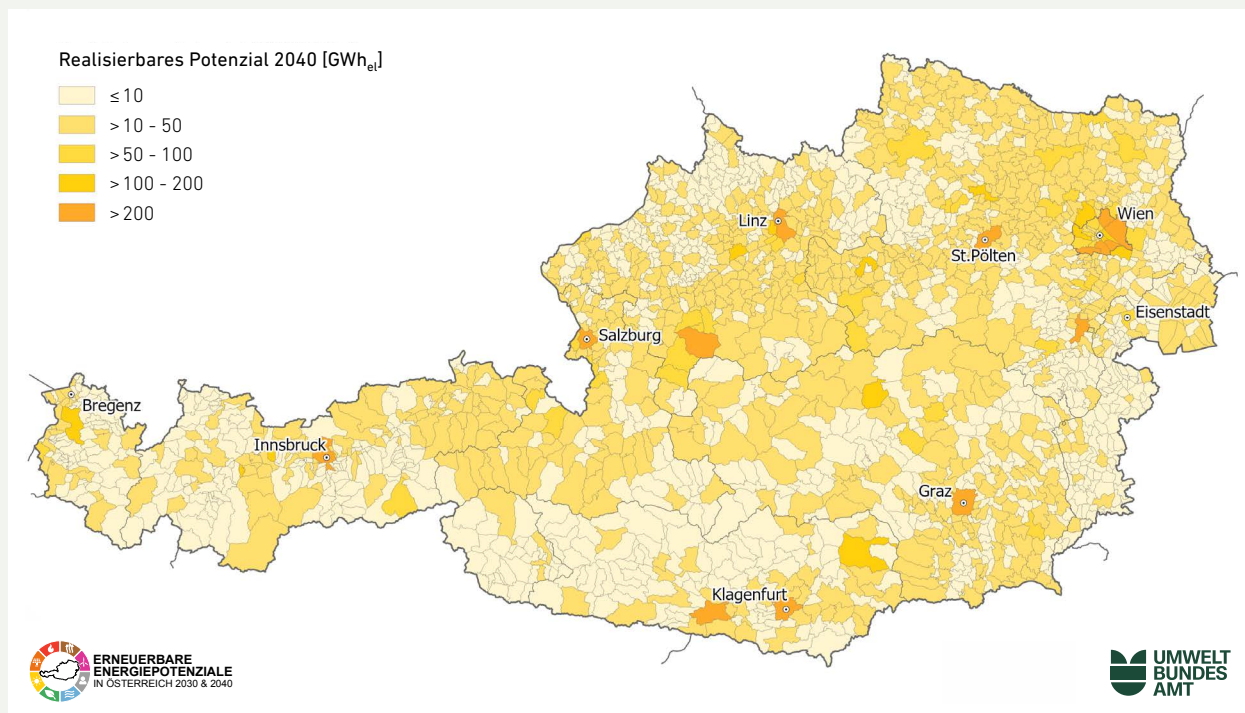
Übersicht zu Status Quo und realisierbaren PV-Potenzialen für die Jahre 2030 und 2040 nach Bundesländern

TF Photovoltaik: Überblick zu identifizierten Potenzialen

ANMERKUNG: *Angaben zum Status Quo beziehen sich auf das Jahr 2024.

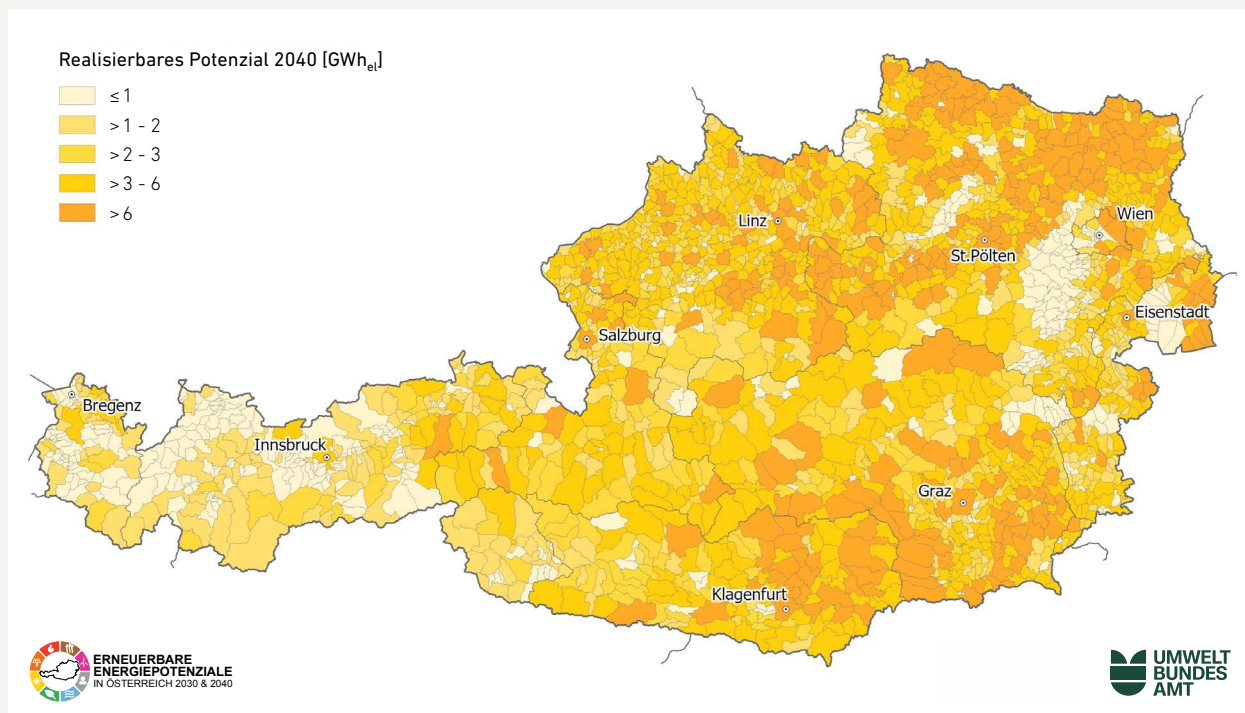
Abbildung 4
TF Photovoltaik – Überblick zu
identifizierten Potenzialen

Realisierbares PV-Potenzial 2040 (high) – Gebäude 37,2 TWh_{el}



QUELLE: Geosphere, BEV, eigene Modellierung
 Bearbeitung: Umweltbundesamt; 27.06.2025

Abbildung 5
 Realisierbares PV-Potenzial für 2040 (high),
 gemeindespezifisch – Gebäude 37,2 TWh_{el}

Realisierbares PV-Potenzial 2040 (high) – unversiegelte/unverbaute Freiflächen 6,9 TWh_{el}

QUELLE: Geosphere, BEV, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 27.06.2025

Abbildung 6
Realisierbares PV-Potenzial für 2040 (high), gemeindespezifisch –
unversiegelte/unverbaute Freiflächen 6,9 TWh_{el}

Die räumliche Verteilung der realisierbaren PV-Potenziale ist in Tabelle 1 auf Bundesländerebene spezifiziert bzw. auf Abbildung 5 (Gebäude), sowie Abbildung 6 (Freiflächen, unversiegelt) für Teilkategorien mit Blick auf 2040 auf Gemeindeebene für die High-Bandbreite visualisiert. In der Medium-Storyline 2040 entfallen die höchsten realisierbaren Strommengen auf Niederösterreich (9,5 TWh/a), Oberösterreich (7,9 TWh/a) und Steiermark (6,8 TWh/a). Darauf folgen Wien (3,4 TWh/a), Kärnten (3,2 TWh/a) und Tirol (3,1 TWh/a). Kleinere Bundesländer weisen entsprechend geringere absolute Potenziale auf, etwa Vorarlberg (1,2 TWh/a) oder Burgenland (1,9 TWh/a) in derselben Storyline.

Ein analoges Bild zeigt sich bereits 2030: In der Medium-Storyline werden 5,0 TWh/a (Niederösterreich), 4,2 TWh/a (Oberösterreich) und 3,7 TWh/a (Steiermark) ausgewiesen; Wien liegt bei 2,0 TWh/a. Über alle Bundesländer hinweg nehmen die Potenziale zwischen 2030 und 2040 deutlich zu – am stärksten in jenen Regionen, in denen große Gebäudebestände, Wirtschaftsflächen und eine breite Flächenkulisse zusammenkommen.

Der in Abbildung 4 gebotene Überblick zu den identifizierten Potenzialen verdeutlicht, dass sich die Storylines nicht nur im Endniveau 2040 unterscheiden, sondern auch in der impliziten Ausbaugeschwindigkeit: Low bleibt stärker durch restriktive Rahmenbedingungen und geringere Ausschöpfung geprägt und erreicht 32,0 TWh/a (2040). Medium bildet einen fortgesetzt dynamischen, aber nicht maximalen Ausbau ab (39,5 TWh/a in 2040). High setzt auf besonders günstige Rahmenbedingungen und hohe Realisierungsgrade und steigt bis 50,7 TWh/a (2040).

3.3.3 Bewertung der Ergebnisse

Die Ergebnisse sind als Bandbreiten zu verstehen, die einerseits die technische Eignung von Flächen und andererseits die Realisierung unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen abbilden. Mehrere Punkte sind für die Interpretation besonders relevant:

- Gebäude bleiben der Hauptträger des realisierbaren PV-Ausbaus – insbesondere bis 2030. Auch in 2040 überwiegt die Gebäude-PV, wenngleich die Beiträge der Freiflächen-PV zunehmen und sich das Verhältnis über die Zeit annähert.
- Für versiegelte/verbaute Freiflächen (z. B. Betriebsflächen, Parkplätze, Infrastruktur) werden günstige Realisierungsannahmen angesetzt, da diese Flächen typischerweise besser erschlossen, planerisch „vor-geprägt“ und in vielen Fällen leichter integrierbar sind. Dadurch steigt ihr Beitrag bis 2040 deutlich an und bildet eine wichtige Ergänzung zur Gebäude-PV.
- Unversiegelte Freiflächen weisen im realisierbaren Potenzial trotz sehr hoher technischer Obergrenzen nur moderate Beiträge auf. Dies ist konsistent mit der hohen naturschutzfachlichen und sozialen Sensitivität vieler Flächenkategorien sowie mit der stärkeren Standortabhängigkeit (u. a. Netzanbindung, Genehmigungsfähigkeit, lokale Akzeptanz).
- Die Modellierung erfolgt österreichweit konsistent mit einheitlichen Realisierungsfaktoren je Kategorie und Storyline. Regionalspezifische Besonderheiten (z. B. besonders ambitionierte Landesziele oder konkrete Projektpipelines) können dadurch nur eingeschränkt abgebildet werden. In der Praxis kann es daher vorkommen, dass in einzelnen Gemeinden bzw. Bundesländern der tatsächliche Ausbau in Teilbereichen bereits über den modellierten Werten liegt, während in anderen Bereichen zusätzlich Potenziale stärker mobilisierbar wären bzw. sektorspezifische Potenziale (Aufdach- und Fassadenpotenziale der Großstädte) überschätzt werden.

Im Vergleich zu früheren Potenzialstudien liegen die ausgewiesenen realisierbaren PV-Potenziale für 2030 sowie für 2040 (Low/Medium) in ähnlicher Größenordnung; die High-Storyline 2040 markiert ein darüberhinausgehendes Ausbauambitionsniveau, das mehreren Überlegungen zu steigenden Strombedarfen bei gleichzeitiger Dekarbonisierung und Sektorkopplung des Energiesystems Rechnung trägt.

In Summe zeigen die Ergebnisse: PV verfügt über ein sehr großes technisches Potenzial, die realisierbaren Potenziale hängen jedoch entscheidend von der konsequenten Ausschöpfung der Gebäudepotenziale, der verstärkten Nutzung versiegelter/verbauter Flächen und der systemischen Integration (Netz, Flexibilität, Speicher, Steuerung) ab.

4.0 TF2: Wasserkraft

4.1 Ausgangslage

Wasserkraft ist in Österreich eine zentrale Säule der Stromerzeugung und weist gleichzeitig einen sehr hohen Ausbaugrad auf. Daraus ergibt sich eine Besonderheit gegenüber anderen erneuerbaren Technologien: Während bei Photovoltaik oder Windenergie große zusätzliche Potenziale primär durch Flächenverfügbarkeit und Ausbaudynamik geprägt sind, steht bei der Wasserkraft die Frage im Vordergrund, welcher zusätzliche Zuwachs über Optimierung des Bestands und über wenige verbleibende Reststrecken noch möglich ist. In dieser Studie wird daher einerseits der aktualisierte Anlagenbestand als Ausgangspunkt herangezogen und andererseits das Restpotenzial entlang des Gewässernetzes unter Berücksichtigung ökologischer Restriktionen analysiert. Die durchgeführten Analysen bauen auf Vorarbeiten seitens des Umweltbundesamtes im Rahmen der Erstellung des Integrierten österreichischen Netzinfrstrukturplanes auf, vgl. [16].

Ein zweiter, für die Wasserkraft wesentlicher Punkt ist der Einfluss des Klimawandels auf Abflüsse und damit auf das energetische Dargebot. Die Potenzialabschätzung verknüpft deshalb hydrologische Abflussmodellierung mit Klimaszenarien. Zur Einordnung werden Abflüsse für 2040 und zusätzlich ein Ausblick 2070 betrachtet; für die Ableitung der Bandbreiten der realisierbaren Potenziale stehen jedoch die Zieljahre 2030/2040 im Vordergrund. Grundlegende Begriffe (technisches vs. realisierbares Potenzial) und die Storylines sind bereits in Abschnitt 2.3 bzw. 2.4 beschrieben und werden hier nicht wiederholt.

4.2 Daten und Methode

Die Methodik beruht auf einer streckenbezogenen Bewertung des österreichischen Gewässernetzes. Als Basis dient das Gesamtgewässernetz Österreich (GGN) mit Fließgewässern und Einzugsgebieten. Die Abflüsse werden auf Ebene der Basiseinzugsgebiete modelliert; daraus werden mittlere saisonale und jährliche Abflüsse abgeleitet und entlang des Gewässernetzes konsistent abgebildet (Strecken-Knoten-Ansatz). Ergänzend werden für die Berichtsgewässer der Wasserrahmenrichtlinie Abflussdaten sowie Angaben zu Einzugsgebietsgröße, Gewässerslänge und Höhendifferenz herangezogen, um ein Abflusslinienpotenzial zu berechnen. Für die Klimawirkung werden Abflüsse für zwei unterschiedliche Klimaszenarien – von moderatem (Representative Concentration Pathway (RCP) 4.5) bis starkem Klimawandel (RCP 8.5) – für 2040 sowie als Ausblick für 2070 modelliert. Das theoretische Potenzial wird proportional aus den Abflüssen abgeleitet und räumlich auf Teileinzugsgebietsebene dargestellt. Details zu den methodischen Aspekten bzw. den verwendeten Daten sind der Langfassung dieser Studie zu entnehmen, hierbei insbesondere dem darin enthaltenen Anhang TF2-1.

Für die Ableitung technischer Restpotenziale werden anschließend jene Gewässerabschnitte identifiziert, auf denen neue Wasserkraftanlagen voraussichtlich nicht realisierbar sind. Diese nichtverfügbaren Strecken umfassen (i) schutzwürdige Strecken (z. B. sehr guter ökologischer/hydromorphologischer Zustand, Auenbereiche von hoher naturschutzfachlicher Bedeutung, geschützte Strecken nach den Regionalprogrammen

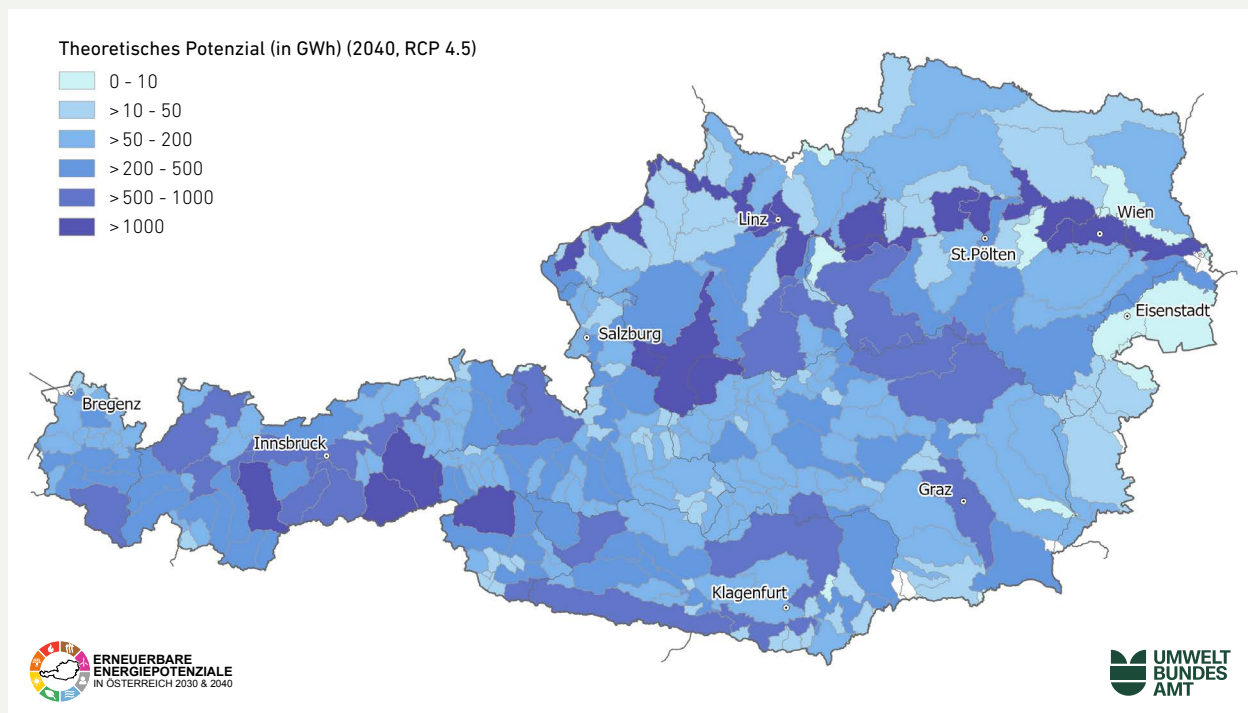
der Bundesländer gemäß Wasserrechtsgesetz), (ii) Bestandsstrecken (z. B. Staustrecken, relevante Restwasserstrecken) sowie (iii) Pufferstrecken, die Mindestabstände zwischen schutzwürdigen Abschnitten bzw. Bestandsabschnitten abbilden. Das technische Restpotenzial ergibt sich aus dem verbleibenden Abflusslinienpotenzial nach Abzug der nichtverfügbaren Strecken sowie – ergänzend – einer Bereinigung um Bestandsanlagen, die nur als Punktdaten vorlagen und außerhalb der nichtverfügbaren Strecken verortet sind. Zusätzlich wird ein Optimierungspotenzial des Bestands angesetzt, das auf typisierten Effizienzsteigerungen verschiedener Anlagentypen basiert. Um Unsicherheiten hierbei zu begegnen, wird eine untere und obere Bandbreite des Optimierungspotenzials angegeben – für Details hierzu sei auf die Langfassung dieser Studie, insbesondere Anhang TF2-2 verwiesen.

4.3 Ergebnisse

4.3.1 Theoretisches Potenzial und Klimawandeleinfluss

Die Abflussmodellierung zeigt, dass die prognostizierten Niederschlags- und Temperaturänderungen in den betrachteten Szenarien in vielen Einzugsgebieten zu höheren mittleren jährlichen Abflüssen führen. Die Zunahme der Abflüsse wird im Modell zum Großteil für das Winterhalbjahr prognostiziert. Da das theoretische Wasserkraftpotenzial proportional zu den Abflüssen ist, steigt in dieser Modellierung entsprechend auch das theoretische Potenzial.

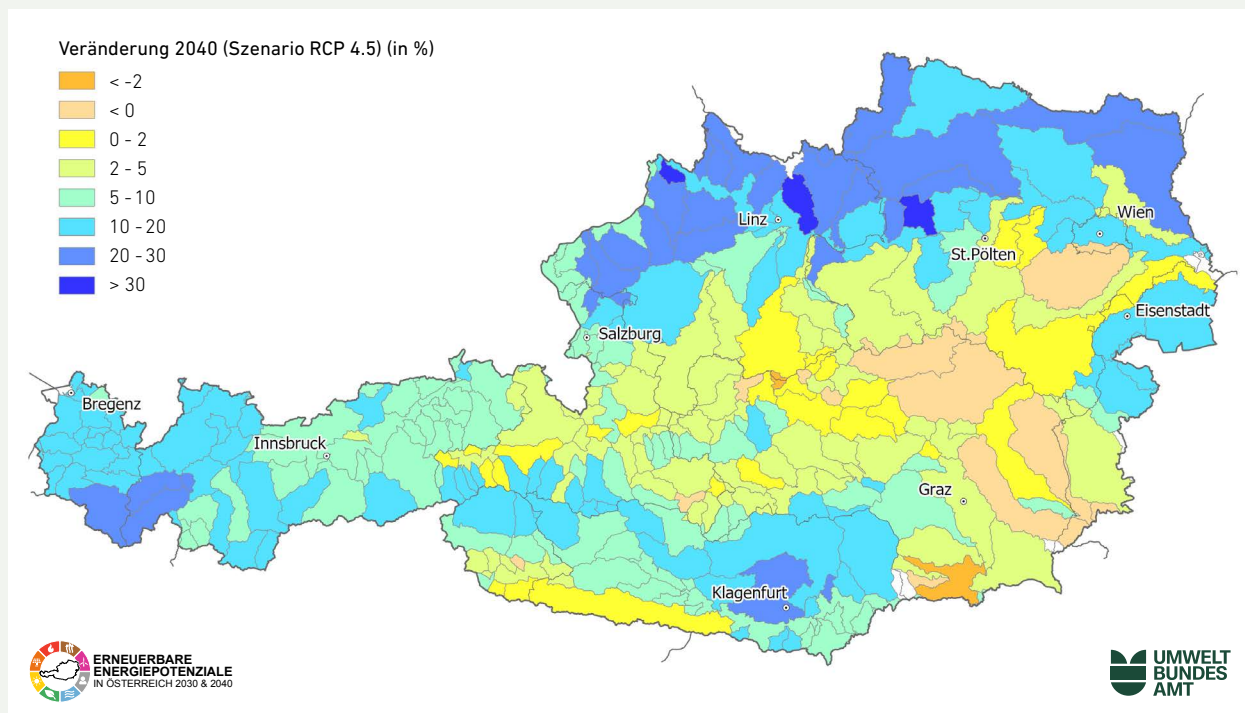
Wasserkraft: Theoretisches Potenzial



QUELLE: TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 7
Theoretisches Wasserkraftpotenzial
für RCP 4.5 in 2040 auf Teileinzugsgebiete.

Wasserkraft: Theoretisches Potenzial im Vergleich zu 1991–2020



QUELLE: TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
 Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 8
 Veränderung des theoretischen Potenzials für RCP 4.5
 für 2040 im Vergleich zum Zeitraum 1991–2020.

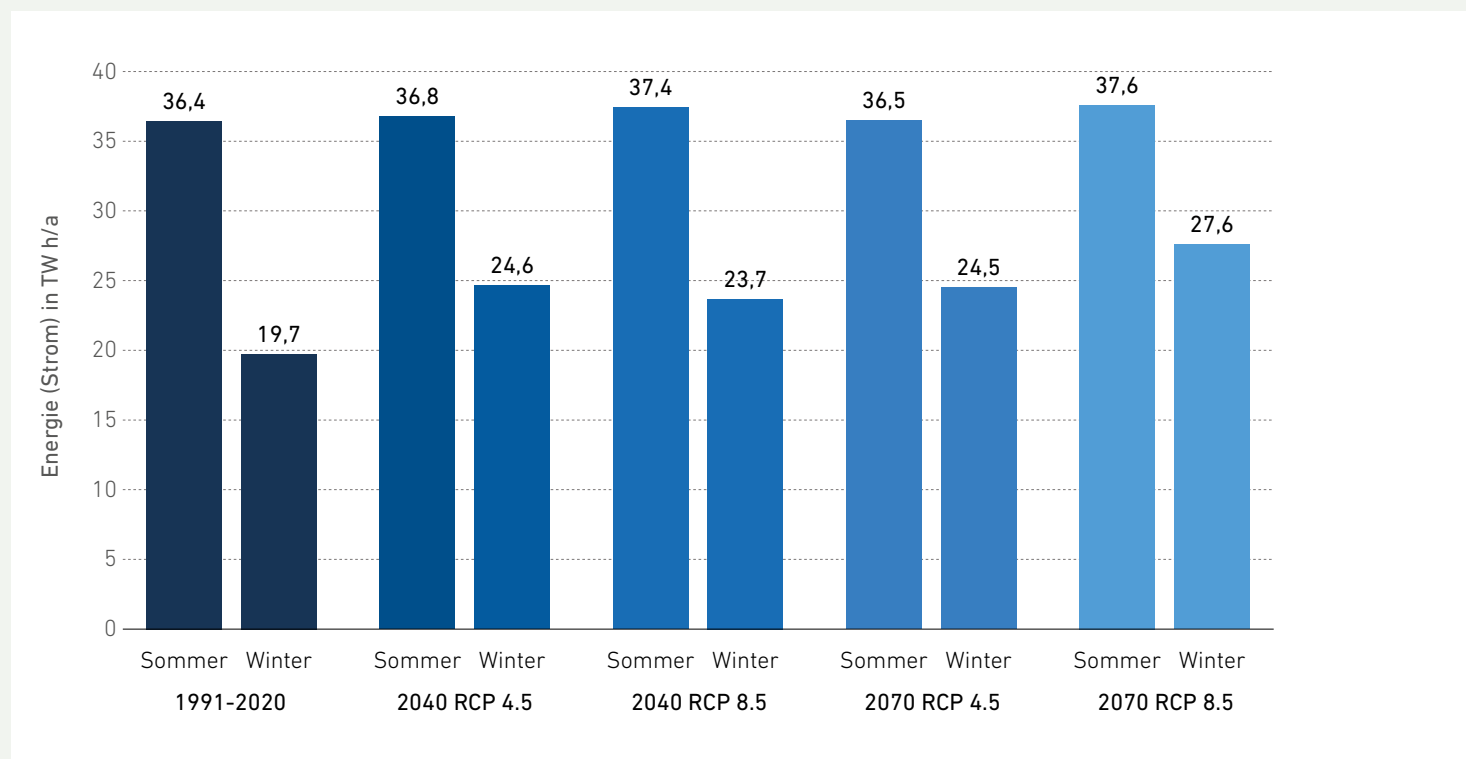
Theoretisches Potenzial Wasserkraft: Sommer-Winter Anteile

Abbildung 9

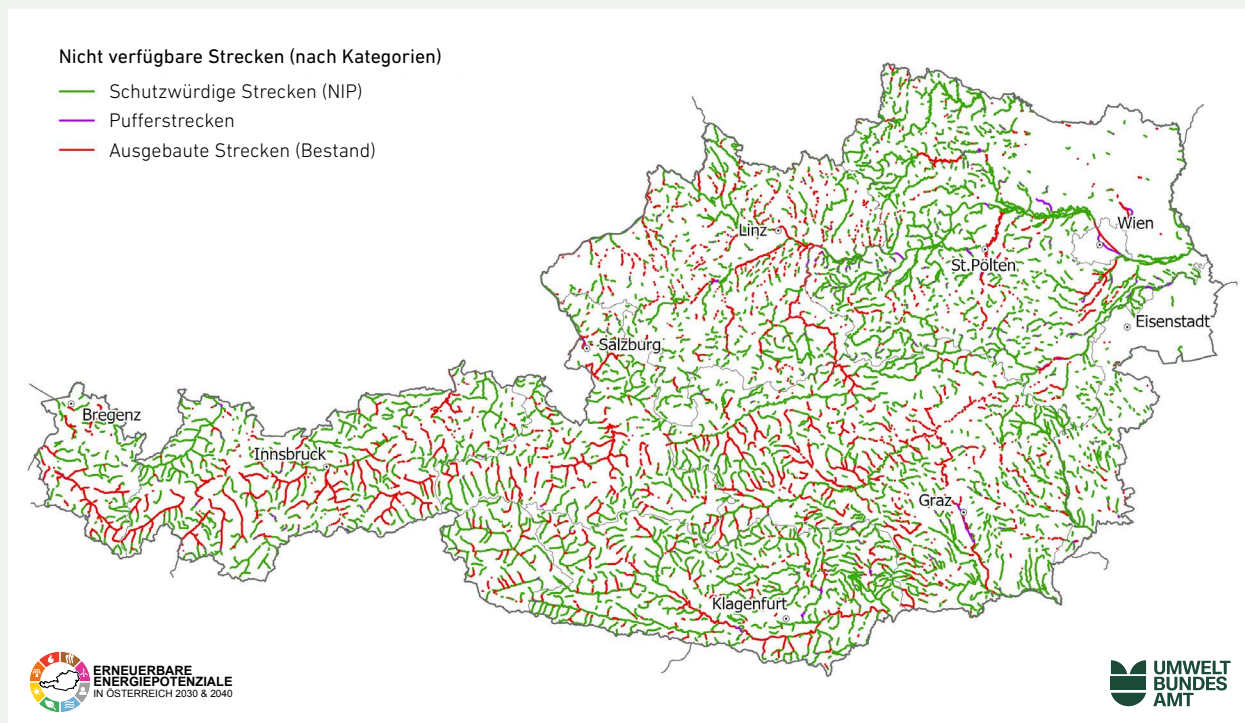
Theoretisches Potenzial der Wasserkraft für ganz Österreich, geteilt in Sommer- und Winterhalbjahr, aktuell und für RCP 4.5 und RCP 8.5 bis 2040 und 2070.

Abbildung 7 stellt beispielhaft das theoretische Wasserkraftpotenzial für RCP 4.5 im Jahr 2040 auf Teileinzugsgebieten dar. Die räumliche Verteilung bleibt im Muster weitgehend stabil – große Potenziale liegen in den großen, abflussreichen Einzugsgebieten bzw. entlang überregional bedeutender Gewässer. Die Dynamik wird über Abbildung 8 sichtbar, die die prozentuelle Veränderung gegenüber der Referenzperiode 1991–2020 ausweist. Abbildung 9 veranschaulicht ergänzend, dass die Veränderungen nicht nur im Jahresmittel, sondern auch saisonal relevant sind. Das theoretische Potenzial wird in Sommer- und Winterhalbjahr aufgeteilt und für aktuelle sowie zukünftige Zeiträume gegenübergestellt. Damit wird sichtbar, dass Veränderungen der Jahresmengen mit Verschiebungen innerhalb des Jahres einhergehen können, was für Planung und Einordnung relevant ist.

4.3.2 Technische Potenziale und räumliche Verteilung

Während das theoretische Potenzial das klimatisch-hydrologische Dargebot beschreibt, ist für die Umsetzbarkeit entscheidend, welcher Anteil davon nach Berücksichtigung von Schutz- und Bestandskulissen überhaupt als Restpotenzial verbleibt. Abbildung 10 zeigt die nichtverfügbaren Strecken in Österreich, die aus schutzwürdigen Abschnitten, Bestandsstrecken und Pufferstrecken zusammengesetzt sind. Diese Kulisse verdeutlicht, dass große Teile des Gewässernetzes – insbesondere ökologisch wertvolle oder bereits genutzte Abschnitte – für zusätzliche Neuerrichtungen nicht zur Verfügung stehen.

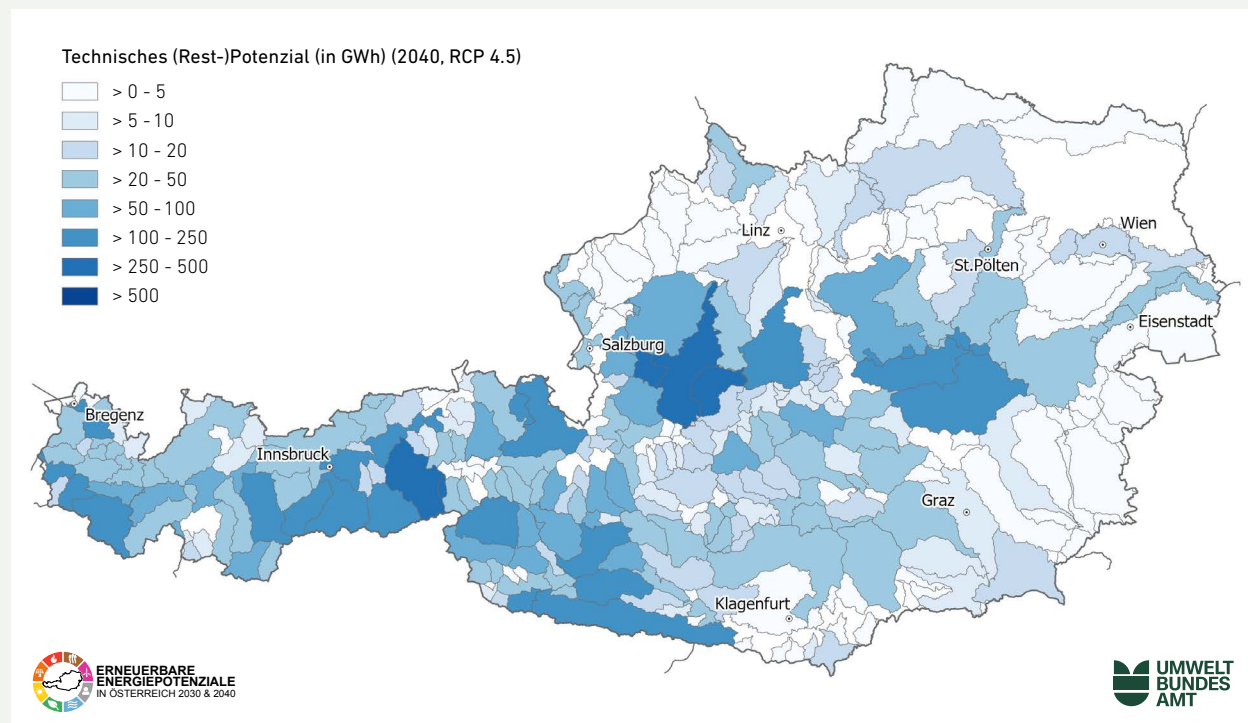
Wasserkraft: Nicht verfügbare Strecken



QUELLE: TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
Bearbeitung: Umweltbundesamt; 28.01.2026

Abbildung 10
Nichtverfügbare Gewässerstrecken
in Österreich

Wasserkraft: Technisches (Rest-)Potenzial ohne Optimierung



QUELLE: TU Wien, BMLUK, eigene Modellierung
 Bearbeitung: Umweltbundesamt; 23.02.2026

Abbildung 11

Technische Wasserkraft(rest-)potenziale exklusive Optimierung und Bestand für die für das Jahr 2040 im Klimaszenario RCP 4.5 auf Teileinzugsgebiete.

Das daraus abgeleitete technische Restpotenzial (exklusive Bestand) liegt – je nach Abflussszenario – für Österreich gesamt in einer Größenordnung von rund 7,1 bis 8,2 TWh/a. Wie in der Langfassung ausführlich berichtet, ist gemäß beiden Klimaszenarien von einer leichten Zunahme des technischen Potenzials in Richtung 2040/2070 auszugehen. Räumlich wird das technische Restpotenzial in *Abbildung 11* exemplarisch für 2040 im Fall von moderatem Klimawandel (RCP 4.5) auf Teileinzugsgebieten dargestellt. Diese Darstellung zeigt eine räumliche Verortung der Restpotenziale und offenbart, dass verbleibende Potenziale kleinteilig und stark abschnittsabhängig sind.

Die Verteilung nach Bundesländern wird über *Tabelle 2* und *Tabelle 3* abgebildet. *Tabelle 2* differenziert Bestand, Optimierung (Minimum/Maximum) und Reststreckenpotenzial je Abflussszenario; *Tabelle 3* fasst diese Komponenten zu Gesamtpotenzialen zusammen. Für Österreich gesamt wird ein Bestandwert von 44,1 TWh/a (RAV, ohne Pumpspeicher) ausgewiesen; das maximale Optimierungspotenzial liegt bei rund 5,3 TWh/a, das Reststreckenpotenzial wie obig erwähnt bei 7,1–8,2 TWh/a. Auf Bundesländerebene konzentrieren sich die höchsten Werte – konsistent mit Bestand und Geografie – in jenen Bundesländern mit großer Wasserkrafttradition und entsprechenden hydrologischen Voraussetzungen (u. a. Oberösterreich, Tirol, Niederösterreich).

Technische Energiepotenziale der Wasserkraft auf Bundesländerebene in TWh/a, aufgeschlüsselt nach Kategorien	Bestand [TWh/a]	Optimierung MIN [TWh/a]	Optimierung MAX [TWh/a]	1991–2020 [TWh/a]	2040 RCP 4.5 [TWh/a]	2040 RCP 8.5 [TWh/a]	2070 RCP 4.5 [TWh/a]	2070 RCP 8.5 [TWh/a]
Burgenland	0,01	0,0033	0,0033	0,005	0,006	0,005	0,006	0,007
Kärnten	4,81	0,39	0,57	0,67	0,72	0,76	0,69	0,78
Niederösterreich	7,44	0,53	0,87	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23
Oberösterreich	11,26	0,71	1,24	0,92	0,97	0,95	0,99	0,98
Salzburg	4,19	0,37	0,48	1,03	1,09	1,16	1,14	1,2
Steiermark	4,74	0,73	0,85	1,02	1,04	1,08	1,1	1,17
Tirol	6,66	0,68	0,87	2,43	2,66	2,66	2,65	2,93
Vorarlberg	3,97	0,20	0,29	0,83	0,95	0,87	0,86	0,87
Wien	1,08	0,06	0,11	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Gesamt (Österreich)	44,14	3,69	5,30	7,13	7,68	7,72	7,69	8,19

Tabelle 2

Technische Potenziale – TF Wasserkraft für alle Bundesländer.

Aufgeschlüsselt nach Bestand, Optimierung, und Abflusslinienpotenzial

(technisches (Rest-)Potenzial) etwaiger Reststrecken je nach

Abflussszenario in TWh pro Jahr.

Technische Energiepotenziale der Wasserkraft auf Bundesländer-Ebene in TWh/a, Gesamtwerte	1991–2020 [TWh/a]	2040 RCP 4.5 [TWh/a]	2040 RCP 8.5 [TWh/a]	2070 RCP 4.5 [TWh/a]	2070 RCP 8.5 [TWh/a]
Burgenland	0,0183	0,0193	0,0183	0,0193	0,0203
Kärnten	6,05	6,1	6,14	6,07	6,16
Niederösterreich	8,52	8,53	8,53	8,54	8,54
Oberösterreich	13,42	13,47	13,45	13,49	13,48
Salzburg	5,7	5,76	5,83	5,81	5,87
Steiermark	6,61	6,63	6,67	6,69	6,76
Tirol	9,96	10,19	10,19	10,18	10,46
Vorarlberg	5,09	5,21	5,13	5,12	5,13
Wien	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
Gesamt (Österreich)	56,57	57,12	57,16	57,13	57,63

Tabelle 3

Technische Potenziale – TF Wasserkraft für alle Bundesländer.

Summiert Bestand, Optimierung (Max), und Abflusslinienpotenzial

(technisches Potenzial) etwaiger Reststrecken je nach

Abflussszenario in TWh pro Jahr.

4.3.3 Realisierbare Potenziale für 2030 und 2040

Die technischen Potenziale zeigen, was grundsätzlich möglich wäre, wenn verbleibende Reststrecken und Optimierungsoptionen vollständig ausgeschöpft würden. In der Praxis ist die Umsetzung jedoch durch zusätzliche Faktoren begrenzt: Genehmigungsfähigkeit, Wirtschaftlichkeit, lokale Akzeptanz, ökologische Auflagen, projektbezogene Machbarkeit sowie die standort- und konflikt-sensitive Projektlogik der Wasserkraft. Daher werden realisierbare Bandbreiten nach Storylines ausgewiesen (vgl. Abschnitt 2.4).

Die Bandbreiten stützen sich auf die beobachtete Entwicklung der Wasserkraftproduktion: Für den Zeitraum 2010–2020 wird ein durchschnittlicher jährlicher Zuwachs der Energieproduktion von 363 GWh herangezogen, der sowohl natürliche Abflussschwankungen als auch neue Anlagen und Optimierungen widerspiegelt. Diese Zuwachsrate bildet den Referenzpunkt für die mittlere Entwicklung; Low und High bilden entsprechend eine verlangsamte bzw. beschleunigte Entwicklung ab. Die Ergebnisse sind in *Abbildung 12* zusammengefasst und werden für 2030 und 2040 als Bandbreiten ausgewiesen:

- 2030: 43,8 TWh/a (Low), 45,6 TWh/a (Medium), 47,0 TWh/a (High)
- 2040: 45,6 TWh/a (Low), 49,3 TWh/a (Medium), 52,0 TWh/a (High)

Die Bandbreiten für die realisierbaren Potenziale verbunden mit dem Blick auf das zugrundeliegende technische Potenzial verdeutlichen, dass der Zuwachs der Wasserkraftproduktion tendenziell abflacht: Ein großer Teil der gut geeigneten Standorte ist bereits genutzt, und zusätzlicher Zuwachs ist stärker von kleinteiligen Projekten (häufig Kleinwasserkraft und Optimierungen) geprägt, die im Verhältnis zum Aufwand geringere Erträge liefern können.

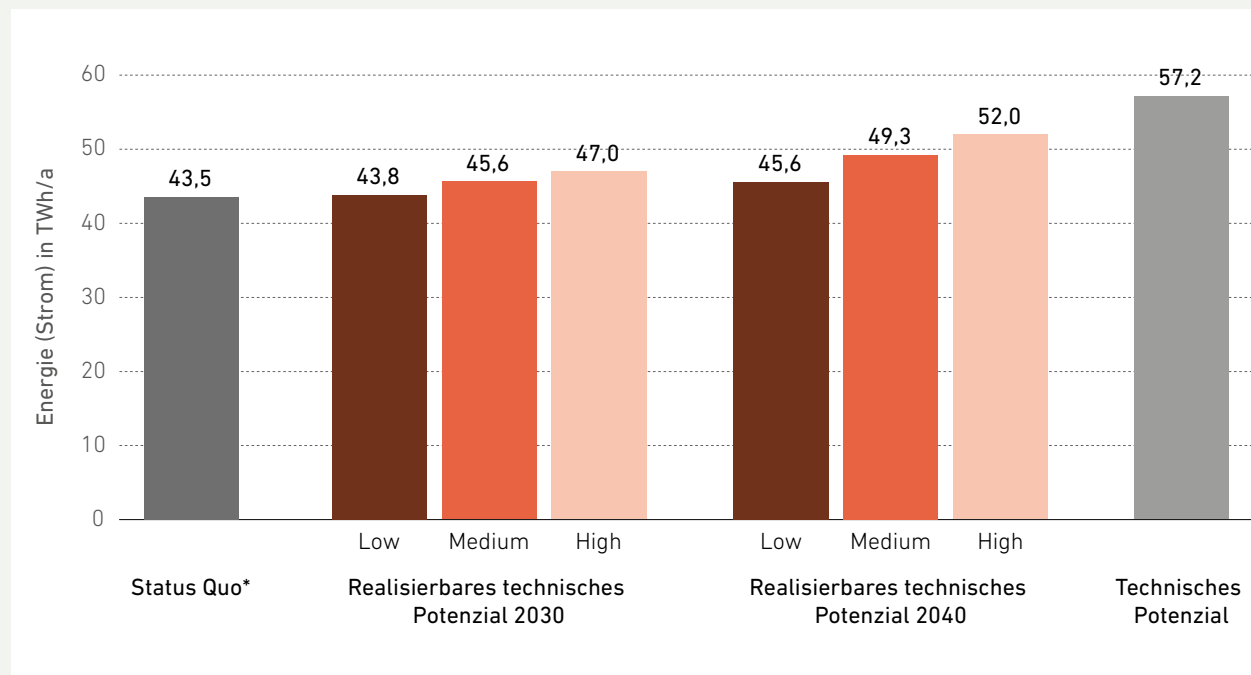
4.3.4 Bewertung der Ergebnisse

Die Ergebnisse bestätigen zunächst, dass aufgrund des hohen Ausbaustands das technische Restpotenzial der Wasserkraft im Vergleich zu anderen erneuerbaren Technologien begrenzt ist. Die ausgewiesenen Reststreckenpotenziale (rund 7,1–8,2 TWh/a) sind zudem nicht als „einfach abrufbare Reserve“ zu interpretieren, sondern als technisch verbleibendes Potenzial unter den angesetzten Kulissen, das realistisch nur teilweise mobilisiert werden kann. Die realisierbaren Bandbreiten (*Abbildung 12*) sind daher für die Einordnung zentral.

Zweitens zeigt die Studie, dass ein wesentlicher Hebel im Wasserkraftbereich in der Optimierung und Instandhaltung des Bestands liegt. Das ausgewiesene Optimierungspotenzial von maximal 5,3 TWh/a ist als theoretische Obergrenze zu verstehen; die tatsächlich mobilisierbare Steigerung hängt von Wirtschaftlichkeit, lokalen Rahmenbedingungen und vom bereits realisierten Modernisierungsstand ab. Gleichwohl ist die Prioritätensetzung klar: Optimierung nutzt bestehende Infrastruktur und reduziert Projekt- und Konfliktrisiken gegenüber Neuerrichtungen

Drittens wird die strukturelle Begrenzung durch die Projektlogik sichtbar: Großanlagen tragen den überwiegenden Anteil der bestehenden Produktion, während zusätzliche Reststreckenpotenziale in erheblichem Ausmaß nur über viele kleine Vorhaben realisierbar wären. Dies kann zu einem ungünstigen Verhältnis von organisatorischem Aufwand (Genehmigungen, Bau, ökologische Auflagen) zu zusätzlichem Energieertrag führen. Neuerrichtungen auf Reststrecken sollten daher besonders sorgfältig priorisiert und standortbezogen geprüft werden.

In Summe zeigt das Technologiefeld Wasserkraft: Zusätzliche Beiträge liegen weniger in großflächigem Neubau, sondern primär in Bestandsoptimierung und in selektiven, standortgerechten Projekten auf wenigen verbleibenden Reststrecken.

TF Wasserkraft: Überblick zu identifizierten Potenzialen

ANMERKUNG: *Angaben zum Status Quo beziehen sich auf das Jahr 2024.

Abbildung 12
TF Wasserkraft – Überblick
zu identifizierten Potenzialen

5.0 TF3: Windenergie

5.1 Ausgangslage

Windenergie ist in Österreich ein zentraler Baustein der zukünftigen Stromversorgung. Windenergie hat dabei den Vorteil, einen im Bezug zur Photovoltaik komplementären Jahresgang aufzuweisen. Der aktuelle Bestand der Windenergienutzung weist eine große räumliche Konzentration auf: Im Jahr 2024 wurden in Österreich von insgesamt 1.413 Windkraftanlagen (WKA) rund 9.288 GWh elektrische Energie eingespeist; der Bestand an installierter Leistung konzentriert sich besonders auf Niederösterreich und Burgenland, darüber hinaus gibt es in der Steiermark eine umfangreichere Windenergienutzung.

Das Windenergiepotenzial in Österreich ist stärker als viele andere Technologien durch wenige, sehr wirksame Kriterien geprägt: insbesondere Siedlungsabstände, topografische Größen (z. B. Hangneigung, Seehöhe) sowie Naturschutzrestriktionen. Schon moderate Änderungen solcher Kriterien können die verfügbaren Potenzialflächen und damit das technische Potenzial deutlich verschieben.

Über diese Kriterien hinaus (aus denen sich das technische Potenzial ergibt), hängt die Realisierung von Windenergiepotenzialen von weiteren, hier nicht abgebildeten Einflussfaktoren ab, wie z. B. Widmung, Genehmigung, Netzanschluss, Projektentwicklung und öffentliche Akzeptanz. Die grundlegenden Begriffe (technisches vs. realisierbares Potenzial) und die Storylines sind bereits in Kapitel 2 beschrieben; im Folgenden werden sie für Windenergie anhand der Ergebnisse konkretisiert.

5.2 Daten und Methode

Die Windenergie-Potenzialanalyse folgt einem mehrstufigen Ansatz: Zunächst werden geeignete Flächen identifiziert, in diesen werden hypothetisch Windkraftanlagen platziert. Die modellierten Erträge für diese WKA ergeben dann das technische Potenzial. Schließlich werden darauf aufbauend Bandbreiten realisierbarer Potenziale für 2030/2040 bestimmt.

- **Abgrenzung von Potenzialflächen (GIS-Auswertung):** Österreichweit werden Flächen ermittelt, die aus raum- und umweltbezogener Sicht grundsätzlich für eine Windenergienutzung in Betracht kommen. In diesem Schritt werden Ausschluss- und Restriktionskriterien angewandt, die u. a. Siedlungsnähe, Mindestabstände zu Infrastrukturen, ausgewiesene Schutzgebiete und topografische Randbedingungen abbilden. Das Ergebnis sind Potenzialflächen, die als Basis für die darauf aufbauende Berechnung des technischen Potenzials dienen. Diese Potenzialflächen bilden die räumliche Verfügbarkeit ab, erlauben aber noch keine Aussage darüber, wie gut das Windangebot an einem Standort ist oder wie hoch der spätere Energieertrag ausfällt.
- **Anlagenpositionierung:** In den Potenzialflächen werden anschließende hypothetische Anlagenstandorte festgelegt. Die Positionierung der Anlagen erfolgt dabei an den Positionen mit dem besten Windangebot innerhalb der verfügbaren Potenzialflächen und unter Berücksichtigung der notwendigen Mindestabstände der Windkraftanlagen untereinander. Die Geometrie der Flächen (große zusammenhängende Flächen vs. kleinteilige Flächenstücke) hat dabei einen großen Einfluss. Potenzialflächen sind daher nicht

direkt proportional zu Anlagenanzahl, Leistung oder Energieertrag: Zwei gleich große Flächen können – je nach Form und Zerschneidung – sehr unterschiedliche Anlagenzahlen zulassen. Diese Anlagenpositionierung ersetzt keine Projektplanung: konkrete Netzanbindung, Grundstücksverfügbarkeit, Zuwegung, lokale Detailprüfungen oder projektspezifische Naturschutzaufgaben können in einem Österreichweiten Modell nur begrenzt abgebildet werden.

- **Ertragsberechnung:** Für die hypothetischen Anlagenstandorte werden anhand der Standort-Windbedingungen und einer typischen Leistungskurve die Erträge modelliert. Daraus ergibt sich das technische Potenzial als Jahresenergieertrag.
- **Realisierbare Potenziale (2030/2040) in Form von Bandbreiten:** Aus dem technischen Potenzial werden realisierbare Potenziale abgeleitet, indem Ausbaupfade als Bandbreiten (Low/Medium/High) angesetzt werden. Damit wird abgebildet, dass nur ein Teil des gesamten

technischen Potenzials genutzt werden soll und dass Rahmenbedingungen (Planung/Genehmigung, Akzeptanz, Netzintegration, Investitionsumfeld) die Umsetzungsgeschwindigkeit bestimmen.

5.3 Ergebnisse

5.3.1 Technische Potenziale

Die ermittelten Potenzialflächen, wie in Tabelle 4 aufgelistet, sind in Österreich sehr ungleich verteilt. Österreichweit werden rund 2.722 km² als Potenzialfläche ausgewiesen (entspricht etwa 3,4% der Landesfläche). Besonders hohe Flächenanteile zeigen Burgenland (17,2% der Landesfläche) und Niederösterreich (8,0%). In den restlichen Bundesländern fallen die Anteile deutlich niedriger aus (z. B. Kärnten 1,2%, Oberösterreich 1,3%, Steiermark 0,8%, Tirol 0,3%, Wien 0,1%). Tabelle 4 macht diesen starken Ost-West Kontrast sichtbar.

Potenzialflächen der Windenergie in Österreich	Potenzialfläche absolut [km ²]	Potenzialfläche als Anteil der Landesfläche	Abschätzung der bestehenden Windenergienutzung als Anteil der Landesfläche
Burgenland	682	17,2 %	2,3 %
Kärnten	116	1,2 %	0,0 %
Niederösterreich	1537	8,0 %	0,6 %
Oberösterreich	159	1,3 %	0,0 %
Salzburg	59,3	0,8 %	-
Steiermark	137	0,8 %	0,1 %
Tirol	31,8	0,3 %	-
Vorarlberg	4,7	0,2 %	-
Wien	0,4	0,1 %	0,1 %
Gesamt (Österreich)	2722	3,4 %	0,3 %

Tabelle 4
Potenzialflächen der Windenergie
in Österreich nach Bundesländern.

ANMERKUNG: Repowering-Potenziale sind hierbei nicht separat berücksichtigt. Einen Anhaltspunkt für den Umfang der bestehenden Windenergienutzung liefert die Abschätzung in der rechten Spalte.

Nachfolgend wird das technische Energiepotenzial der Windenergie und dessen räumliche Verteilung erläutert. Tabelle 5 weist das technische Potenzial als Jahresenergieertrag auf Ebene der Bundesländer aus. Österreichweit ergibt sich ein technisches Windenergiepotenzial von rund 119 TWh/a. Der Großteil des technischen Potenzials entfällt auf Neufächen, der Zubau auf Repowering-Flächen und der bestehenden Anlagenbestand ergeben nur kleine Beiträge. Abbildung 13 visualisiert das technische Potenzial räumlich auf Bezirksebene. Diese Abbildung illustriert folgende Punkte: (1) hohe Potenziale konzentrieren sich in den bereits heute windenergie relevanten Regionen (großflächige, gut geeignete Potenzialflächen), (2) es gibt innerhalb einzelner Bundesländer starke Unterschiede zwischen Bezirken, (3) in topografisch anspruchsvollen Räumen treten Potenziale oft fragmentiert auf, was die praktische Erschließbarkeit weiter einschränken kann (kleinteilige Potenzialflächen, höhere Erschließungskosten, größere Konfliktrisiken).

Die Berechnung des technischen Windenergiepotenzials beruht auf eine Reihe von Annahmen und Parametern, wobei die beiden wichtigsten Einflussfaktoren auf das Windenergiepotenzial der Mindestabstand zu Siedlungsgebieten und die maximale Hangneigung sind. Aus diesem Grund wird in Tabelle 6 der Einfluss von Seehöhe, Siedlungsabstand und von Schutzgebieten der IUCN Klasse V und VI (bspw. Landschaftsschutzgebiete) aufgeschlüsselt. Ein hoher Anteil in der Spalte <1200 m bedeutet, dass die Mobilisierung des Potenzials stark davon abhängt, wie Abstandsregeln in der Raumordnung ausgestaltet werden. Ein hoher Anteil >2000 m verweist auf technisch mögliche, aber häufig kostspieligere und umsetzungsseitig anspruchsvollere Standorte. Hohe Anteile in IUCN V/VI zeigen, dass ein Teil des Potenzials in Regionen liegt, in denen – je nach Schutz- und Nutzungsregime – erhöhte naturschutzfachliche Anforderungen und Konfliktpotenziale auftreten können. Nicht jedes technische Potenzial ist damit planerisch gleich gut realisierbar.

Technische Energiepotenziale der Windenergie auf Bundesländerebene in TWh/a	Technisches Potenzial	... davon Zubau auf neuen Flächen	... davon Zubau auf Repowering-Flächen	... davon derzeit bestehende Anlagen	Rückbau von Bestandsanlagen
Burgenland	25,76	20,94	3,46	1,36	-2,10
Kärnten	5,13	5,10	0	0,03	0
Niederösterreich	72,34	64,19	6,98	1,16	-3,65
Oberösterreich	4,64	4,51	0,13	0,08	-0,07
Salzburg	2,01	2,01	0	0	0
Steiermark	8,06	7,42	0,54	0,10	-0,43
Tirol	1,07	1,07	0	0	0
Vorarlberg	0,11	0,11	0	0	0
Wien	0,54	0,54	0	0	-0,08
Gesamt (Österreich)	119,18	105,41	11,11	2,66	-6,25

Tabelle 5

Technische Potenziale der Windenergie in Österreich nach Bundesländern, angegeben in Form des Jahresenergieertrags und aufgeschlüsselt nach Zubau auf neuen Flächen, Repowering und verbleibenden Bestandsanlagen.

Technisches Windenergiepotenzial – 119 TWh/a

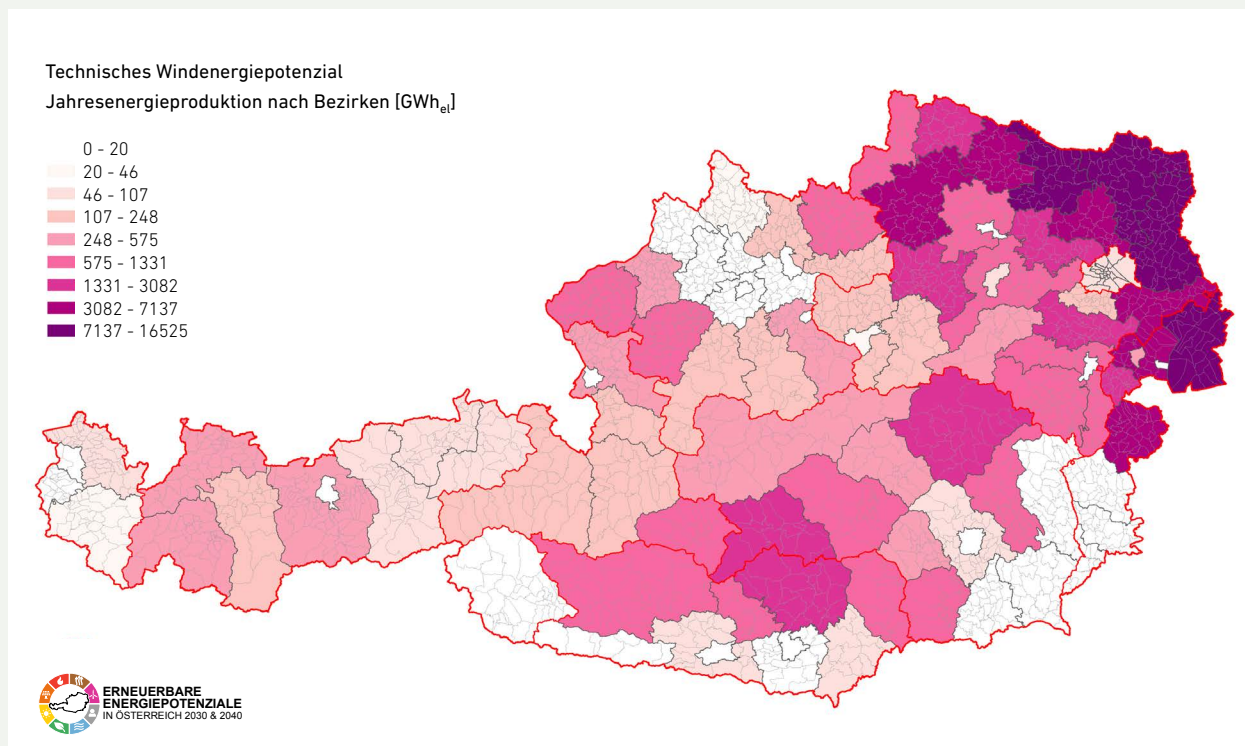


Abbildung 13

Technisches Windenergiepotenzial in der Form
eines Jahresenergieertrags nach Bezirken

Anzahl von WKA	Technisches Potenzial (ohne Repowering)	Anteil Siedlungsabstand unter 1200 m	Anteil über 2000 m Seehöhe	Anteil in IUCN V und IUCN VI Gebieten
Burgenland	1242	456 (37 %)	0 (0 %)	82 (7 %)
Kärnten	323	68 (21 %)	62 (19 %)	51 (16 %)
Niederösterreich	3935	2071 (53 %)	0 (0 %)	285 (7 %)
Oberösterreich	328	118 (36 %)	2 (1 %)	7 (2 %)
Salzburg	143	26 (18 %)	36 (25 %)	85 (59 %)
Steiermark	466	127 (27 %)	25 (5 %)	184 (39 %)
Tirol	73	14 (19 %)	39 (53 %)	7 (10 %)
Vorarlberg	9	2 (22 %)	3 (33 %)	0 (0 %)
Wien	3	3 (100 %)	0 (0 %)	3 (100 %)
Gesamt (Österreich)	6522	2885 (44 %)	167 (3 %)	704 (11 %)

Tabelle 6

Auswirkungen der Einflussfaktoren Siedlungsabstand, Seehöhe und IUCN V & VI Schutzgebieten auf das technische Potenzial in der Form einer Anzahl von WKA nach Bundesländern.

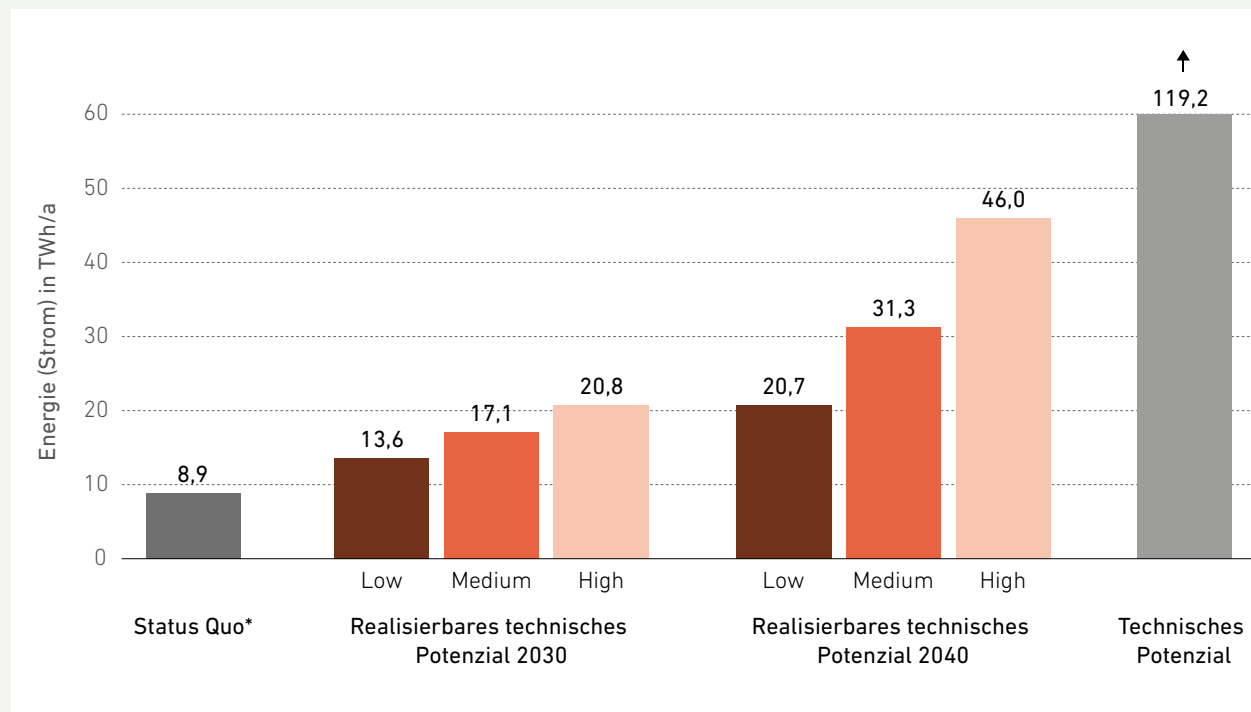
ANMERKUNG: Die Prozentwerte in Klammern geben den jeweiligen Anteil am gesamten technischen Potenzial (ohne Repowering) an, wie in der zweiten Spalte von links angeführt.

Zwischenfazit zum technischen Potenzial: Die Ergebnisse für das technische Potenzial zeigen insgesamt ein großes Energiepotenzial, aber auch eine klare Botschaft zur Umsetzbarkeit: Windenergie ist in Österreich langfristig nicht durch Windressource „knapp“, sondern durch Qualität der Potenzialflächen, Planungsregeln und Umgang mit Nutzungskonflikten.

5.3.2 Realisierbare Potenziale

Die realisierbaren Potenziale bilden ab, welcher Anteil des technischen Potenzials bis 2030 bzw. 2040 unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen realistisch

mobilisiert werden kann. Abbildung 14 zeigt die Bandbreiten der Ausbaupfade bis 2040 auf Bundesebene und bietet des Weiteren einen Vergleich zur Ausgangslage sowie zu den zugrundeliegenden technischen Potenzialen. Tabelle 7 weist ergänzend die dazugehörigen realisierbaren Jahresenergiemengen nach Bundesland aus (inklusive Angabe des Bestands als Referenzwert).

TF Windenergie: Überblick zu identifizierten Potenzialen

ANMERKUNG: *Angaben zum Status Quo beziehen sich auf das Jahr 2024.

Abbildung 14
TF Windenergie – Überblick
zu identifizierten Potenzialen

Energiepotenziale der Windenergie auf Bundesländer-Ebene in TWh/a	Status Quo 2024	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040
Burgenland	3,46	2,89	3,65	4,43	4,48	6,77	9,94
Kärnten	0,03	0,60	0,75	0,92	0,89	1,35	1,98
Niederösterreich	4,82	8,24	10,40	12,62	12,59	19,02	27,91
Oberösterreich	0,08	0,54	0,68	0,82	0,81	1,22	1,79
Salzburg	0	0,24	0,30	0,36	0,35	0,53	0,78
Steiermark	0,53	0,93	1,17	1,42	1,40	2,12	3,11
Tirol	0	0,13	0,16	0,19	0,19	0,28	0,41
Vorarlberg	0	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,04
Wien	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02
Gesamt (Österreich)	8,91	13,58	17,12	20,79	20,74	31,33	45,99

Tabelle 7

Realisierbare Windenergiepotenziale für die Zieljahre 2030 und 2040 in der Form eines Jahresenergieertrags nach Bundesländern.

Für Österreich ergeben sich folgende Bandbreiten (Energieertrag pro Jahr):

- 2030: 13,6/17,1/20,8 TWh/a (Low/Medium/High);
- 2040: 20,7/31,3/46,0 TWh/a (Low/Medium/High).

Diese Spannweite verdeutlicht die Rolle der Rahmenbedingungen: Ein stärkerer Ausbau ist weniger eine Frage, ob technisch noch Potenzial vorhanden ist (das ist reichlich vorhanden), sondern ob Genehmigungs- und Projektentwicklung, Akzeptanz, Netzintegration und Raumordnungsfestlegungen den Ausbau in Richtung Medium oder High tragen.

Die räumliche Verteilung der realisierbaren Potenziale folgt dem Muster der technischen Potenziale und konzentriert sich stark auf wenige Bundesländer. Besonders hohe Beiträge entfallen auf Niederösterreich und Burgenland, gefolgt von der Steiermark und – je nach Bandbreite – in kleinerem Umfang weiteren Bundesländern.

Die Bundesländerwerte stellen Bandbreiten auf Basis eines einheitlichen Modellansatzes dar, nicht die Abbildung konkreter Projekte. In einzelnen Bundesländern kann der tatsächliche Ausbau aufgrund besonders ambitionierter Planungen, anderer Abstandskriterien oder spezifischer Netzbedingungen über oder unter der modellierten Bandbreite liegen. Die Tabelle ist daher vor allem als Orientierung zu Größenordnung und Verteilungsmuster zu lesen.

5.3.3 Bewertung der Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen erstens, dass Österreich über ein sehr großes technisches Windenergiepotenzial verfügt (rund 119 TWh/a). Dieses Potenzial ist jedoch räumlich konzentriert und in seiner Mobilisierbarkeit stark von wenigen Kriterien abhängig. Die Kombination aus Tabelle 7 und Abbildung 14 macht sichtbar, dass Potenziale nicht flächendeckend auftreten, sondern auf wenige Regionen konzentriert sind.

Zweitens zeigt Tabelle 6, dass die „Qualität“ des technischen Potenzials stark variiert: Ein relevanter Anteil liegt in Bereichen, die raumordnungs- oder naturschutzfachlich sensibel sind (z. B. nahe Siedlungen, in hochalpinen Lagen oder in, in Hinsicht auf Natur- und/oder Landschaftsschutz sensiblen Bereichen). Das erklärt, warum ein großes technisches Potenzial nicht automatisch in gleicher Größenordnung realisierbar ist. Typischerweise werden zuerst die „einfacheren“ Standorte erschlossen (gute Windstandorte, günstige Erschließung, weniger Konflikte), während „schwierigere“ Potenziale höhere Hürden, längere Verfahren und oft höhere Kosten bedeuten.

Drittens unterstreichen Tabelle 7 und Abbildung 14, dass die realisierbaren Potenziale nicht durch zu geringe technische Potenziale begrenzt sind, sondern durch Hürden in der Umsetzung: Genehmigungsdauer und Genehmigungsprozesse, Flächenwidmung, Akzeptanz, Netzanbindung und systemische Integration (z. B. Abregelung, Flexibilitätsoptionen) sind die entscheidenden Stellhebel. Der Unterschied zwischen Low und High bis 2040 kann als Indikator dafür gelesen werden, ob es gelingt, den Ausbau in Richtung ambitionierterer Rahmenbedingungen zu führen.

Viertens ist die räumliche Konzentration der Potenziale ein strategischer Hinweis: Wenn große Teile des realisierbaren Beitrags aus wenigen Bundesländern kommen, müssen Ausbaupfade und Systemintegration besonders dort zusammengedacht werden. Das betrifft nicht nur Netzkapazitäten, sondern auch die regionale Abstimmung von Potenzialflächen, die Priorisierung von Projekten und das Management kumulativer Wirkungen. Eine übermäßige Konzentration auf die bevorzugt geeigneten Regionen scheint in Hinsicht auf die soziale Akzeptanz und die verfügbare Netzkapazität nicht erstrebenswert. Eine breitere geographische Verteilung der Windenergieproduktion ist auch in Hinsicht auf das Erzeugungsprofil vorzuziehen, da sich so zu einem Zeitpunkt unterschiedliche Windbedingungen in unterschiedlichen Regionen besser ergänzen können. Aus dieser Perspektive kommt den identifizierten technischen Potenzialen in Westösterreich eine besondere Bedeutung zu.

In Summe ergibt sich: Windenergie bietet ein großes technisches Reservoir und kann – je nach Rahmenbedingungen – bis 2040 einen sehr substanziellen zusätzlichen Beitrag liefern. Die entscheidenden Stellhebel liegen in der Ausgestaltung der Potenzialflächen (insbesondere Siedlungsabstände und Umgang mit Restriktionen), in der Umsetzungsdynamik sowie in der systemischen Integration in Netz und regionale Planung.

6.0 TF4: Tiefe Geothermie

6.1 Ausgangslage

Tiefe Geothermie umfasst Anwendungen in Tiefen ab etwa 300 m und kann – bei geeigneten geologischen Bedingungen – erneuerbare Wärme grundlastfähig bereitstellen. Damit ist sie besonders relevant für die Dekarbonisierung von Fernwärmesystemen und industrieller Prozesswärme, weil sie im Gegensatz zu vielen anderen erneuerbaren Wärmequellen weitgehend wetter- und tageszeitunabhängig verfügbar ist. Als strategischer Rahmen für Ziele, Forschungsschwerpunkte und Umsetzungspfade werden die FTI-Roadmap Geothermie und ihre begleitenden Einordnungen herangezogen, vgl. [18], [19]. Ergänzend werden übergreifende Transformationspfade zur klimaneutralen Wärmeversorgung in Österreich als Kontext genutzt, vgl. [20].

In Österreich ist tiefe Geothermie bislang vor allem als Hydrogeothermie (Nutzung natürlicher Thermalwasservorkommen) etabliert. Gleichzeitig ist die Wissensbasis zum tiefen Untergrund räumlich ungleich verteilt: Viele Informationen stammen aus historischen Explorations- und Bohraktivitäten und konzentrieren sich auf bestimmte Regionen. Daraus ergibt sich, dass Standortpotenziale in einigen Gebieten vergleichsweise gut belegt sind, während in anderen Regionen belastbare Aussagen nur eingeschränkt möglich sind. Die Bedeutung einer systematischen Datengrundlage und einer stärker zugänglichen Wissensbasis wird auch in internationalen Länderübersichten betont [21].

6.2 Daten und Methode

Die Einordnung der tiefeingeothermischen Potenziale basiert auf einer aktualisierten geowissenschaftlichen Bewertung und Kartierung hydrothermalen Ressourcen. Im Zentrum steht die räumliche Abgrenzung von nachgewiesenen hydrothermalen Reservoirs (mit bestätigten Bohrungen) sowie von potenziellen Erweiterungsräumen und Bereichen mit nur punktueller Evidenz.

Diese räumliche Differenzierung bildet die Grundlage für eine konsistente Standortkulisse: Regionen mit bestätigten Thermalwasservorkommen können grundsätzlich als prioritäre Räume für konkrete Projektentwicklung interpretiert werden, während potenzielle Erweiterungsräume vor allem Such- und Entwicklungsräume darstellen, in denen zusätzliche Erkundung notwendig ist. Roadmap und Fachliteratur heben dabei wiederholt hervor, dass die Kombination aus Standortqualität (Temperatur, Durchlässigkeit, Wasserführung) und Nähe zu Wärmesenken (insb. Wärmenetze/Industrie) entscheidend ist, vgl. [18], [19], [20].

6.3 Ergebnisse

Räumliche Einordnung hydrothermaler Reservoirs:

Abbildung 15 stellt die aktualisierte räumliche Einordnung hydrothermalen Ressourcen in Österreich dar. Ausgewiesen werden nachgewiesene Reservoirs (bestätigte Bohrungen und ausreichende Temperatur) sowie potenzielle Erweiterungsräume und Bereiche mit nur punktueller Evidenz. Ein wesentliches Ergebnis ist

die klare Identifikation von Gunstgebieten, in denen Projekte auf einer vergleichsweise robusten geologischen Evidenz aufbauen können. Gleichzeitig zeigt die Karte, dass außerhalb dieser Zonen potenzielle Vorkommen nicht ausgeschlossen werden können, die Evidenz jedoch

häufig eine stärkere Vorerkundung erfordert. Diese Kartierung bildet damit eine belastbare Grundlage für Priorisierung und räumliche Fokussierung weiterer Aktivitäten.

Hydrothermale Reservoirs in Österreich

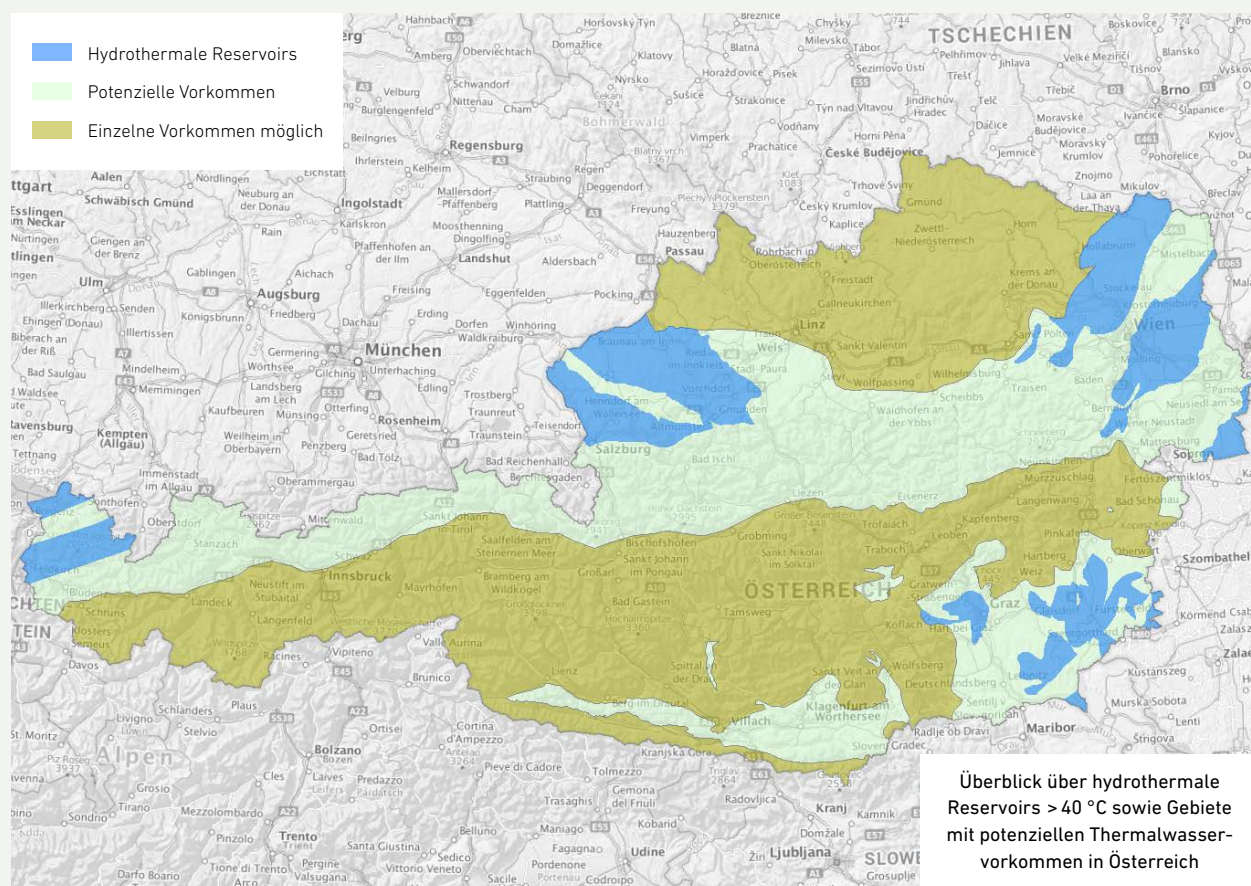


Abbildung 15

Überblick über hydrothermale Reservoirs > 40 °C (blaue Bereiche), potenzielle Vorkommen von Thermalwässern (hellblau) und Bereiche, in denen einzelne Vorkommen von Thermalwasser möglich sind (grün) in Österreich.

QUELLE: Geosphere Austria, 2024

Status, Größenordnungen und Ausbaupfade: Ergänzend zur räumlichen Kulisse werden Status und Ausbauperspektiven der tiefen Geothermie über Roadmap- und Literaturangaben eingeordnet, vgl. [18], [19], [20], [21], [22]. Die Roadmap hebt die Rolle der tiefen Geothermie insbesondere in urbanen Fernwärmeräumen sowie an geeigneten Industriestandorten hervor; internationale Übersichten und nationale Einordnungen unterstreichen die starke Standortabhängigkeit sowie die Bedeutung von Projektentwicklung und Vorerkundung. Frühere Umsetzungs- und Förderkontexte zur Aufrüstung und Integration in Wärmesysteme sind dokumentiert. Praxisbeispiele und Akteurslandschaften können ergänzend über Projektplattformen bzw. Betreiberinformationen nachvollzogen werden.

Übersicht zu Status, Größenordnungen und Einordnung der Rolle von tiefer Geothermie in Österreich:

(Quellen: basierend auf [18], [19], [20], [21], [22])

- Bestand (installierte Leistung): ca. 104 MW_{th} (rund 10 Heizwerke)
- Jährliche Wärmeproduktion (Bestand): ca. 350 GWh_{th}
- Größenordnung bis 2030: Zubau in der Größenordnung von +100 MW_{th}; Entwicklung in Richtung von ca. 1,5 TWh/a geothermische Wärme als Orientierungswert
- Perspektive bis 2040: deutliche Ausweitung der installierten Kapazität (insb. in geeigneten urbanen Fernwärmeräumen)
- Orientierungsbandbreite Wärmegestehungskosten (LCOH): 20–60 €/MWh
- Zentrale Bedingung: Realisierbarkeit stark abhängig von Vorerkundung und Nähe zu Wärmesenken (Wärmenetze/Industrie)

Die Ergebnisse liefern damit eine zweigeteilte, aber konsistente Aussage: Erstens sind geeignete hydrothermale Zonen räumlich differenziert identifizierbar, vgl. Abbildung 15. Zweitens werden realistische Größenordnungen und Ausbaupfade nicht als flächendeckende Modellrechnung, sondern über Roadmap- und Literaturwerte eingeordnet. Für die Anwendung bedeutet das: Tiefe Geothermie ist dort besonders aussichtsreich, wo (i) eine geologische Evidenzbasis vorhanden ist oder aufgebaut werden kann und (ii) geeignete Wärmesenken bzw. Wärmenetze verfügbar sind.

6.4 Bewertung der Ergebnisse und Ausblick

Die Ergebnisse zeigen, dass tiefe Geothermie dort, wo die geologischen Voraussetzungen und Wärmesenken zusammenkommen, eine besonders wertvolle Rolle einnehmen kann: als kontinuierliche Wärmequelle, die zur Stabilisierung und Dekarbonisierung von Wärmenetzen beiträgt. Der Nutzen liegt dabei nicht nur in der jährlichen Energiemenge, sondern auch in der Systemqualität (grundlastfähig, planbar, lokal). Roadmap und begleitende Fachbeiträge betonen zugleich, dass die Realisierbarkeit stark vom Projektentwicklungsprozess abhängt: Vorerkundung, Bohrungen und die Einbindung in bestehende oder auszubauende Wärmeinfrastruktur sind zentrale Erfolgsfaktoren (vgl. [18], [19], [20], [21]).

Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Wärmeoptionen ist tiefe Geothermie besonders dann komplementär, wenn Wärmenetze dekarbonisiert und stabil versorgt werden sollen. Während solarthermische Beiträge saisonal geprägt sind und Abwärmequellen häufig standortgebunden bzw. teils volatil sein können, kann tiefe Geothermie kontinuierliche Wärmelasten abdecken – vorausgesetzt, Standort und Erschließung sind gegeben.

Dadurch ergeben sich sinnvolle Kombinationsmöglichkeiten mit weiteren Wärmequellen und Flexibilitätsoptionen (z. B. Wärmepumpen, Speicher, Abwärmeintegration), wie sie in übergreifenden Transformationspfaden zur Klimaneutralität diskutiert werden [20].

Ein zentraler Entwicklungspfad ist die Ausweitung von Anwendungen über klassische hydrothermale Systeme hinaus. Perspektivisch können auch Konzepte relevant werden, die weniger stark auf natürliche Thermalwasserführung angewiesen sind, sofern sie sich wirtschaftlich

und ökologisch bewähren, vgl. [18], [19]. Darüber hinaus eröffnet die Kopplung mit Wärmenetzen, Speichern und Wärmepumpen zusätzliche Integrationsoptionen: höhere Flexibilität im Netzbetrieb, saisonale Speicherstrategien sowie die Erschließung höherer Temperaturniveaus für industrielle Anwendungen. Roadmap und Fachliteratur betonen hierfür insbesondere die Bedeutung von Vorerkundung, Datenzugänglichkeit und einer engen Verzahnung mit kommunaler Wärmeplanung und Wärmenetzentwicklung (vgl. [18], [19], [20]).

7.0 TF5: Bioenergie

7.1 Ausgangslage

Das Technologiefeld Bioenergie ist durch eine große Bandbreite an Primär- und Endenergeträgern sowie Konversionspfaden geprägt. Bioenergie kann – im Unterschied zu wetterabhängigen Quellen – bedarfsorientiert bereitgestellt werden und ist damit insbesondere für Anwendungen relevant, in denen andere erneuerbare Optionen nur eingeschränkt verfügbar sind oder höhere Anforderungen an Infrastruktur und Systemintegration stellen. Gleichzeitig sind Bioenergiepotenziale stets im Kontext von Nachhaltigkeitsanforderungen und Nutzungskonkurrenzen zu betrachten. Dies umfasst hinsichtlich Nutzungskonkurrenzen die stoffliche versus energetische Nutzung sowie unterschiedliche Endnutzungsbereiche wie Raumwärme, Fernwärme, Prozesswärme, erneuerbare Gase und Kraftstoffe.

Für die Potenzialermittlung und die Ergebnisdarstellung werden **zwei Stränge** unterschieden, die sich sowohl in der Ressourcenbasis als auch in den Systemimplikationen unterscheiden:

- **Biomethan** (Biogas/Biomethan) aus der anaeroben Vergärung ausgewählter Substrate und biogener Abfälle, mit besonderer Relevanz für einspeisefähige bzw. flexibel nutzbare biogene Gase.
- **Holzartige Biomasse** (Biomassefraktionen aus heimischem Wald, Landschaftspflege sowie aus Holzverarbeitung – inkl. Koppelprodukten aus Holzimporten) als wesentliche Basis energetischer Nutzungspfade, historisch stark auf Wärmeanwendungen ausgerichtet.

Die übergreifenden Begriffe (Potenzialverständnis, Zeitbezug 2030/2040) sind in Abschnitt 2 beschrieben. Für Bioenergie werden im Regelfall realisierbare Potenziale dargestellt, da die Mobilisierung stark von Konkurrenznutzungen, Logistik und Umsetzungsbedingungen abhängt.

Holzbiomasse (Low/Medium/High): Die Bandbreite wird über drei forstwirtschaftliche Szenarien (Care4Paris) abgebildet, die unterschiedliche Bewirtschaftungs- und Anpassungspfade darstellen und damit die Spannweite möglicher Primärenergiepotenziale bis 2030/2040 begründen.

- **Low (Vorratsaufbau):** Es wird eine Entwicklung unterstellt, in der sich Nutzungseinschränkungen bzw. Nutzungsverzichte im Ertragswald ausweiten. Zusätzlich wird angenommen, dass Schutzkategorien stärker greifen und Flächen mit Nutzungsverzicht schrittweise zunehmen. Insgesamt führt dies zu einer verminderten energetisch verfügbaren Holzbiomasse.
- **Medium (Referenz):** Dieses Szenario bildet einen mittleren Pfad mit weitgehend stabiler Biomasseverfügbarkeit ab. Es dient als Referenzannahme zwischen den beiden Extremen und unterstellt keine Notfallmaßnahmen wie im High-Szenario, aber auch keine zusätzlichen Nutzungsverzichte wie im Low-Szenario über das Referenzniveau hinaus.
- **High (Umtriebszeitverkürzung als Klimawandelanpassung):** Es wird unterstellt, dass die Sturmschäden infolge Klimawandel so stark zunehmen, dass als Anpassungsmethode eine rasche Umwandlung alter Bestände und eine Verkürzung der Umtriebszeit notwendig wird. Diese Umwandlungsphase wird in den ersten Jahrzehnten als Notfallmaßnahme in Kauf genommen. Daraus ergibt sich kurzfristig eine erhöhte Mobilisierung bzw. Verfügbarkeit holzartiger Biomasse, die die obere Bandbreite der Potenziale begründet.

Biomethan (Bandbreitenlogik): Für Biomethan wird ein technisches Potenzial als Orientierung angegeben; die ausgewiesenen Potenziale sind jedoch überwiegend realisierbar und hängen davon ab, (i) wie stark insbesondere Wirtschaftsdünger mobilisiert werden kann, (ii) wie Konkurrenznutzungen (z. B. Stroh) berücksichtigt werden und (iii) wie sich die Mobilisierung zur vorhandenen bzw. erreichbaren Gasinfrastruktur verhält (Einspeisepunkte/Netzebenen).

7.2 Daten und Methode

Die Potenzialanalyse folgt einer stoffstrom- und konversionspfadorientierten Logik: Ausgangspunkt sind mobilisierbare Biomassepotenziale und biogene Reststoffe, die über Umwandlungstechnologien in nutzbare Energieträger bzw. Endenergiedienstleistungen überführt werden. Der Schwerpunkt liegt auf konsistenten Größenordnungen und Verteilungsmustern unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen.

1. Ressourcen-/Primärenergiepotenziale:

- **Biomethan:** Substrate (Reststoffe, Nebenprodukte, Abfälle) werden so bewertet, dass Konkurrenznutzungen und Mobilisierungshemmnisse berücksichtigt werden. Zusätzlich wird die räumliche Umsetzbarkeit über Anschlussnähe und die Einbindung in die Gasinfrastruktur eingeordnet. Die durchgeführten Analysen bauen auf Vorarbeiten seitens des Umweltbundesamtes im Rahmen der Erstellung des Integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplanes auf, vgl. [16].
- **Holzartige Biomasse:** Primärenergiepotenziale für 2030/2040 werden als Bandbreite (Low/Medium/High) abgeleitet und nach zentralen Kategorien ausgewiesen. Die Potenzialerhebung zur Holzbiomasse stützt sich zudem auf den Annahmen, Eingangsdaten und Ergebnissen des Zusatzprojektes „Holzbiomasse für die energetische Nutzung in Österreich“. Dessen Endbericht ist als Anhang TF5-1 zur Langfassung verfügbar.

2. **Konversionspfade und Allokation:** Aufbauend auf diesen realisierbaren Ressourcen-/Primärenergiepotenzialen wird in einem nachgelagerten Schritt abgeleitet, wie die Potenziale in verschiedenen Allokationsvarianten über Konversionspfade für unterschiedliche Endnutzungen zur Verfügung gestellt werden können.

7.3 Ergebnisse

7.3.1 Biomethan – Primärenergiepotenziale und infrastrukturelle Einordnung

Für Biomethan wird ausgehend von einem technischen Potenzial von 18,8 TWh/a ein realisierbares Potenzial von 6,8 TWh im Jahr 2030 und von 10,7 TWh/a im Jahr 2040 ausgewiesen. Die zentrale Botschaft ist dabei nicht nur die Höhe des Potenzials, sondern die Art seiner Mobilisierung: Um diese Größenordnungen zu erreichen, müssen über viele Regionen hinweg Potenziale gehoben werden; gleichzeitig wird die Anschlussnähe zum Gasnetz (d.h. Einspeisemöglichkeiten/Netzebenen) zu einem entscheidenden Filter.

Die nachfolgenden Kartendarstellungen, vgl. Abbildung 16, Abbildung 17 und Abbildung 18, zeigen exemplarisch für das Jahr 2040, wie sich das Erreichen der Zielgröße von 10,7 TWh/a verändert, wenn Anschlussnähe restriktiver oder breiter gefasst wird. Daraus lassen sich drei Kernaussagen ableiten:

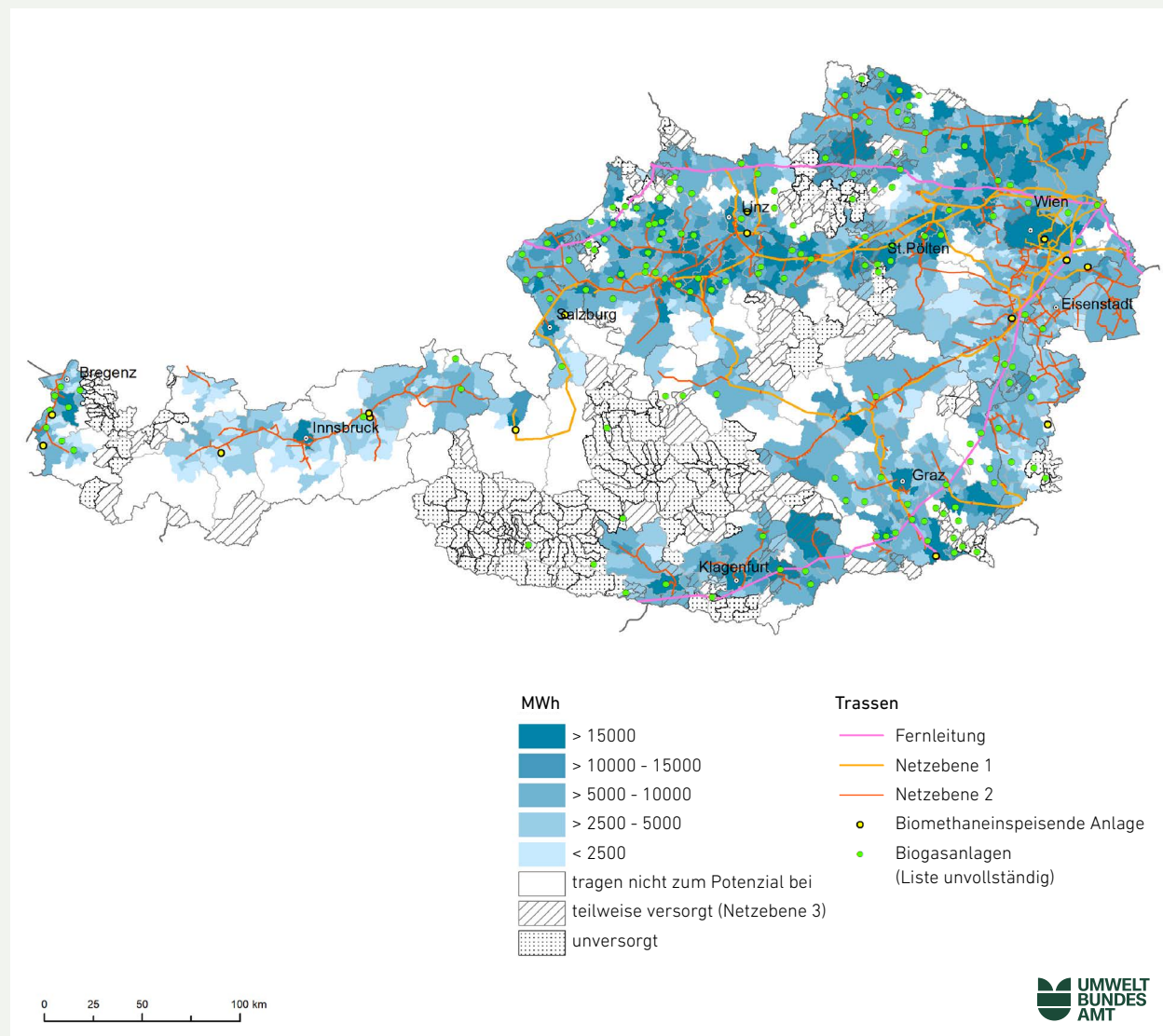
1. **Konzentrierte Mobilisierung** (vgl. Abbildung 16, starke Einschränkung auf besonders anschlussnahe Gebiete) führt zu einer räumlich gebündelten Bereitstellung, kann aber – je nach Kriterienset – unter der Zielmenge bleiben.

2. **Erweiterte Mobilisierung**, vgl. Abbildung 17 (Ausweitung des Suchraums auf zusätzliche Anschlussoptionen) ermöglicht das Erreichen der Zielmenge, erhöht aber die räumliche Breite und damit typischerweise Logistik- und Koordinationsanforderungen.

3. **Mobilisierungsschwerpunkt Wirtschaftsdünger** verändert die räumliche Struktur, vgl. Abbildung 18: Dort, wo große Wirtschaftsdüngermengen anfallen, kann die Zielmenge mit stärkerer Konzentration auf wenige Hotspots erreicht werden; gleichzeitig hängen Realisierungsgrade stark von Betriebsstruktur, Managementsystemen und Transportwürdigkeit ab.

Ein praxisnaher Befund ist, dass bei strengen Anschlussnähe-Kriterien einzelne große Standorte (z. B. große Tierhaltungsbetriebe) aus der priorisierten Auswahl herausfallen können. Das unterstreicht, dass für konkrete Projektentwicklung neben Gemeindeaggregaten auch die Lage großer Substratquellen (Tierhaltung, Lebensmittelbetriebe, biogene Abfälle), Logistik und Anschlussoptionen zusammen betrachtet werden müssen. Detaillierte Einblicke in die obig skizzierte Thematik erlaubt die Langfassung dieser Studie sowie im Vorfeld durchgeführte Untersuchungen seitens des Umweltbundesamtes im thematischen Kontext, vgl. [16].

8,7 TWh Biomethan 2040 – V1, Gasnetznähe

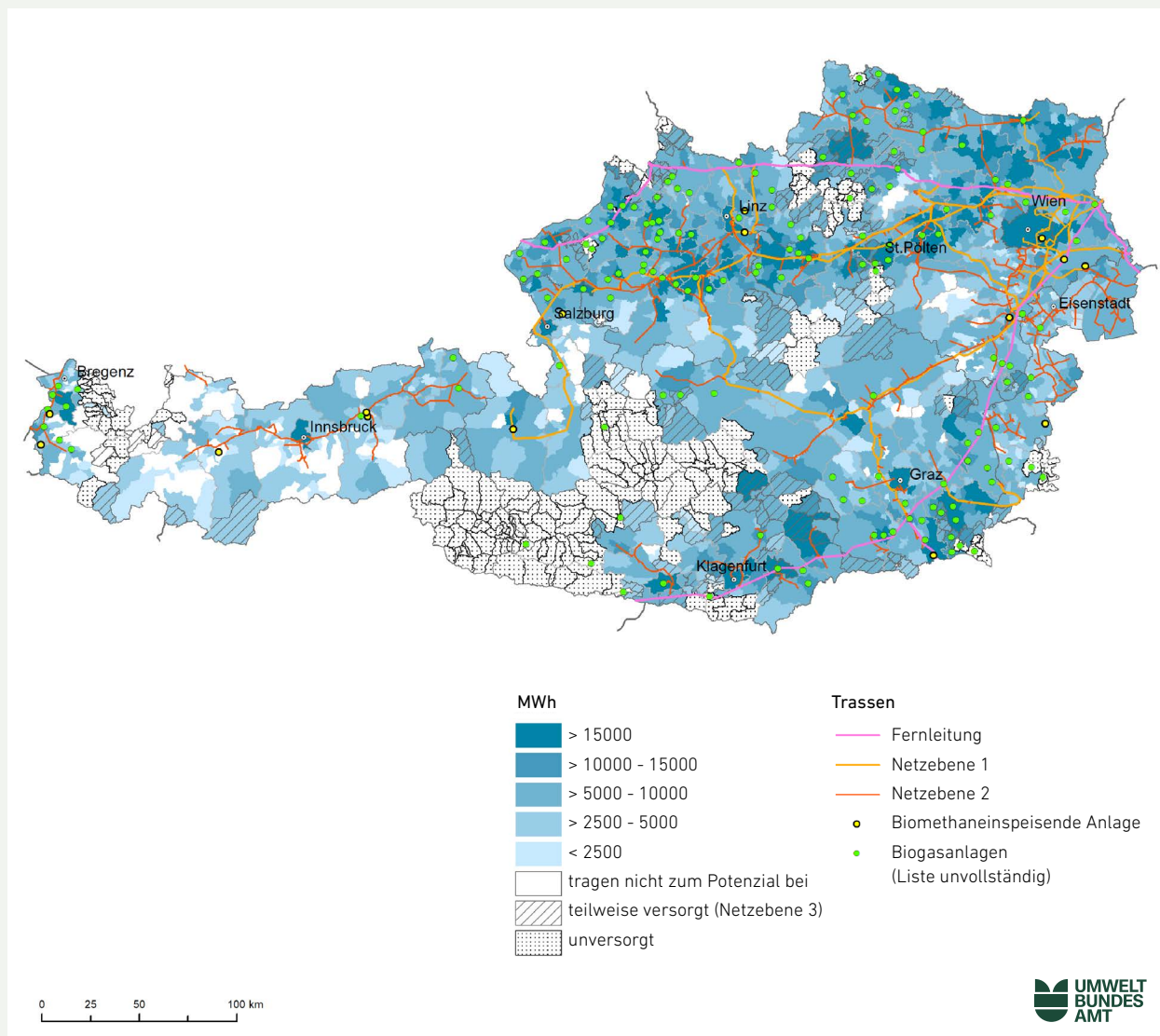


Methodik zur Erreichung der 10 TWh Biomethan ist die 10 km Nähe zu Netzebene 1 & 2 auf Basis des realisierbaren Potenzials von 10,7 TWh, absteigend gereiht nach Höhe des Gemeindepotenzials.

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: 27.04.2023

Abbildung 16
Realisierbares Biomethan-Potenzial für 2040;
8,7 TWh – V1 (Gasnetznähe)

10 TWh Biomethan 2040 – V2

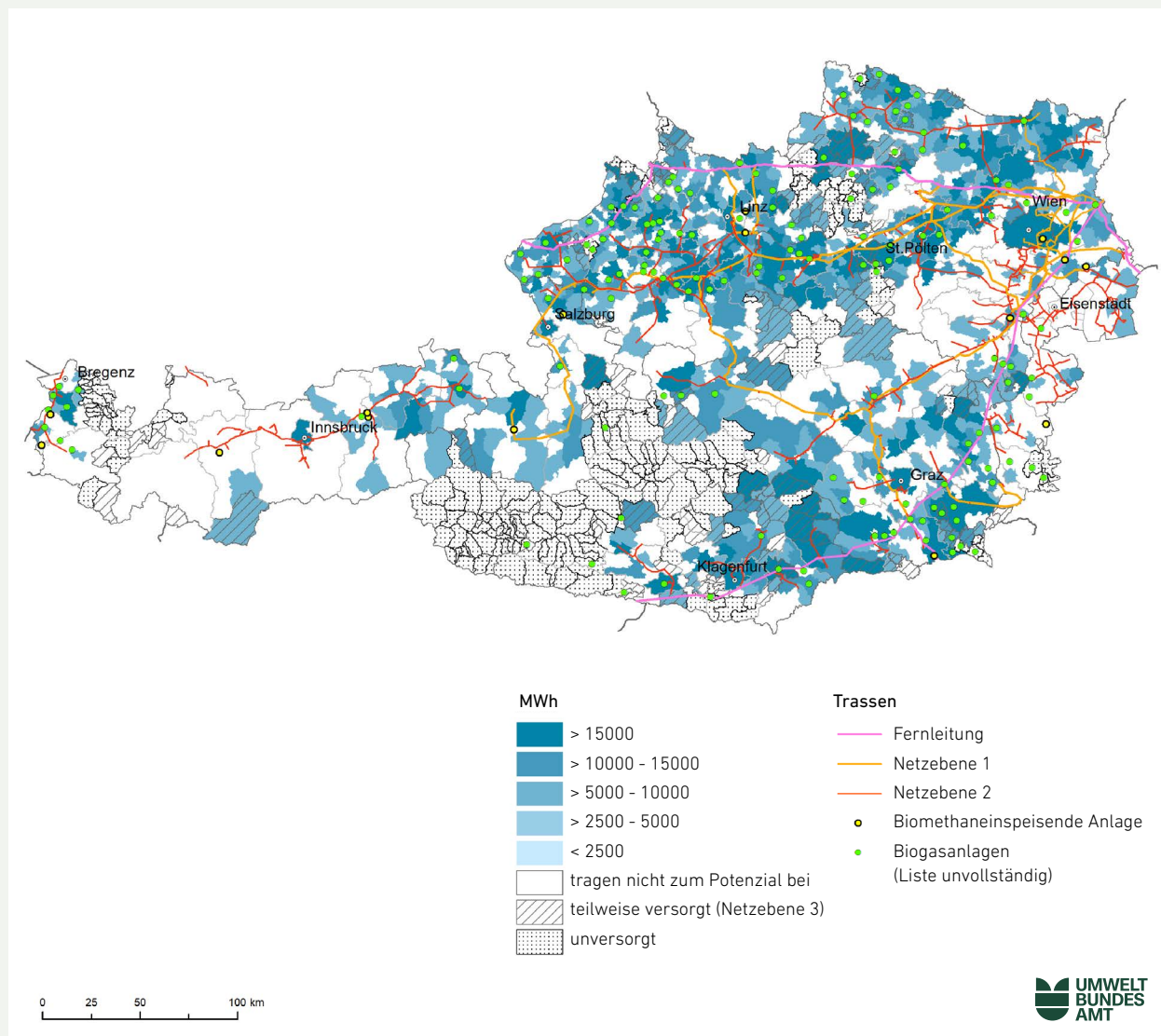


Methodik zur Erreichung der 10 TWh Biomethan sind die nach Höhe absteigend gereihten Gemeindepotenziale auf Basis des realisierbaren Potenzials von 10,7 TWh.

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; 27.04.2023

Abbildung 17
Realisierbares Biomethan-Potenzial für 2040;
10 TWh – V2 (Erweiterte Mobilisierung)

10 TWh Biomethan 2040 – V3



Methodik zur Erreichung der 10 TWh Biomethan sind die nach Höhe absteigend gereihten Gemeindepotenziale auf Basis des theoretisch-technischen Potenzials (Wirtschaftsdünger, Abfälle, Stroh 40%) von 14,4 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; 27.04.2023

Abbildung 18
 Realisierbares Biomethan-Potenzial für 2040;
 10 TWh – V3 (Mobilisierungsschwerpunkt Wirtschaftsdünger)

7.3.2 Holzartige Biomasse – Primärenergiepotenziale und zentrale Fraktionen

Abbildung 19 stellt die Potenziale für den Primärenergieeinsatz fester und flüssiger Biomasse (holzartig) als Bandbreite dar. Der Primärenergieeinsatz im Ausgangsjahr 2023 beträgt 56,8 TWh/a [23]. Für 2030 wird eine Bandbreite von 52,7 bis 65,2 TWh/a ausgewiesen (Low/High), für 2040 50,7 (Low) bis 68,8 TWh/a (High). Damit wird sichtbar, dass die holzartige Biomasse je nach forstwirtschaftlichem

Entwicklungspfad sowohl leicht zurückgehen als auch deutlich ansteigen kann.

- Status Quo (2023): 56,8 TWh/a (feste und flüssige Biomasse gesamt)
- 2030: 52,7/56,2/65,2 TWh/a (Low/Medium/High)
- 2040: 50,7/57,2/68,8 TWh/a (Low/Medium/High)

TF Bioenergie: Überblick zu identifizierten Potenzialen (Holzartige Biomasse, primärenergetisch)

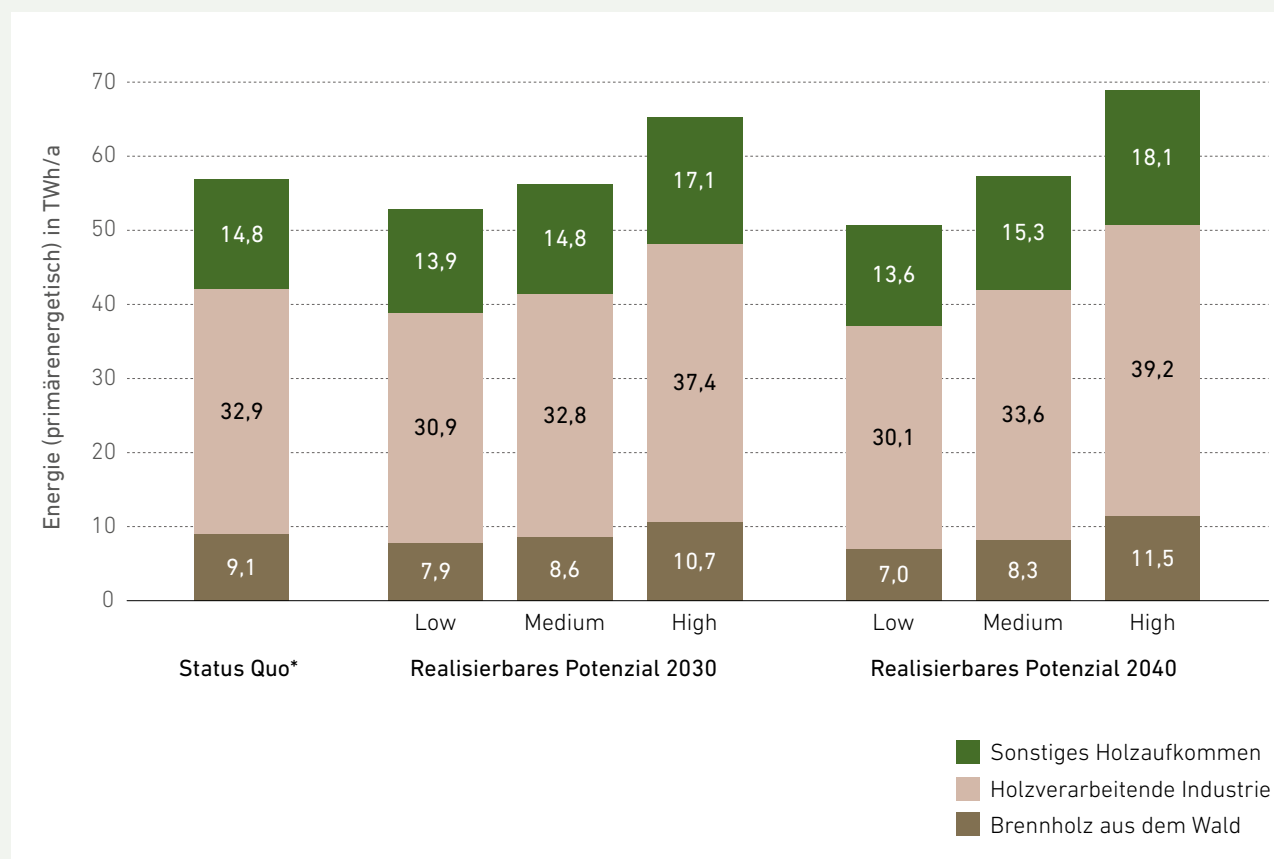


Abbildung 19
Realisierbare Primärenergiepotenziale unterschiedlicher
Holzbiomassefraktionen für 2030 und 2040

ANMERKUNG: *Angaben zum Status Quo
beziehen sich auf das Jahr 2023.

Für die Einordnung ist nicht nur die Gesamtsumme relevant, sondern auch die Zusammensetzung der Potenziale nach zentralen Kategorien. Den größten Anteil bildet die Holzverarbeitende Industrie: Sie liegt 2023 bei 32,9 TWh/a und bewegt sich 2040 – abhängig vom Szenario – in einer Bandbreite von 30,1 bis 39,2 TWh/a. Damit prägt dieser Bereich die Gesamtgröße der Potenziale maßgeblich. Brennholz aus dem Wald trägt 2023 9,1 TWh/a bei und liegt 2040 zwischen 7,0 und 11,5 TWh/a; hier wird die Spannweite der Bewirtschaftungsannahmen besonders deutlich. Das sonstige Holzaufkommen (z. B. Altholz, Flur- und Landschaftsholz) liegt 2023 bei 14,8 TWh/a und erreicht 2040 je nach Szenario 13,6 bis 18,1 TWh/a.

Diese Aufteilung verdeutlicht zwei wesentliche Punkte: Erstens hängt die Gesamthöhe des Potenzials stark von der Entwicklung in wenigen großen Kategorien ab, insbesondere der Holzverarbeitenden Industrie. Zweitens sind mehrere Kategorien szenariosensitiv – die Bandbreite entsteht also nicht nur „am Rand“, sondern betrifft zentrale Potenzialträger. Zudem können Teile der in Österreich anfallenden Biomassefraktionen als Koppelprodukte aus Holzverarbeitung auch von Import- und Industriestrukturen beeinflusst sein. Eine besonders energiereiche Fraktion ist außerdem die Schwarzlauge aus der Zellstoffproduktion, die in den Potenzialen der Holzverarbeitenden Industrie enthalten ist und für industrielle energetische Nutzung eine zentrale Rolle spielt.

Des Weiteren sei zentral angemerkt, dass für holzartige Biomasse die Trennung „technisch versus realisierbar“ nicht als sinnvoll erachtet wird, da Potenziale stets im Kontext konkurrierender nicht-energetischer Nutzungen modelliert werden.

Ergänzend werden weitere Biomassefraktionen erwähnt, die für die Gesamteinordnung relevant sind, auch wenn sie nicht in Abbildung 19 enthalten sind: Im Jahr 2023 wurden landwirtschaftliche Produkte („Food & Feed“) für Biokraftstoffe 1. Generation eingesetzt; dieser Beitrag

wird im Rahmen regulatorischer Vorgaben (RED III) als begrenzt betrachtet. Zudem wird angenommen, dass der Einsatz des biogenen Anteils im Hausmüll in Heizwerken und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) deutlich zurückgeht, weil ein großer Teil der enthaltenen Lebensmittelabfälle künftig der anaeroben Vergärung zugeordnet wird.

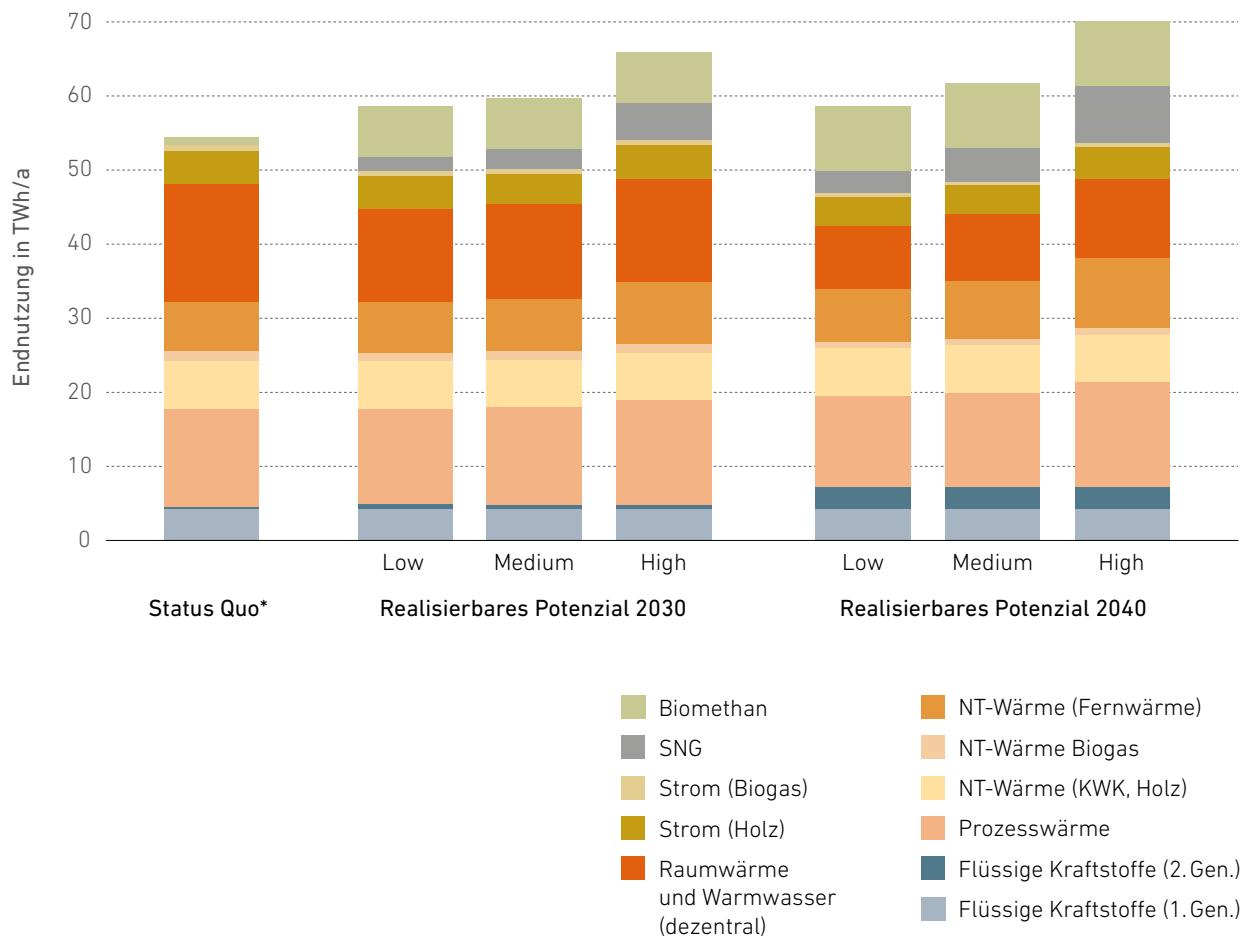
7.3.3 Konversionspfade und Allokationsvarianten – Beitrag zu Endnutzungen

Aufbauend auf den dargestellten Ressourcen-/Primärenergiepotenzialen zeigt die Studie, wie sich die Nutzung über unterschiedliche Konversionspfade und Allokationsvarianten verändern kann. Details hierzu sind der Langfassung dieser Studie zu entnehmen. In dieser Kurzfassung steht diesbezüglich beispielgebend ein **ausgewogener Allokationsmix im Fokus**, der als **„Balanced-Mix“** bezeichnet wird.

Abbildung 20 stellt die Ergebnisse der Allokationsvariante „Balanced-Mix“ dar. Als zentrales Ergebnis sieht Balanced-Mix für die zukünftige Nutzung von Holzbiomasse eine deutliche Reduktion des dezentralen, individuellen Einsatzes im Bereich Raumwärme vor. Prozesswärme bleibt in diesem intermediären Bild stabil bzw. steigt im High-Szenario moderat. Parallel werden erneuerbare Gase und fortgeschrittene Kraftstoffe sichtbar; damit wird die Nutzung stärker auf Anwendungen ausgerichtet, die hinsichtlich Dekarbonisierung als schwerer substituierbar gelten. Ein Vergleich mit alternativen Allokationsvarianten zeigt:

- Bisherige Nutzungspraxis („Bisheriger Endnutzungsmix“): Fortführung der heutigen relativen Verteilung; Verschiebungen ergeben sich vor allem aus veränderten Endverbräuchen und aus der Bandbreite der Ressourcenpotenziale.
- Exergieoptimierung: Stärkere Verschiebung in hochwertige Anwendungen (insbesondere Prozesswärme sowie gasförmige und flüssige Kraftstoffe) bei stärkerer Reduktion der Raumwärme als im Balanced-Mix.

**TF Bioenergie: Überblick zu identifizierten Potenzialen –
mit Allokation gemäß Endnutzung (Variante Balanced-Mix)**



ANMERKUNG: Die Kategorie „Biomethan“ beinhaltet nur erneuerbare Gase auf Basis Vergärung. Mengen, die durch Vergasung holzartiger Biomasse erzeugt werden, sind in der Kategorie „SNG“ (Synthetic Natural Gas) zusammengefasst.
*Angaben zum Status Quo beziehen sich auf das Jahr 2023.

Abbildung 20
Allokationsvariante Balanced-Mix,
inklusive Angabe der Bandbreiten für
2030 und 2040 für die bereitgestellte
Endnutzungsenergie.

**TF Bioenergie: Allokation der identifizierten Potenziale
gemäß Endnutzung (Variante Balanced-Mix (Medium))**

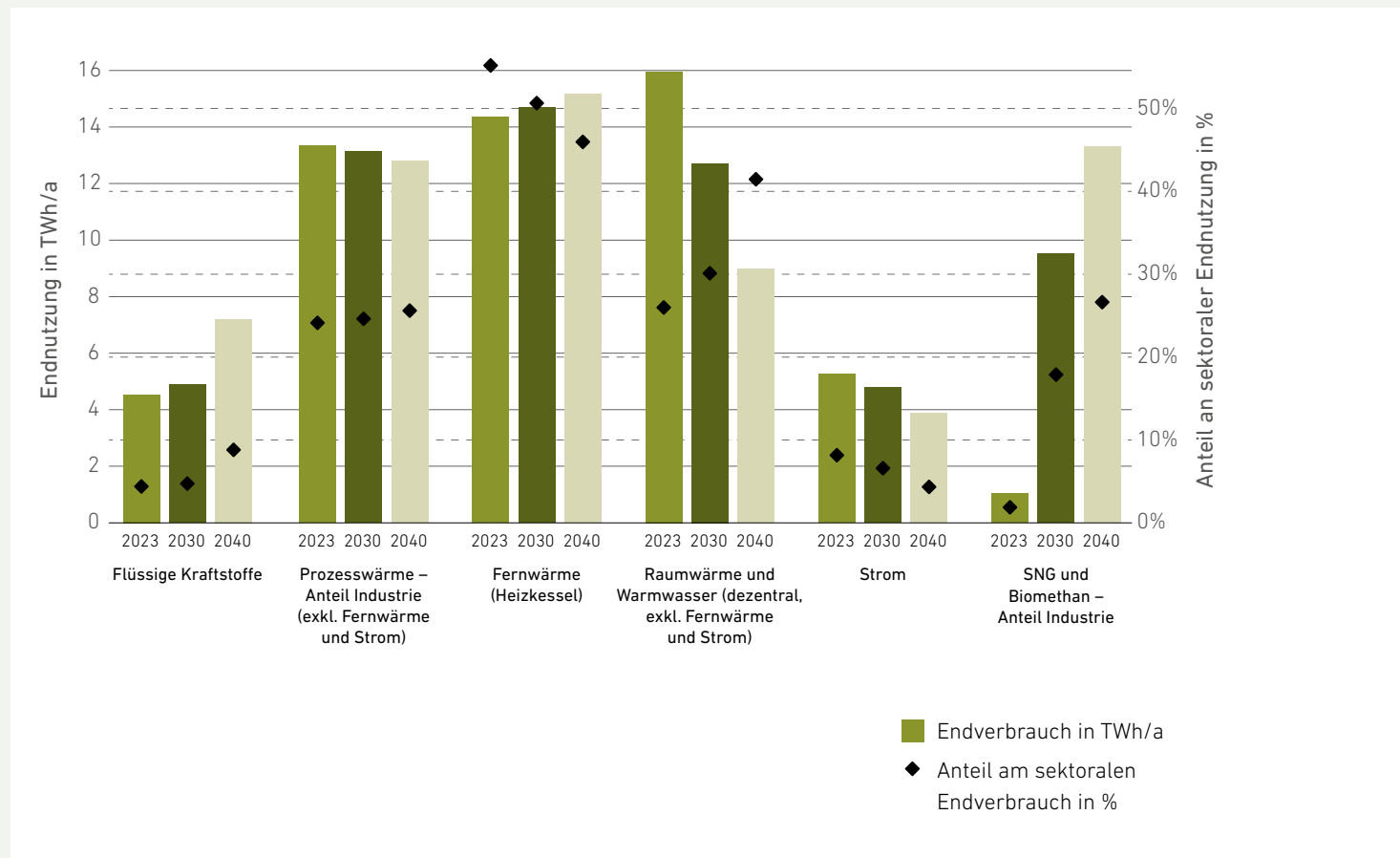


Abbildung 21

Möglicher Beitrag der Biomasse in der Variante
Balanced-Mix (Medium-Szenario) zu den Endnutzungen.

Die **sektorale Einordnung** der Balanced-Mix-Allokation zeigt Abbildung 21 (Medium-Szenario; Referenz der sektoralen Endverbräuche gemäß UBA-WAM Szenario 2023, vgl. [24]). Daraus lassen sich mehrere robuste Tendenzen ableiten:

- **Prozesswärme:** Der Beitrag der Biomasse zur Prozesswärme bleibt in der Darstellung insgesamt stabil. Damit bleibt Bioenergie – trotz begrenzter Ressourcen – in einem Segment relevant, das häufig schwerer vollständig zu elektrifizieren ist und in dem Biomasse als Option für bestimmte Temperaturniveaus und Bestandsinfrastrukturen eine Rolle behält.
- **Fernwärme:** Der Beitrag der Biomasse in der Fernwärme nimmt anteilig tendenziell ab. Das liegt daran, dass der Fernwärmebedarf in den Szenarien wächst, der Biomasseeinsatz jedoch nicht im gleichen Ausmaß mitwächst bzw. in Teilen der Allokationslogik zugunsten anderer Anwendungen verschoben wird. In der Interpretation heißt das: Biomasse bleibt zwar ein Baustein in Wärmenetzen, ihre relative Bedeutung kann aber sinken, wenn Netze stark expandieren und parallel andere erneuerbare Wärmequellen für die Bereitstellung der Fernwärme an Bedeutung gewinnen.
- **Dezentrale Raumwärme/Warmwasser:** Der Anteil der Biomasse an der dezentralen Raumwärme (unter Abzug des Beitrags von Strom, um eine Doppelzählung zu vermeiden) nimmt in der Darstellung zu – allerdings nicht so stark wie in einer Fortschreibung des bisherigen Endnutzungsmixes. Gleichzeitig kann dieser relative Anstieg auch dann auftreten, wenn die absoluten Biomassemengen sinken, weil der zugrunde liegende Verbrauch (insbesondere unter Berücksichtigung des Beitrags von Wärmepumpen und der Verschiebung

dezentraler Wärmebereitstellung zu Fernwärme) stärker zurückgeht. Damit wird die zentrale Aussage der Allokationslogik sichtbar: Holzartige Biomasse wird nicht mehr primär als dominanter Träger der Niedertemperatur-Raumwärme betrachtet, sondern stärker dort eingesetzt, wo sie systemisch „wertvoller“ ist.

- **Strom und KWK:** Die reine Stromerzeugung aus Biomasse nimmt ab. Der damit verbundene Biomasseanteil wird in der Allokationslogik eher für Prozesswärme oder für die Erzeugung erneuerbarer Gase genutzt. Die Stromerzeugung aus KWK bleibt hingegen als kombinierter Wärme- und Strompfad weiterhin relevant.

Übergreifend wird damit deutlich: Biomasse bleibt eine bedeutende Komponente des Energiesystems, jedoch verschiebt sich ihre Rolle gemäß Balanced-Mix weg von einem Schwerpunkt auf Niedertemperaturwärme und hin zu Anwendungen, bei denen Alternativen häufig mit höheren Anforderungen verbunden sind (insbesondere Teile der Prozesswärme sowie erneuerbare Gase und fortgeschrittene Kraftstoffe). Die Studie behandelt die Frage, welche Rolle Biomasse zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung komplementär zum Einsatz von Wärmepumpen und zur Fernwärme einnehmen kann und bildet diese Frage über die verschiedenen Allokationsvarianten ab. Gleichzeitig wird sichtbar, dass die Vielseitigkeit von Biomasse und Konversionstechnologien eine Verlagerung in Richtung Hochtemperaturprozesse sowie gasförmige und flüssige Kraftstoffe der 2. Generation ermöglicht, jedoch innerhalb klarer Grenzen durch verfügbares Aufkommen und regulatorische Rahmenbedingungen, vgl. [16], [24], [25], [26], [27].

7.4 Bewertung der Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass Biomassepotenziale weiterhin eine bedeutende Komponente für das Energiesystem darstellen. Gleichzeitig wird deutlich, dass das insgesamt verfügbare Biomassepotenzial im Medium-Szenario künftig nur begrenzt ausgeweitet werden kann und dass die Frage der Verwendung (Raumwärme, Fernwärme, Prozesswärme, erneuerbare Gase, Kraftstoffe) wesentlich durch Allokationsannahmen geprägt ist.

Für Biomethan ist die Logik klar: Die Darstellung fokussiert auf realisierbare Potenziale (6,8 TWh/a 2030; 10,7 TWh/a 2040), während das technische Potenzial (18,8 TWh/a) primär als Orientierung für die Obergrenze dient. Entscheidend ist die Mobilisierung: Anschlussnähe und räumliche Verteilung der Substrate beeinflussen, ob die Zielmenge in der Fläche erreichbar ist oder ob zusätzliche Infrastruktur- und Logistikforderungen entstehen.

Für holzartige Biomasse zeigt die Bandbreite der Primärenergiepotenziale (Low/Medium/High), dass Verfügbarkeiten nicht beliebig steigen und stark durch Bewirtschaftungsannahmen geprägt sind. Die Allokationsdarstellung im Balanced-Mix (siehe Abbildung 20 und Abbildung 21) verdeutlicht, dass eine Reduktion des Einsatzes in der Raumwärme zugunsten anderer Anwendungen möglich ist und dass erneuerbare Gase sowie fortgeschrittene Kraftstoffe als Ergänzung sichtbar werden – bei gleichzeitig klaren Grenzen durch verfügbares Aufkommen und regulatorische Rahmenbedingungen (u. a. RED III).

8.0 TF6: Solarthermie

8.1 Ausgangslage

Solarthermie nutzt die Sonneneinstrahlung zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme und adressiert damit direkt den Gebäudesektor sowie – über Einspeisung in Nah- und Fernwärme – den Wärmenetzbereich. Im Unterschied zu stromseitigen Technologien ist Solarthermie nicht nur flächen- und ertragsabhängig, sondern wesentlich durch die Wärmesenke bestimmt: Erträge müssen zeitlich und räumlich genutzt werden können, sonst entstehen Überschüsse. Daraus folgt ein enger Zusammenhang mit Wärmebedarfsprofilen, Systemtemperaturen, Speicheroptionen und bei solarthermischen Großanlagen, der Entwicklung von Wärmenetzen.

Für die Potenzialanalyse werden **zwei Anwendungsbereiche** unterschieden:

1. **Gebäudebezogene Solarthermie:** solarthermische Dachanlagen zur Brauchwarmwasserbereitung (BWW) sowie Kombisysteme zur Unterstützung von Raumwärme und Brauchwarmwasser (RW+BWW).
2. **Solargestützte Wärmenetze (Freiflächen-Solarthermie):** große Kollektorfelder, die in Nah- und Fernwärmenetze einspeisen.

Im Rahmen dieser Studie werden im Einklang mit den allgemeinen Storylines gemäß Abschnitt 2.5 Bandbreiten (Low/Medium/High) der realisierbaren Potenziale für 2030 und 2040 ausgewiesen. Bei Solarthermie ist dabei besonders wichtig, dass Bandbreiten in hohem Maß Umsetzungsgeschwindigkeit und Systemintegration repräsentieren (Marktdiffusion, Investitionszyklen, Wärmenetze/Speicher), nicht unterschiedliche physikalische Einstrahlungsbedingungen.

Abgrenzungen: Betrachtet werden Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden; Prozesswärme und Kühlung werden im Rahmen der Potenzialanalysen bei diesem Technologiefeld nicht mitbetrachtet. Flächenkonkurrenzen zu Photovoltaik auf Dächern werden in Analogie zum technologiebezogenen Vorgehen der Gesamtstudie nicht abgezogen (vgl. Abschnitt 2.3).

8.2 Daten und Methode

Die Potenzialermittlung folgt dem übergreifenden Vorgehen wie in Abschnitt 2.3 hinsichtlich Methodik sowie in Abschnitt 2.4 mit Blick auf zugrundeliegende Storylines für die abgeleiteten Entwicklungsbandbreiten beschrieben. Solarthermie wird in zwei Anwendungsschienen modelliert: gebäudebezogene Solarthermie und Freiflächen-Solarthermie zur Einspeisung in Wärmenetze. Die Ergebnisse werden analog zu den anderen Technologiefeldern als technisches und realisierbares Potenzial für 2030 und 2040 ausgewiesen. Nachfolgend werden Methodik sowie zentrale Annahmen erläutert.

1. **Abgrenzung der Wärmebedarfe und Szenarien:** Als räumliche Grundlage für Wärmebedarfe und Wärmenetzgebiete dient die Austrian Heat Map [28]. Für Solarthermie werden zwei Wärmebedarfsszenarien genutzt, die jeweils zur Logik der Anwendung passen:
 - **Gebäudebezogene Solarthermie:** UBA-Transition-Wärmebedarfsszenario [24]. Dieses Szenario beschreibt einen ambitionierten Pfad zur Dekarbonisierung des Wärmesektors und berücksichtigt eine deutliche Reduktion des Raumwärmebedarfs infolge thermischer Sanierung und Modernisierung des Gebäudebestands.

– **Freiflächen-Solarthermie für Wärmenetze:**

UBA-WEM-Wärmebedarfsszenario („With Existing Measures“) [24]. Dieses Szenario beschreibt einen mittleren Reduktionspfad des Raumwärmebedarfs und bildet eine moderate, aber signifikante Ausdehnung potenzieller Wärmenetzgebiete ab.

Damit werden die Potenziale jeweils gegen jene Wärmebedarfsentwicklung gespiegelt, die für die jeweilige Systemlogik plausibel ist: gebäudebezogen stärker an Sanierungsdynamik gekoppelt, netzgebunden stärker an Wärmenetzentwicklung und -ausdehnung.

2. **Anwendungsdifferenzierung und Deckungsobergrenzen:** Die Methodik bildet die beiden Solarthermie-Anwendungswelten explizit ab:

Gebäude-Solarthermie:

- **Systemtypen:** Unterschieden werden solare Brauchwasseranlagen und solare Kombisysteme (RW+BWW). Für die Ergebnisaggregation wird im Einklang mit [29] ein Verhältnis von 75 % Brauchwasseranlagen zu 25 % Kombisystemen angesetzt.
- **Deckungsobergrenzen:** Im Einklang mit [29] wird bei Brauchwasseranlagen als Deckungsobergrenze 75 % des Brauchwarmwasserbedarfs unterstellt, im Einklang mit typischen Deckungsanteilen von 60–75 %. Bei Kombisystemen wird eine Obergrenze von 40% des kombinierten Wärmebedarfs (RW+BWW) unterstellt, wobei typische Deckungsanteile bei 10–40 % liegen.
- **Flächenbasis:** Berücksichtigt werden ausschließlich Dachflächen des bestehenden Gebäudebestands. Zusätzliche Dachflächen durch Neubau bzw. bauliche Entwicklung bis 2030/2040 sowie fassadenintegrierte Systeme bleiben unberücksichtigt. Diese Vereinfachung ist bewusst gewählt und führt tendenziell zu einer konservativen Abschätzung technischer Potenziale.

Solargestützte Wärmenetze (Freiflächenanlagen):

- **Deckungsobergrenzen:** 25 % des Netz-Wärmebedarfs wird als maximaler solarer Deckungsanteil angesetzt, während übliche Deckungsanteile bei 5–25 % liegen [29]; höhere solare Anteile wären nur mit Groß-/Saisonspeichern realistisch und werden in dieser Studie nicht als Standardfall abgebildet.
- **Wärmenetzbindung/Trassenlogik:** Freiflächenpotenziale werden nur dann als technisch bzw. realisierbar gezählt, wenn sie in räumlicher Nähe zu Wärmenetzgebieten liegen und eine wirtschaftlich darstellbare Trassenlänge eingehalten wird (Einspeisung als notwendige Wärmesenke).
- **Restriktionen/Koordination:** Rechtliche/topografische/naturschutzfachliche Restriktionen für Trassen (z. B. Natura-2000, Wasserschutz, Leitungsquerungen) werden nicht flächendeckend detailliert modelliert; die ausgewiesenen Potenziale sind daher als konservative Abschätzung zu verstehen. Koordinierte Infrastrukturentwicklung (z. B. gemeindeübergreifend) kann die praktische Erschließbarkeit prinzipiell erhöhen, wird aber nicht explizit modelliert.

3. **Technische vs. realisierbare Potenziale:**

- **Technisches Potenzial:** theoretisch installierbare Kollektorfläche/Leistung bzw. Wärmeenergieertrag unter den methodisch festgelegten Deckungsobergrenzen ohne Marktschranken. Für gebäudebezogene und Freiflächen-Solarthermie bedeutet dies: Nutzung aller geeigneten Flächen mit ausreichender solarer Einstrahlung ($> 850 \text{ kWh/m}^2$) bis zur Deckungsobergrenze.
- **Realisierbares Potenzial:** wird im Einklang mit der allgemeinen Methodik (vgl. Abschnitt 2.3) aus den technischen Potenzialen über ein S-Kurven-Marktdiffusionsmodell und storylinespezifische Wachstumsannahmen abgeleitet. Damit werden plausible Ausbaupfade bis 2030/2040 abgebildet; Low/Medium/High widerspiegeln unterschiedliche Umsetzungsdynamiken (Markt/Programme/Umsetzungskapazitäten).

8.3 Ergebnisse

Die Ergebnisse werden, analog zu anderen Technologien, in technische und realisierbare Potenziale gegliedert.

8.3.1 Technische Potenziale

Das technische Gesamtpotenzial (Gebäude + Freiflächen) liegt mit rund 29,7 TWh/a deutlich oberhalb der im nachfolgenden Abschnitt erläuterten realisierbaren Bandbreiten. Ein zentraler Befund der Studie ist, dass Österreich über ein Vielfaches geeigneter Flächen verfügt, als zur Erreichung der angesetzten Deckungsobergrenzen bzw. zur Abbildung plausibler Ausbaupfade notwendig wäre. Damit ist Solarthermie – ähnlich wie bei PV im Gebäudebereich – nicht primär flächenlimitiert; die Engpässe liegen in der Umsetzung (Marktdiffusion, Investitionszyklen, Integration in Systeme mit sinkenden bzw. sich verändernden Wärmebedarfen und Netzinfrastrukturen).

8.3.2 Realisierbare Potenziale für 2030 und 2040

Das realisierbare Gesamtpotenzial (Gebäude + Freiflächen, inklusive Bestandsanlagen) steigt von 2,0 TWh/a (Status quo 2023) auf 5,5–6,5 TWh/a (2030) und auf 9,0–12,9 TWh/a (2040). Dies impliziert einen Anstieg der Kollektorfläche und thermische Spitzenleistung von heute (2023) 430 ha bzw. 3,0 GW_{p,th} auf 3.306 ha bzw. 23,1 GW_{p,th} gemäß der High-Bandbreite für 2040. Eine grafische Übersicht zu den identifizierten realisierbaren Potenzialen der Solarthermie inklusive eines Vergleichs zur Ausgangslage (Status Quo 2023) und dem technischen Potenzial bietet Abbildung 22.

TF Solarthermie: Überblick zu identifizierten Potenzialen

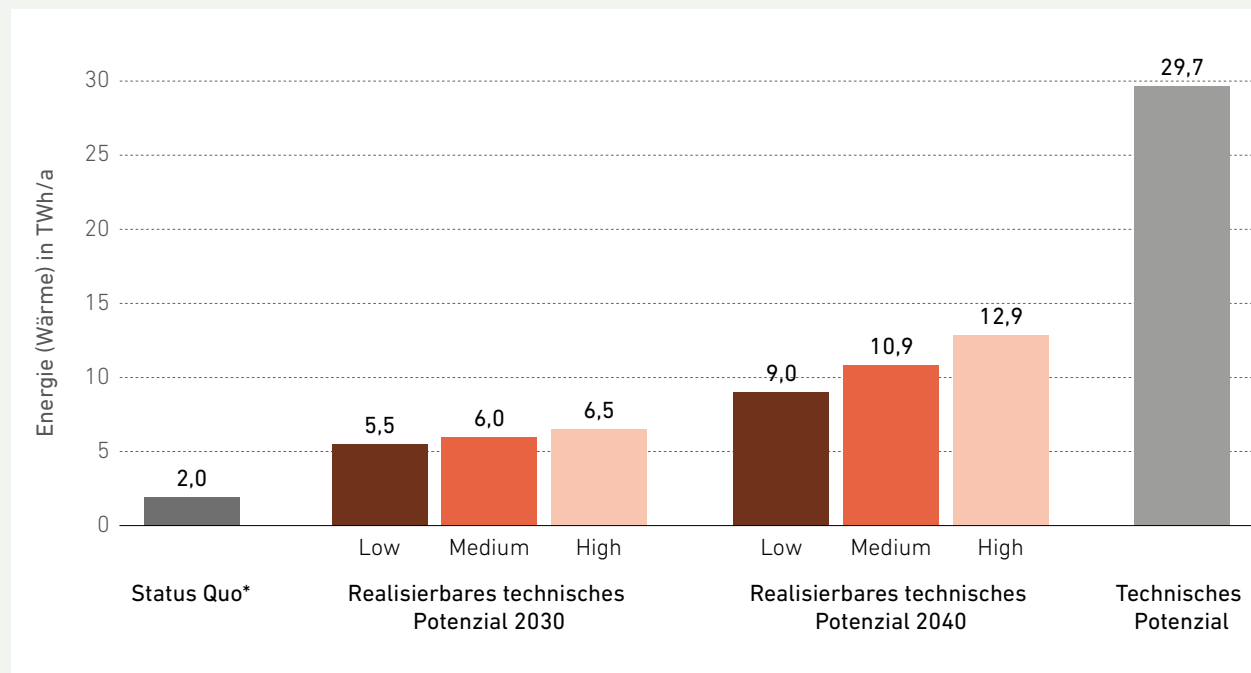


Abbildung 22

TF Solarthermie – Überblick zu identifizierten Potenzialen

ANMERKUNG: *Angaben zum Status Quo beziehen sich auf das Jahr 2023.

Aufteilung nach Kategorien (Österreich gesamt):

Ein zentraler Befund ist, dass der überwiegende Teil der realisierbaren Potenziale weiterhin gebäudebezogen ist – insbesondere im Zieljahr 2030 – und Freiflächenpotenziale in der Bandbreite zwar wachsen, jedoch deutlich unterhalb der technischen Potenziale bleiben. Für Österreich gesamt ergeben sich:

Gebäudebezogene Solarthermie (Dachflächen):

- 2030: 5,29/5,73/6,21 TWh/a (Low/Medium/High)
- 2040: 8,50/10,16/11,90 TWh/a (Low/Medium/High)
- Technisches Potenzial: 19,01 TWh/a

Freiflächen-Solarthermie (Wärmenetze):

- 2030: 0,23/0,26/0,30 TWh/a (Low/Medium/High)
- 2040: 0,50/0,70/0,95 TWh/a (Low/Medium/High)
- Technisches Potenzial: 10,65 TWh/a

Damit wird deutlich: Die realisierbaren Beiträge aus solargestützten Wärmenetzen sind im betrachteten Zeithorizont kleiner, aber systemisch relevant – vor allem dort, wo Wärmenetze ausgebaut werden und Speicher- bzw. Betriebsstrategien Sommererträge integrieren können.

Räumliche Verteilung und Kartenbeispiele

Energiepotenziale der Solarthermie auf Bundesländer-Ebene in TWh/a	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040
Burgenland	0,06	0,17	0,19	0,21	0,3	0,38	0,48
Kärnten	0,17	0,48	0,52	0,56	0,78	0,93	1,1
Niederösterreich	0,32	0,92	1,01	1,11	1,64	2,07	2,56
Oberösterreich	0,51	1,41	1,52	1,64	2,2	2,59	2,99
Salzburg	0,12	0,35	0,38	0,41	0,58	0,7	0,84
Steiermark	0,32	0,91	0,99	1,08	1,49	1,79	2,11
Tirol	0,26	0,73	0,78	0,84	1,12	1,31	1,5
Vorarlberg	0,15	0,43	0,46	0,5	0,66	0,77	0,88
Wien	0,04	0,13	0,14	0,15	0,24	0,32	0,42
Gesamt (Österreich)	1,95	5,52	5,99	6,51	9,01	10,86	12,86

Tabelle 8

Realisierbare Solarthermiepotenziale (Gebäude & Freiflächen) für die Zieljahre 2030 und 2040 in der Form eines Jahresenergieertrags (Kollektorsertrag) nach Bundesländern.

Tabelle 8 weist den Jahresenergieertrag (Gebäude & Freiflächen gesamt) nach Bundesländern aus und zeigt (i) das Wachstum des Beitrags bis 2030/2040 in den Bandbreiten sowie (ii) regionale Schwerpunktsetzungen. Österreich gesamt steigen die realisierbaren Solarerträge von 1,95 TWh/a (2023) auf 5,52–6,51 TWh/a bis 2030 und auf 9,01–12,86 TWh/a bis 2040 an – im Vergleich dazu liegt das technische Potenzial bei 29,67 TWh/a. Regional sind hohe absolute Beiträge insbesondere in Bundesländern mit großer Gebäudebasis und entsprechenden Wärmebedarfen sichtbar; zugleich hängt die Ausprägung der Freiflächenbeiträge stark an Wärmenetzpotenzialen.

Ergänzend dazu veranschaulichen Kartendarstellungen beispielhaft die räumliche Verteilung:

- Abbildung 23 (Gebäude-Solarthermie, 2040 High) illustriert die räumliche Streuung und die Konzentration höherer Potenziale in Gebieten mit hoher Dachflächendichte und entsprechender Raumwärme-/Warmwasserlast.
- Abbildung 24 (Freiflächen-Solarthermie, 2040 High) verdeutlicht demgegenüber die netzlogische Verteilung: Potenziale bündeln sich dort, wo Wärmenetzgebiete und geeignete Flächen im Nahbereich zusammenfallen.

Realisierbares Solarwärme Potenzial 2040 (high) – Gebäude 11,9 TWh_{th}

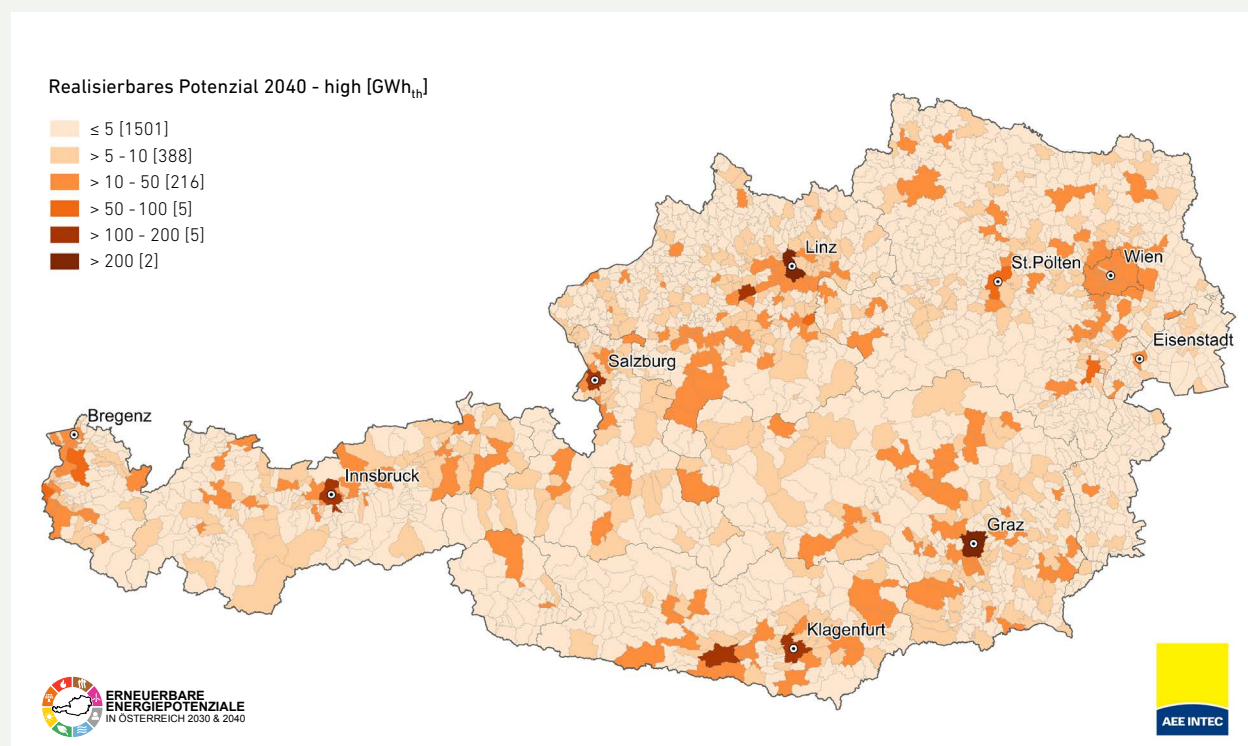
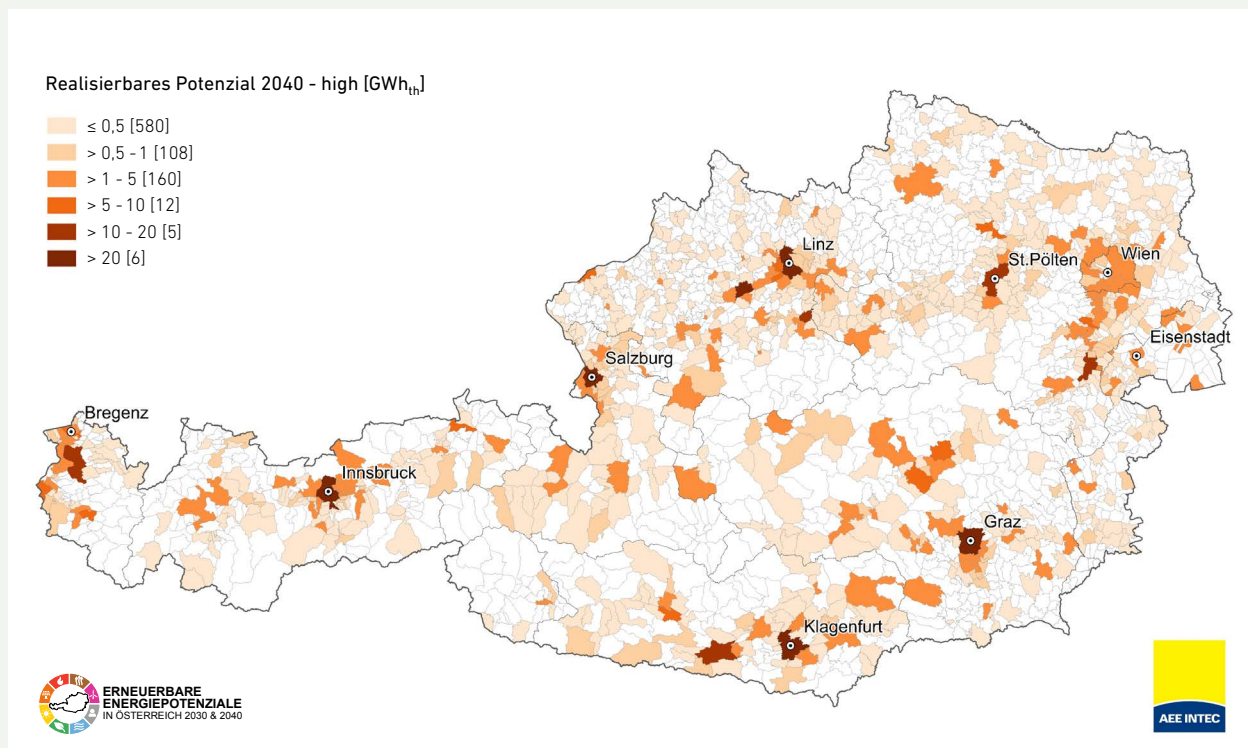


Abbildung 23

Realisierbares Potenzial für gebäudebezogene Solarthermie 2040 (Transition) High-Bandbreite – 11,9 TWh_{th}

QUELLE: Geosphere, UBA,
Austrian Heat Map, eigene Modellierung
Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

Realisierbares Solarwärme Potenzial 2040 (high) – Freifläche 0,95 TWh_{th}



QUELLE: Geosphere, UBA,
Austrian Heat Map, eigene Modellierung
Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

Abbildung 24

Realisierbares Potenzial für Freiflächen
Solarthermie 2040 (WEM) High-Bandbreite – 1,0 TWh_{th}

8.4 Bewertung der Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen Solarthermie als relevante erneuerbare Wärmeoption mit deutlich ausbaufähigen realisierbaren Potenzialen bis 2040. Gleichzeitig ist die Differenz zwischen technischem (29,7 TWh/a) und realisierbarem Potenzial (9,0–12,9 TWh/a in 2040) groß. Diese Differenz ist kein Widerspruch, sondern Ausdruck der Umsetzungs- und Systemlogik: Solarthermie wird weniger durch physikalische Potenziale als durch Marktdiffusion verbunden mit Wirtschaftlichkeit, Investitionszyklen, Deckungsobergrenzen sowie durch die Einbettung in Wärmenetze und Speicherstrategien begrenzt.

Drei Punkte sind für die Interpretation zentral:

1. Gebäude dominieren im Beitrag – netzgebundene Anlagen ergänzen. Die größten Beiträge kommen aus der gebäudebezogenen Solarthermie. Sie ist stark an Sanierungs- und Heizungsaustauschzyklen gekoppelt und muss in der Praxis mit anderen Wärmelösungen (Wärmepumpe, Fernwärmeanschluss etc.) zusammen-

gedacht werden. Die Freiflächen-Solarthermie ist dagegen an Wärmenetze gebunden und benötigt geeignete Flächen in Netznähe; ihr Potenzial wächst bis 2040, bleibt aber absolut kleiner.

2. Bandbreiten spiegeln Umsetzungsgeschwindigkeit, nicht „Unklarheit der Technik“. Low/Medium/High stehen für unterschiedliche Realisierungsdynamiken (Markt/Programme/Umsetzungskapazitäten). Solarthermie ist technisch verfügbar, der Unterschied liegt in der Geschwindigkeit und Breite der Marktdurchdringung und in der systemischen Integration.
3. Systemintegration entscheidet über den nutzbaren Ertrag. Gerade im Netzbereich ist die Fähigkeit, Sommererträge nutzbar zu machen, zentral (Temperaturniveaus, Speichereinbindung, Betriebsstrategien). Im Gebäudebereich wirkt sich die Wärmebedarfsentwicklung – hier gemäß dem Energieszenario UBA-Transition – direkt auf die maximal sinnvoll nutzbaren solaren Beiträge aus.

9.0 TF7: Umgebungswärme und Abwärme

9.1 Ausgangslage

Umgebungswärme und Abwärme sind zentrale Bausteine einer klimaneutralen Wärmeversorgung, weil sie erneuerbare bzw. unvermeidbare Wärmequellen erschließen, die über Wärmepumpen in sehr unterschiedlichen Systemgrößen genutzt werden können: von dezentralen Lösungen im Gebäudebestand bis zu Großwärmepumpen zur Versorgung von Nah- und

Fernwärmesystemen. Der Beitrag dieser Quellen hängt in besonderem Maß vom Systemkontext ab: Wärmebedarfsdichten, Systemtemperaturen (Vorlauf/Rücklauf), Erschließbarkeit der Quelle, Netzinfrastruktur sowie die räumliche Nähe von Quelle und Wärmesenke bestimmen, ob Potenziale praktisch mobilisierbar sind.

Die Potenziale werden quellenbezogen ausgewiesen. Mehrere Quellen bzw. Quellsysteme können denselben Wärmebedarf adressieren; daher sind die Potenziale nicht additiv als Bedarfsdeckung zu interpretieren. Gegenstand dieses übergreifenden Technologiefelds sind Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden. Prozesswärme und Kühlung sind nicht Teil der Betrachtung.

9.2 Daten und Methodik

Die Definitionen technisches versus realisierbares Potenzial und die Bandbreitenlogik Low/Medium/High bei der Angabe realisierbarer Potenziale sind im allgemeinen Methodikteil beschrieben, vgl. Kapitel 2, speziell die Abschnitte 2.3 und 2.4. Die nachfolgenden Annahmen konkretisieren diese Logik für Umgebungswärme und Abwärme.

9.2.1 Grundprinzip und Ergebnisgrößen

Unter **Wärmepotenzial** wird in diesem Technologiefeld die Nutzung von Umgebungswärme als Energiequelle für Wärmepumpen bzw. die Nutzung von Abwärme (direkt oder über Wärmepumpen) verstanden – zur Deckung des Raumwärme- und Brauchwarmwasserbedarfs in Gebäuden sowie zur Einspeisung in Wärmenetze.

Für Umgebungswärmequellen (Luft, Erdreich, Grundwasser) wird das Potenzial primär als jährlich aufgenommene Umgebungswärme ausgewiesen. Dadurch wird die Umweltquelle selbst in Energieeinheiten abgebildet; der Stromanteil der Wärmepumpe ist in dieser Kennzahl nicht enthalten. Für Abwärme wird je nach Temperaturniveau zwischen direkt nutzbarer Abwärme und Niedertemperaturabwärme (nur über Wärmepumpen nutzbar) unterschieden.

9.2.2 Wärmebedarfsmodellierung als zentrale Begrenzung

Ein wesentlicher Unterschied zu erneuerbaren Stromtechnologien ist, dass Wärme nur mit erheblichem Aufwand über weite Strecken transportiert werden kann. Das technische Potenzial erneuerbarer Wärmetechnologien wird daher nicht nur durch rechtlich-regulatorische, technische und marktwirtschaftliche Barrieren begrenzt, sondern in besonderem Maß durch die lokal vorhandene Wärmenachfrage.

Diese Wärmenachfrage wird räumlich disaggregiert auf Basis der Austrian Heat Map modelliert (Raster 100×100 m) [28] für Status quo und die Zieljahre 2030/2040 entlang zweier Entwicklungspfade, d.h. die Energieszenarien UBA-WEM und UBA-Transition, vgl. [24]. Zusätzlich enthält die Datengrundlage u. a. Raumwärme- und Warmwasserbedarf (Wohn- und Nichtwohngebäude), Bruttogeschossflächen (Status quo und Pfade), Anteile der Bruttogeschossflächen nach Bauperioden sowie Anteile netzgebundener und dezentraler Wärmebedarfe in den Entwicklungspfaden; der Status quo ist mit der Nutzenergieanalyse harmonisiert [23].

Für die Potenzialbestimmung werden je Wärmequelle bzw. Umwandlungstechnologie jene Energieszenarien (WEM oder Transition) herangezogen, in denen das größere erneuerbare Wärmepotenzial erzielt wird: eher dezentrale Technologien erreichen ihr Maximum typischerweise im Transition-Pfad, eher netzgebundene Potenziale im WEM-Pfad.

9.2.3 Temperaturniveau des Wärmeabgabesystems und unterstellter Trend

Für die technische Nutzbarkeit von Umgebungswärme ist das Temperaturniveau auf der Senkenseite (Wärmeabgabesystem) zentral, weil es die erforderliche Temperaturdifferenz zwischen Quelle und Senke und damit die Effizienz (Jahresarbeitszahl) der Umwandlungstechnologie (Wärmepumpe) bestimmt. Im Rahmen der räumlichen Modellierung auf Basis der Austrian Heat Map (AHM) werden

typischen Bauperioden mittlere Vorlauftemperaturniveaus (VL-Temp) zugewiesen (Expert:innenschätzung); zusätzlich werden sinkende Systemtemperaturen infolge von Sanierungsmaßnahmen berücksichtigt, die über Sanierungsraten in den UBA-Energieszenarien 2023 (WEM/Transition) abgebildet werden.

Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser (sanierter) Gebäude nach Temperaturniveau des Wärmeabgabesystems

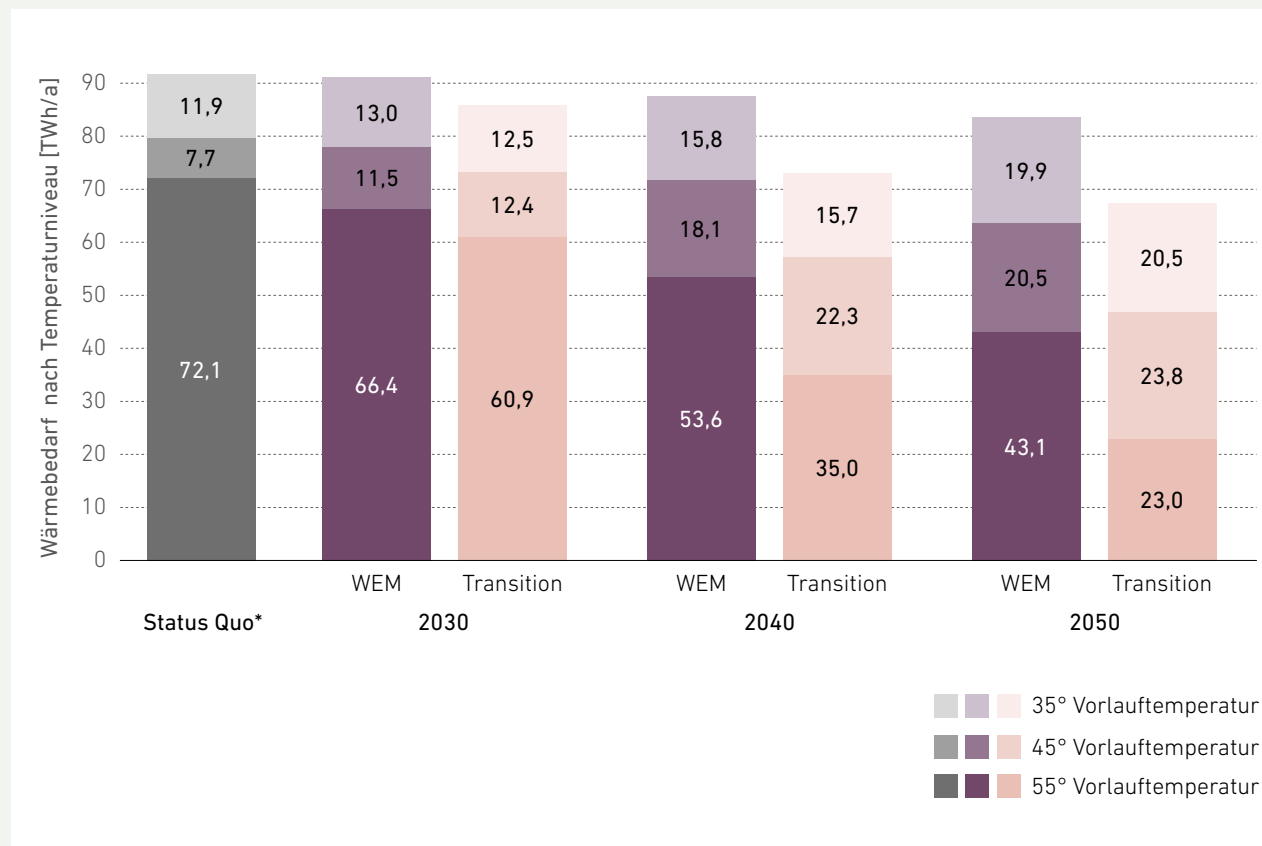


Abbildung 25

Entwicklung des künftigen Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser (sanierter) Gebäude nach Temperaturniveau des Wärmeabgabesystems für Österreich gesamt.

ANMERKUNG: *Angaben zum Status Quo beziehen sich auf das Jahr 2023.

QUELLE: basierend auf [24]

Abbildung 25 zeigt als zentrale Annahme, wie sich daraus die Entwicklung des Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden nach Temperaturniveau des Wärmeabgabesystems ergibt (in TWh/Jahr, Österreich gesamt), wobei Annahmen zur künftigen Gebäudesanierung eine zentrale Stellgröße darstellen. Kernaussagen sind: (i) die Wärmenachfrage verschiebt sich im Zeitverlauf in Richtung niedrigerer Temperaturniveaus des Wärmeabgabesystems (sanierungsbedingt) und (ii) niedrigere Senktemperaturen verbessern grundsätzlich die erreichbaren Jahresarbeitszahlen und erhöhen die technische Nutzbarkeit von Umgebungswärmequellen.

9.2.4 Effizienzannahmen und Jahresarbeitszahl (JAZ)

Ein zentrales Maß zur Beurteilung der Effizienz einer Wärmepumpe ist die Jahresarbeitszahl (JAZ). Je größer die Differenz zwischen Quell- und Senktemperatur, desto geringer fällt die JAZ aus. Für vorrangig dezentrale Technologien (Luftwärme, Grundwasser, oberflächennahe Geothermie) wird die JAZ über eine gewichtete Summe monatlicher COP-Werte unter Berücksichtigung des Wärmebedarfs und einer Monatsmitteltemperatur der Quellen- und Senkensysteme bestimmt. Dabei wird der Wärmebedarf in einen konstanten Warmwasserwärmebedarf und einen heizgradtage-gewichteten Heizwärmebedarf unterteilt.

Die JAZ-Berechnung basiert auf dem Carnot-Wirkungsgrad; reale Verluste werden über einen Gütefaktor der Wärmepumpe berücksichtigt, der je nach Quellensystem variiert und im Zeitverlauf (für die Projektion) über ein Regressionsmodell fortgeschrieben wird [30]. Tabelle 9 verankert das Bewertungsschema der erzielbaren JAZ und dient als Schwellen- bzw. Eignungskriterium in der technischen Potenzialberechnung.

JAZ	Eignung
≥ 4	sehr gut geeignet
$\geq 3,5 - 4$	gut geeignet
$\geq 3 - 3,5$	bedingt geeignet
< 3	nicht geeignet

Tabelle 9
Bewertungsschema der erzielbaren JAZ

9.2.5 Kriterien der technischen Nutzung

Technische Potenziale werden rasterbasiert berechnet und auf Gemeindeebene aggregiert. Die technische Nutzbarkeit wird über folgende Kriterien abgesichert:

— Eignung über Effizienzschnellen (JAZ):

- JAZ ≥ 3 für Luftwärme, oberflächennahe Geothermie und Grundwasser (typischerweise dezentrale Wärmepumpensysteme).
- JAZ $\geq 2,5$ für Wasserwärme aus Fließgewässern und Niedertemperaturabwärme (typischerweise Wärmepumpen für industrielle/gewerbliche Großanlagen und Wärmenetzeinspeisung).

— Maximale Bedarfsdeckung:

- Bei dezentraler Versorgung wird eine maximale Bedarfsdeckung von 100% angesetzt.
- Bei netzgebundener Versorgung gelten maximale Deckungsanteile gemäß Tabelle 10, in Abhängigkeit vom Quellensystem und von der unterstellten Entwicklungsbandbreite (Low/Medium/High)

Diese Deckungsanteile verhindern eine energetische Überdimensionierung in der Potenzialausweisung und stellen sicher, dass die ausgewiesenen Potenziale systemisch plausibel in den Wärmebedarf eingebettet sind.

Annahmen zu maximalen Deckungsanteilen Erneuerbare Wärmepotenziale	Max. Bedarfsdeckung bei dezentraler Versorgung [%]	Max. Bedarfsdeckung bei netzgebundener Versorgung Low [%]	Max. Bedarfsdeckung bei netzgebundener Versorgung Medium [%]	Max. Bedarfsdeckung bei netzgebundener Versorgung High [%]
Luftwärme	100	35	43	52
Fließgewässer (Aquathermie)	N/A	21	27	32
Oberflächennahe Geothermie & Grundwasser	100	65	81	97
Abwärme (direkt)	N/A	31	39	47
Abwärme (Wärmepumpe)	N/A	25	31	37

Tabelle 10

Maximale Deckungsanteile Erneuerbarer Wärmepotenziale bei dezentraler und netzgebundener Versorgung, in Abhängigkeit von der Storyline/Bandbreite (Low/Medium/High); für Wärme aus Fließgewässern und Abwärme wird ausschließlich die großtechnische Nutzung via Einspeisung in Wärmenetze unterstellt (keine dezentrale Versorgung)

9.2.6 Umrechnung von Heizwärme zu Umgebungswärme und Leistung

Aus der durch die Wärmepumpe abgegebenen Heizwärme Q_{Heiz} (exogen definierter Wärmebedarf, limitiert je nach Quelle und Versorgungssystem – netzgebunden oder dezentral – durch Verfügbarkeit, räumlichen Restriktionen, Deckungsobergrenzen und Marktdynamiken) und der Jahresarbeitszahl wird die jährlich aufgenommene Umgebungswärme $Q_{\text{Umgebungswärme}}$ abgeleitet. Damit wird die Umweltquelle als Energieträgergröße ausgewiesen.

Zur Abschätzung einer Heizleistung wird die jährliche Energiemenge auf eine technologie- bzw. anwendungsfallspezifische Anzahl an Volllaststunden bezogen. Für die Bestandshochrechnung dezentraler Wärmepumpen wird außerdem die Leistungsstruktur über Leistungsklassen anhand der Marktverteilung (2023) fortgeschrieben [31]; bei netzgebundenen Technologien liegt kein vergleichbarer Bestandsdatensatz vor.

9.2.7 Klimawandel: Berücksichtigung im Technologiefeld

Der Klimawandel beeinflusst insbesondere die Außenlufttemperatur und wirkt sich damit sowohl auf den zukünftigen Wärmebedarf als auch auf die Effizienz von Luftwärmepumpen aus. Die in der Austrian Heat Map [28] ausgewiesenen Wärmebedarfsdaten berücksichtigen klimatische Veränderungen bereits ansatzweise.

Im Rahmen der Studie werden Effizienzsteigerungen von Luftwärmepumpen infolge höherer Außentemperaturen gesondert analysiert, während für die übrigen Umgebungswärmepotenziale (inkl. Solarthermie) keine detaillierte Berücksichtigung klimabedingter Änderungen erfolgt. Für die Abschätzung der temperaturbedingten Klimaeffekte wurden die Lufttemperaturen des Secures-MET-Datensatzes [32] im Klimawandelszenario RCP 4.5 (moderat) für die Jahre 2030 und 2050 herangezogen.¹

¹ Dieser umfangreiche Klimafolgen-Datensatz bildete die Basis für die detaillierte energiebezogene Klimafolgenanalyse im Rahmen der Studie ROBINE (Regionsspezifische Impactuntersuchung von Klimawandel für eine robuste und integrale Energieplanung) [14], welche ihrerseits wieder Eingang fand in die postkalkulatorische Klimafolgenabschätzung im Kontext dieser Studie, vgl. Abschnitt 11.3.

9.3 Luftwärme

9.3.1 Ausgangslage

Luftwärme ist als Wärmequelle für Wärmepumpen flächendeckend verfügbar und im Gebäudebestand breit einsetzbar. Sie ist besonders relevant für dezentrale Lösungen, weil keine standortgebundene Ressource (Untergrund oder Grundwasser) erschlossen werden muss. Damit kann Luftwärme vergleichsweise schnell skaliert werden – vorausgesetzt, Gebäude und Heizsysteme erreichen geeignete Temperaturniveaus und Umsetzungskapazitäten (Geräte, Fachkräfte, Planung, Aufstellbedingungen) wachsen entsprechend. In zukünftigen Wärmenetzen, insbesondere bei Niedertemperatursystemen, wird großtechnischen Luftwärmepumpen auch in der netzgebundenen Anwendung ein relevantes realisierbares Potenzial prognostiziert (vgl. Tabelle 10).

Die Realisierbarkeit ist dennoch nicht automatisch: Effizienz und Jahresarbeitszahl hängen stark von Außentemperatur, Vorlauftemperatur und Betriebsführung ab. In verdichteten Räumen treten zudem zusätzliche Randbedingungen auf (Schall, Aufstellflächen, Gebäudestruktur), die in der Praxis die Umsetzungsdynamik beeinflussen können.

9.3.2 Daten und Methodik

Die Potenziale der Luftwärme werden als zugeführte Umgebungswärme ausgewiesen. Der Modellansatz verbindet räumlich differenzierte Wärmebedarfe und Temperaturniveaus mit technischen Performanceannahmen der Wärmepumpen.

Als wesentliche technische Einflussgröße werden Jahresarbeitszahlen herangezogen, die die Effizienz der Wärmepumpe in Abhängigkeit von Außentemperatur und Systemtemperaturen abbilden. Für die Umrechnung zwischen Leistung und Jahresenergie wird konsistent

eine Annahme von 1.500 Vollaststunden pro Jahr verwendet (vgl. die allgemeinen Annahmen in Abschnitt 9.2). Diese Vereinfachung ermöglicht eine österreichweit konsistente Darstellung, ersetzt jedoch keine objektscharfe Auslegung; in der Praxis variieren Betriebsstunden und Effizienz je nach Gebäudestandard, Vorlauftemperatur, Speicherintegration und Regelstrategie.

Zusätzlich wird ein Klimawandeleinfluss berücksichtigt: Steigende mittlere Außenlufttemperaturen verbessern tendenziell die Effizienz von Luftwärmepumpen. Der gleichzeitige Rückgang des Raumwärmebedarfs ist in den zugrunde liegenden Wärmebedarfsdaten abgebildet. In der Ergebnisinterpretation ist der Klimateffekt daher als moderater Effizienz-/Potenzialzuwachs zu verstehen, während die Realisierbarkeit weiterhin primär durch Umsetzungsdynamik und Systemtemperaturen geprägt bleibt.

9.3.3 Ergebnisse

Abbildung 26 bietet eine grafische Übersicht zu den identifizierten realisierbaren Potenzialen der Luftwärme inklusive eines Vergleichs zur Ausgangslage (Status Quo 2023) und dem technischen Potenzial. Diese Darstellung verdeutlicht einen starken Ausbaupfad bis 2040; die Bandbreite spiegelt dabei vor allem die Geschwindigkeit des Wärmepumpenhochlaufes und der Systemumstellung im Gebäudebestand wider. Die zentrale Ergebnisübersicht mit Angaben zu realisierbaren Potenzialen nach Bundesländern liefert Tabelle 11 (Jahresenergieertrag an Umgebungswärme, der Wärmepumpe zugeführt).

Für Österreich gesamt ergeben sich:

- Status quo 2023: 4,52 TWh/a
- 2030: 7,45 / 8,65 / 9,96 TWh/a (Low/Medium/High)
- 2040: 13,11 / 16,77 / 20,41 TWh/a (Low/Medium/High)
- Technisches Potenzial: 34,54 TWh/a

Die Zahlen zeigen eine deutliche Spreizung bis 2040: Im High-Pfad ist der Beitrag rund 55% höher als im Low-Pfad. Gleichzeitig bleibt auch im High-Pfad ein großer Abstand zum technischen Potenzial bestehen. Dieser Abstand ist nicht durch fehlende Ressource „Luft“ bedingt, sondern

durch realistische Begrenzungen der Umsetzung: Gebäudeeignung (Temperaturniveau), Umsetzbarkeit in verdichteten Räumen, Akzeptanz/Schall, sowie die Geschwindigkeit, mit der Bestandsgebäude tatsächlich umgestellt werden.

Energiepotenziale der Luftwärme auf Bundesländer-Ebene in TWh/a	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040
Burgenland	0,22	0,37	0,43	0,5	0,68	0,89	1,11
Kärnten	0,31	0,52	0,61	0,7	0,93	1,2	1,44
Niederösterreich	1,17	1,94	2,25	2,59	3,42	4,36	5,3
Oberösterreich	1,21	1,95	2,23	2,53	3,15	3,8	4,37
Salzburg	0,31	0,52	0,6	0,69	0,9	1,12	1,32
Steiermark	0,51	0,86	1,01	1,18	1,62	2,15	2,72
Tirol	0,33	0,56	0,65	0,76	1,01	1,32	1,62
Vorarlberg	0,29	0,48	0,56	0,64	0,85	1,09	1,31
Wien	0,15	0,26	0,31	0,37	0,55	0,83	1,22
Gesamt (Österreich)	4,52	7,45	8,65	9,96	13,11	16,77	20,41

Tabelle 11

Realisierbare Luftwärmepotenziale für die Zieljahre 2030 und 2040 in der Form eines Jahresenergieertrags (an Umgebungswärme, der Wärmepumpe zugeführt) nach Bundesländern.

TF Luftwärme: Überblick zu identifizierten Potenzialen

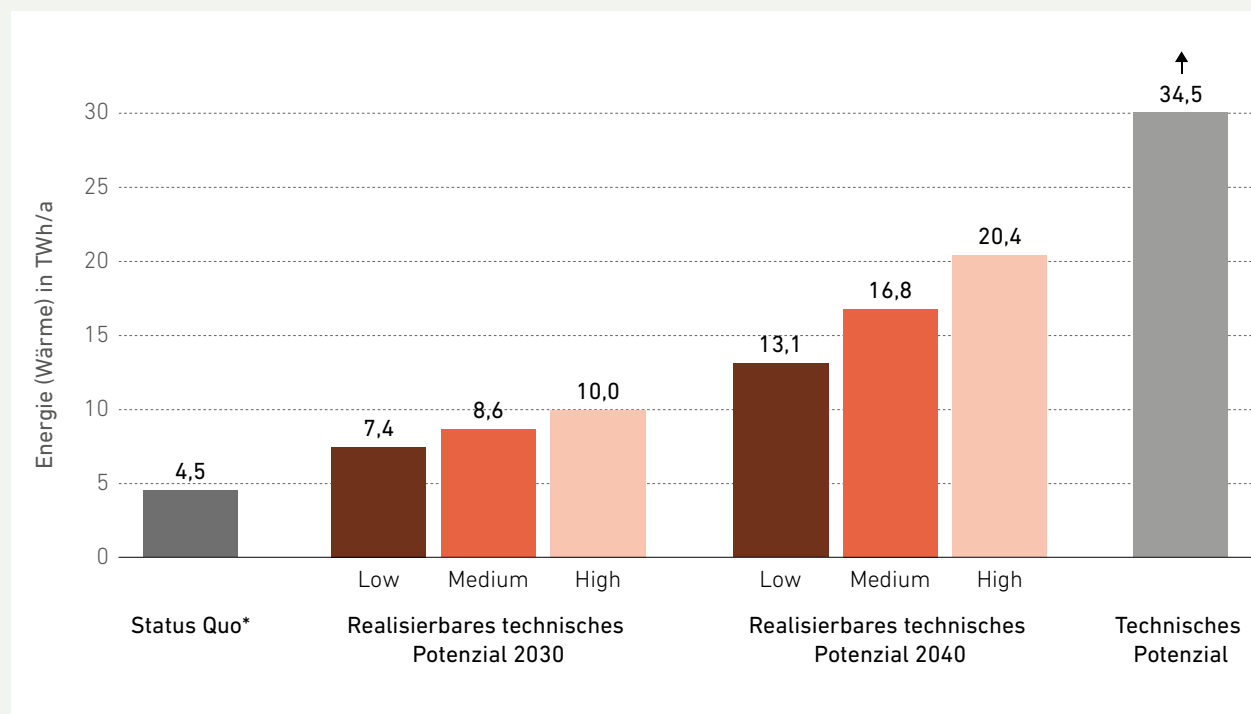


Abbildung 26
TF Luftwärme – Überblick zu identifizierten Potenzialen
(an Umgebungswärme, der Wärmepumpe zugeführt)

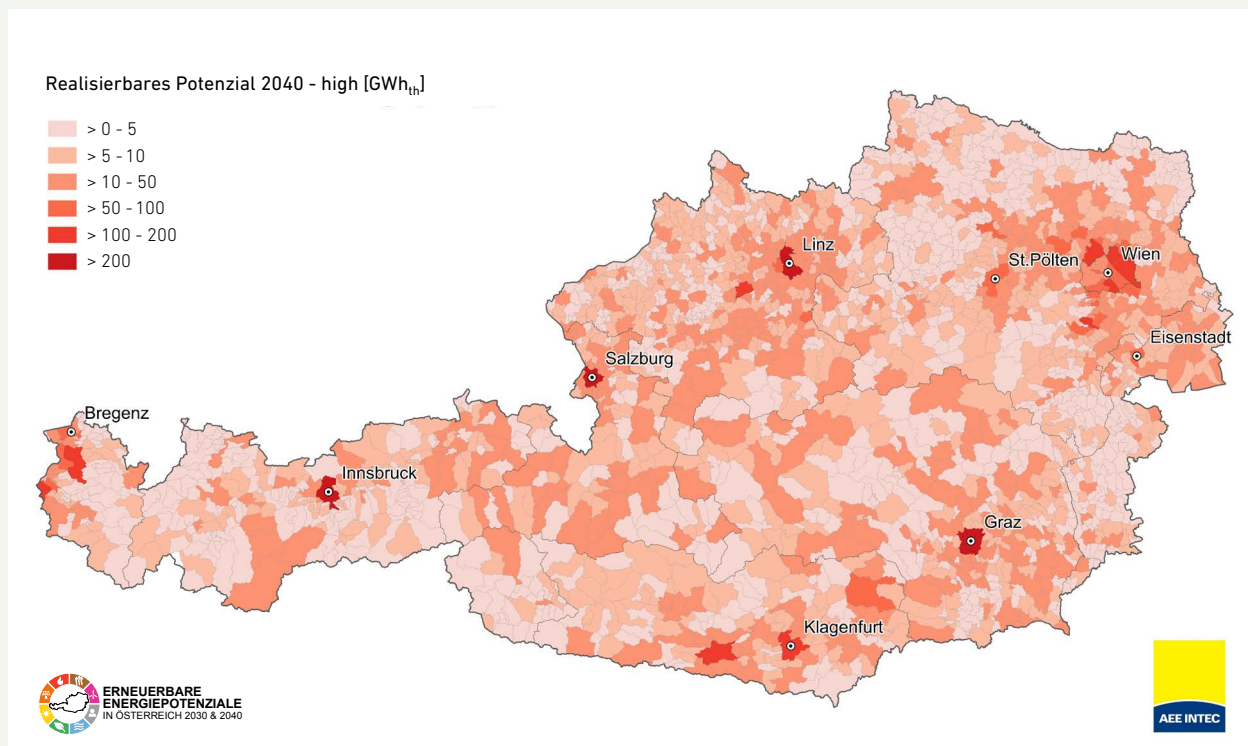
ANMERKUNG: *Angaben zum Status Quo
beziehen sich auf das Jahr 2023.

Ergänzend zu obigen Angaben veranschaulicht Abbildung 27 das realisierbare Potenzial 2040 (High) in Höhe von 20,4 TWh/a in Kartenform. Die räumliche Darstellung verdeutlicht die flächige Verfügbarkeit, zeigt aber zugleich, dass hohe Potenziale vor allem dort auftreten, wo Wärmebedarfe konzentriert sind.

In der Langfassung der Studie wird ergänzend für Luftwärme auch der Klimawandeleinfluss eingehend untersucht. Hierbei wird ein moderater Zuwachs

des technischen Potenzials ausgewiesen (rund 3,4 TWh bzw. etwa 10%). In der Systemperspektive ist dieser Effekt nachrangig gegenüber den Hebeln der Realisierbarkeit: Sanierungstiefe, Absenkung von Systemtemperaturen, Austauschzyklen und Umsetzungskapazitäten bestimmen die Bandbreiten.

Realisierbares Luftwärme Potenzial 2040 (high) – 20,4 TWh_{th}



QUELLE: GeoSphere Austria, Austrian Heat Map, UBA, MERRA-2, eigene Modellierung
 Bearbeitung: AIT Austrian Institute of Technology GmbH 10.11.2025

Abbildung 27

Realisierbares Potenzial für Luftwärme 2040 (Umgebungswärme, der Wärmepumpe zugeführt) High-Bandbreite – 20,4 TWh_{th}

9.4 Oberflächennahe Geothermie und Grundwasser

9.4.1 Ausgangslage

Oberflächennahe Geothermie und Grundwasser erschließen Umgebungswärme aus dem Untergrund bzw. aus Aquiferen und werden über Wärmepumpen nutzbar. Die Technologie ist besonders dann attraktiv, wenn geringe Systemtemperaturen realisierbar sind (z. B. Niedertemperatur-Heizsysteme, gut sanierte Gebäude, Niedertemperaturnetze) und geeignete geologische bzw. hydrogeologische Bedingungen vorliegen. Im Technologiefeld wird zwischen geschlossenen Systemen (Erdsonden, Flächenkollektoren; Sole-Wasser-Wärmepumpen) und offenen Systemen (Grundwasser; Wasser-Wasser-Wärmepumpen) unterschieden.

Geschlossene Systeme sind breit einsetzbar, weil sie keinen Grundwasserzugriff benötigen und damit weniger stark von Wasserrechten abhängig sind. Offene Systeme können bei geeigneten Bedingungen hohe Effizienz erreichen, sind aber standortsensitiver (Schutzgebiete, Wasserqualität, Genehmigungen, Brunnenkonzepte) und werden daher nur ergänzend eingeordnet.

9.4.2 Daten und Methodik

Die Begriffs- und Ergebnislogik (technisches vs. realisierbares Potenzial; Bandbreiten Low/Medium/High; Abbildung der Senktemperaturen und JAZ-Schwellen) folgt den allgemeinen Annahmen gemäß Abschnitt 9.2.

Für geschlossene Systeme werden vertikale und horizontale Systeme grundsätzlich getrennt betrachtet, im Ergebnis aber zu einer konsistenten österreichweiten Potenzialdarstellung zusammengeführt. Diese Zusammenführung ist methodisch relevant, weil für

horizontale Systeme auch der Platzbedarf berücksichtigt werden müsste. Dieser konnte in der Studie aufgrund der unzureichenden Datenlage nicht erhoben werden und hängt zudem stark von standortspezifischen Faktoren ab (Eigentumsverhältnisse, Untergrundaufbau etc.), die auf dieser Betrachtungsebene nicht valide bewertet werden können. Die Grundannahme ist daher, dass sich in den meisten Fällen eine der beiden Systemarten (horizontal oder vertikal) realisieren lässt.

Für offene Systeme (Grundwasser) wird die Nutzung über standortbezogene Eignung und Effizienz abgebildet; die Realisierbarkeit hängt jedoch stark von hydrogeologischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ab.

9.4.3 Ergebnisse

Geschlossene Systeme

Abbildung 28 bietet eine grafische Übersicht zu den identifizierten realisierbaren Potenzialen der Oberflächennahen Geothermie inklusive eines Vergleichs zur Ausgangslage (Status Quo 2023) und dem technischen Potenzial. Die Darstellung verdeutlicht, dass in den ambitionierteren Bandbreiten bis 2040 ein sehr deutlicher Ausbau möglich ist und geschlossene Systeme damit – neben Luftwärme – einen großen Beitrag zur Umgebungswärmenutzung leisten können.

Für Österreich gesamt ergeben sich:

- Status quo 2023: 1,77 TWh/a
- 2030: 3,07/3,68/4,39 TWh/a (Low/Medium/High)
- 2040: 6,45/9,51/13,54 TWh/a (Low/Medium/High)
- Technisches Potenzial: 52,81 TWh/a

Die Differenz zwischen technischem und realisierbarem Potenzial ist hier besonders ausgeprägt. Sie spiegelt nicht eine Knappheit der Ressource „Untergrund“, sondern Umsetzungsgrenzen wider: Bohr- und Planungskapazitäten, Genehmigungsprozesse, Investitionskosten sowie die Fähigkeit, Gebäude- und Quartierssysteme auf niedrige

Temperaturlevels umzustellen. Im Vergleich zur Luftwärme ist die Quellenerschließung bei geschlossenen Systemen in der Regel investitionsintensiver. Dem gegenüber stehen stabilere Quellentemperaturen und signifikante Effizienzvorteile auf Systemebene.

TF Oberflächennahe Geothermie (geschlossene Systeme): Überblick zu identifizierten Potenzialen

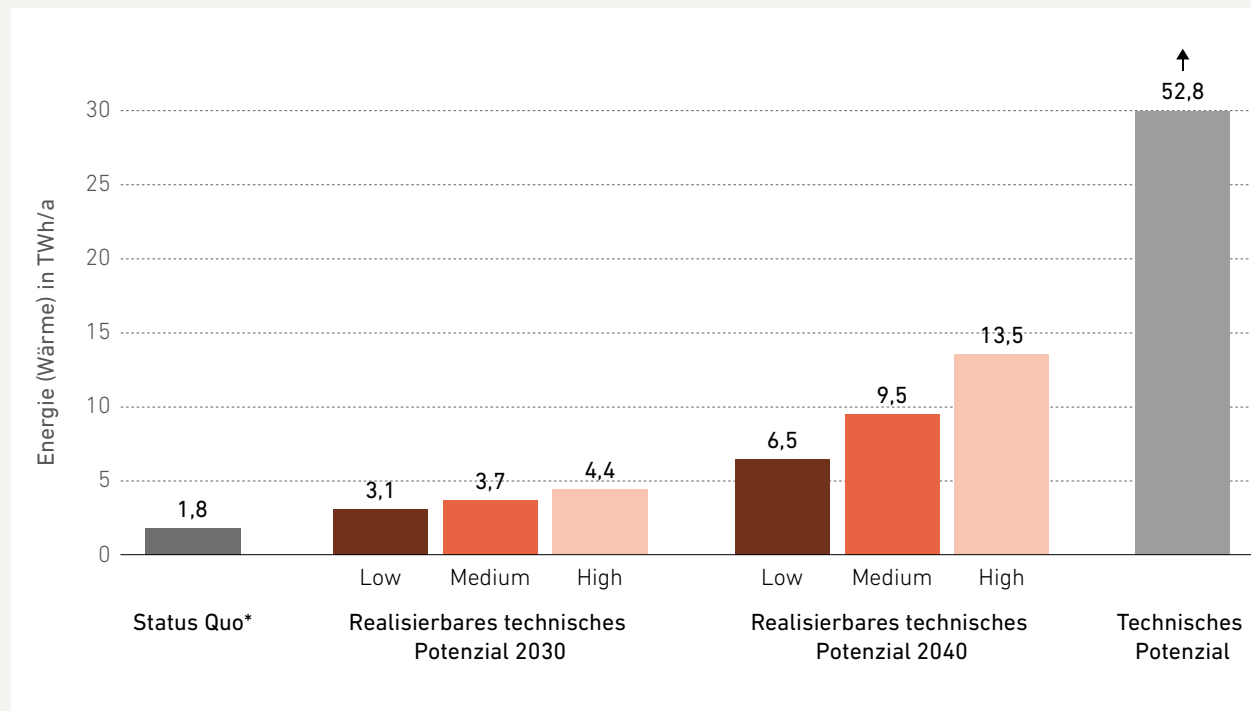


Abbildung 28
TF Oberflächennahe Geothermie (geschlossene Systeme) –
Überblick zu identifizierten Potenzialen (an Umgebungswärme,
der Wärmepumpe zugeführt)

ANMERKUNG: *Angaben zum Status Quo
beziehen sich auf das Jahr 2023.

Energiepotenziale der oberflächennahen Geothermie (geschlossene Systeme) auf Bundesländer-Ebene in TWh/a	Status Quo 2023	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2040
Burgenland	0,09	0,15	0,18	0,21	0,31	0,46	0,66
Kärnten	0,12	0,21	0,26	0,31	0,45	0,67	0,97
Niederösterreich	0,46	0,8	0,96	1,14	1,68	2,48	3,52
Oberösterreich	0,48	0,82	0,98	1,17	1,69	2,44	3,38
Salzburg	0,12	0,21	0,26	0,31	0,45	0,66	0,95
Steiermark	0,2	0,35	0,42	0,5	0,75	1,12	1,64
Tirol	0,13	0,23	0,27	0,33	0,49	0,73	1,06
Vorarlberg	0,11	0,19	0,23	0,28	0,4	0,59	0,82
Wien	0,06	0,1	0,12	0,15	0,23	0,35	0,55
Gesamt (Österreich)	1,77	3,07	3,68	4,39	6,45	9,51	13,54

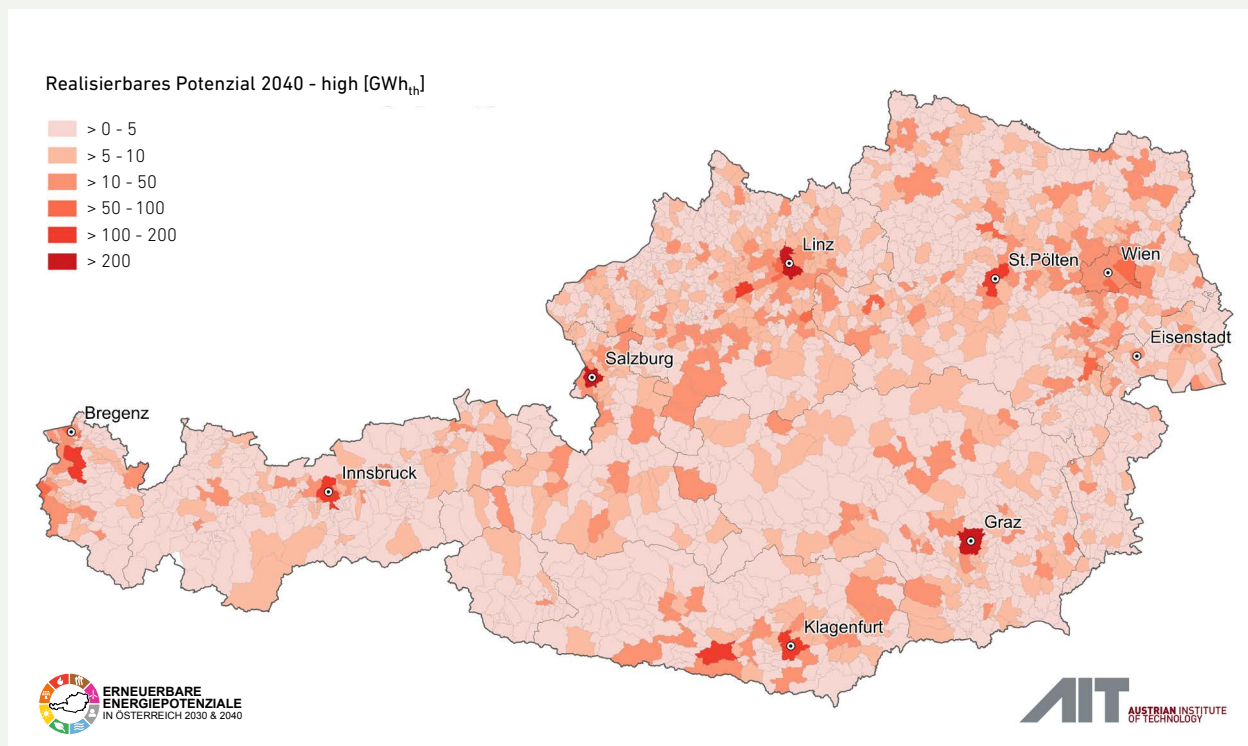
Tabelle 12

Realisierbare Potenziale für oberflächennahe Geothermie (geschlossene Systeme) für die Zieljahre 2030 und 2040 in der Form eines Jahresenergieertrags (an Umgebungswärme, der Wärmepumpe zugeführt) nach Bundesländern.

Tabelle 12 weist ergänzend zu obigen Angaben die realisierbaren Potenziale als zugeführte Umgebungswärme nach Bundesländern aus. Abbildung 29 bietet eine Kartendarstellung des realisierbaren Potenzials 2040 (High) in Höhe von 16,5 TWh/a für geschlossene

Systeme. Die räumliche Verteilung verdeutlicht, dass Potenziale nicht ausschließlich einer geologischen „Ressourcenkarte“ folgen, sondern die Kombination aus Wärmenachfrage, Gebäudestruktur, Systemtemperaturen und Realisierungsdynamik widerspiegeln.

Realisierbares Potenzial für ONG-GS 2040 (high) – 13,5 TWh_{th}



QUELLE: AEE INTEC, GeoSphere Austria,
Austrian Heat Map, UBA, MERRA-2, eigene Modellierung
Bearbeitung: AIT Austrian Institute of Technology GmbH 11.11.2025

Abbildung 29

Realisierbares Potenzial für oberflächennahe Geothermie (geschlossene Systeme) 2040 (Umgebungswärme, der Wärmepumpe zugeführt) High-Bandbreite – 13,5 TWh_{th}

Offene Systeme (Grundwasser)

Für offene Systeme werden in der Langfassung eigene Potenziale ausgewiesen. Für Österreich gesamt ergeben sich realisierbare Größenordnungen von 0,57/0,68/0,82 TWh/a (2030) sowie 1,24/1,91/2,89 TWh/a (2040) (Low/Medium/High); das technische Potenzial beträgt 28,93 TWh/a. In der praktischen Umsetzung entscheiden insbesondere hydrogeologische Verfügbarkeit, Schutzauflagen, Wasserrechte, Brunnenkonzepte und die räumliche Nähe zu geeigneten Wärmesenken über die Erschließbarkeit.

9.5 Abwärme

9.5.1 Ausgangslage

Abwärme ist eine systemisch wertvolle Wärmequelle, weil sie als Nebenprodukt industrieller und kommunaler Prozesse (Kläranlagen) anfällt und damit häufig kontinuierliche Wärmeströme bereitstellt. Ihre Nutzung ist besonders dann attraktiv, wenn Quelle und Wärmesenke räumlich nahe beieinander liegen oder über Wärmenetze verbunden werden können. Methodisch wird zwischen direkt nutzbarer industrieller Abwärme (höhere Temperaturniveaus) und industrieller sowie kommunaler Niedertemperaturabwärme (in der Regel nur über Wärmepumpen nutzbar) unterschieden.

9.5.2 Daten und Methodik

Die Potenzialermittlung ist standortbezogen: Abwärmequellen werden räumlich verortet und hinsichtlich Temperaturniveau sowie potenzieller Nutzbarkeit klassifiziert. Die Einordnung folgt der allgemeinen Systemlogik gemäß Abschnitt 9.2: netzgebundene Nutzungen sind an Wärmenetzgebiete und Wärmesenken gekoppelt; bei Niedertemperaturpotenzialen ist die technische Nutzbarkeit an den Einsatz von Wärmepumpen und an die erreichbaren Temperaturhöbe gebunden.

Für Direktnutzung (≥ 50 °C) industrieller Abwärme werden technische Potenziale ausgewiesen, da die praktische Nutzbarkeit stark von projektspezifischen Faktoren abhängt (Quelle-Senke-Distanz, Netzanbindung, Betriebszeiten, Vertrags- und Betreibermodelle). Für Niedertemperaturabwärme (< 50 °C) von Industrie und Kläranlagen wird das technische Potenzial als grundsätzlich erschließbare Quelle ausgewiesen; die Realisierung hängt jedoch besonders stark von Wärmenetz-Ausbau, sinkenden Netztemperaturen und der Verfügbarkeit großer Wärmepumpen ab.

Aufgrund obiger Restriktionen erfolgt für beide Teilkategorien eine Ableitung der realisierbaren Potenziale lediglich anhand der technischen Potenziale auf Basis einer qualitativen Experteneinschätzung. Diese Angaben erfolgen lediglich für Österreich gesamt und sind im ausführlichen Ergebnisbericht dokumentiert.

9.5.3 Ergebnisse

Direktnutzung industrieller Abwärme

Die zentrale Übersicht ist Tabelle 13, welche die technischen Energiepotenziale für die Direktnutzung industrieller Abwärme nach Bundesländern ausweist und die räumliche Konzentration der Abwärmequellen sichtbar macht. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass Abwärme nicht flächig verteilt ist, sondern Schwerpunkte in industrialisierten Regionen in räumlicher Nähe zu Wärmenetzgebieten aufweist.

Österreichweit wird die technisch nutzbare Direkt-Abwärme in einer Größenordnung ausgewiesen, die vom Status quo 1,6 TWh/a auf etwa 3,0–3,4 TWh/a (2030) und 3,2–3,6 TWh/a (2040) ansteigt. Der entscheidende Engpass ist dabei nicht die Existenz der Quelle, sondern die Umsetzung: Netzanschluss und Trassen, Temperatur- und Verfügbarkeitsprofile, Wärmeabnahmeverträge und die Integration in Wärmenetze bestimmen, ob diese Potenziale tatsächlich realisiert werden.

Technische Energiepotenziale für die Direktnutzung industrieller Abwärme auf Bundesländer-Ebene in TWh/a	Status Quo 2023	Technisches Potenzial Low 2030	Technisches Potenzial Medium 2030	Technisches Potenzial High 2030	Technisches Potenzial Low 2040	Technisches Potenzial Medium 2040	Technisches Potenzial High 2040
Burgenland	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Kärnten	0,03	0,06	0,07	0,07	0,06	0,07	0,07
Niederösterreich	0,23	0,44	0,47	0,49	0,47	0,51	0,53
Oberösterreich	0,82	1,57	1,69	1,8	1,67	1,81	1,94
Salzburg	0,10	0,19	0,20	0,22	0,20	0,22	0,23
Steiermark	0,33	0,62	0,66	0,69	0,65	0,69	0,72
Tirol	0,04	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10
Vorarlberg	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Wien	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Gesamt (Österreich)	1,56	3	3,22	3,4	3,2	3,43	3,65

Tabelle 13

Technische Potenziale der Direktnutzung industrieller Abwärme für die Zieljahre 2030 und 2040 in der Form eines Jahresenergieertrags nach Bundesländern.

Technisches Abwärme Potenzial (Industrie Direktnutzung) 2040 (high) – 3,6 TWh_{th}

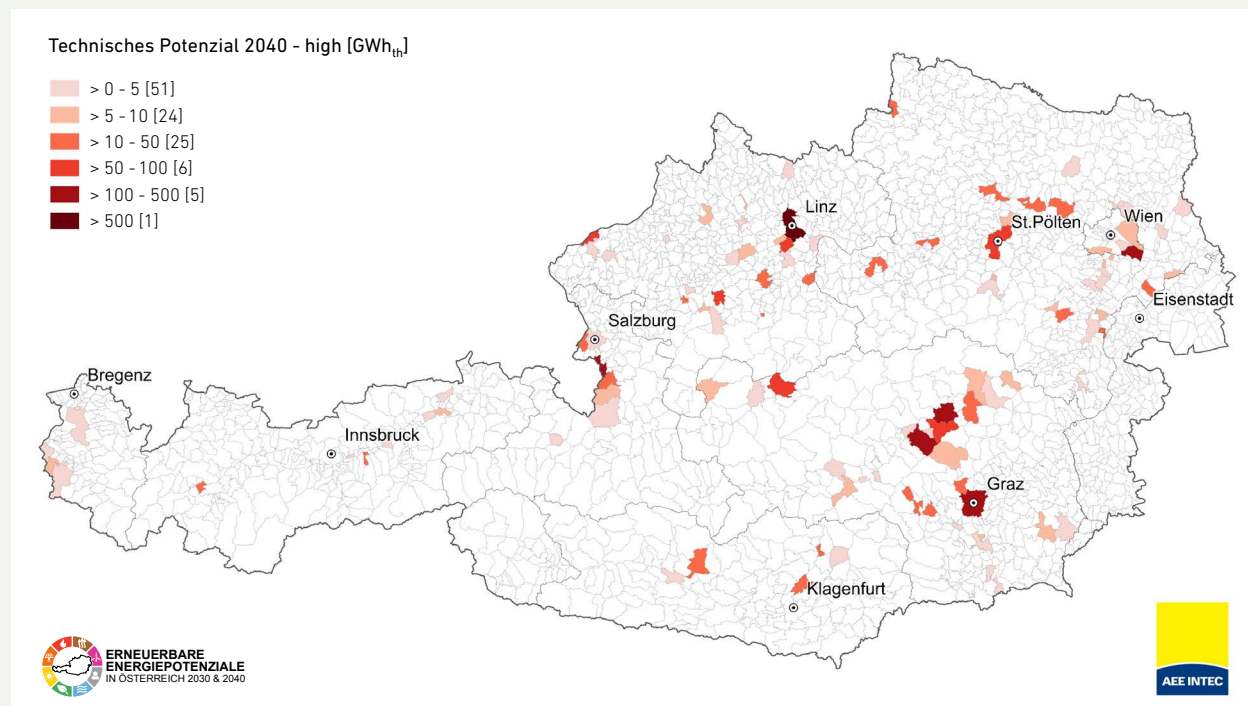


Abbildung 30

Technisches Potenzial für die Direktnutzung industrieller Abwärme 2040 High-Bandbreite – 3,6 TWh_{th}

QUELLE: INXS, NEFI, EEA,
Austrian Heat Map, eigene Modellierung
Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

Abbildung 30 zeigt eine Kartendarstellung des technischen Energiepotenzials für die Direktnutzung industrieller Abwärme 2040 (hohe Bandbreite) in Höhe 3,6 TWh_{th}. Die Karte unterstreicht die Bündelung der Potenziale an industriellen Standorten und in deren Umfeld und macht damit die zentrale Voraussetzung der Abwärmennutzung sichtbar: Die Potenziale werden vor allem dort relevant, wo Wärmenetze oder geeignete Großabnehmer vorhanden sind und eine Quelle-Senke-Kopplung wirtschaftlich herstellbar ist.

Niedertemperaturabwärme aus Industrie und Kläranlagen

Österreichweit werden technische Potenziale für die energetische Nutzung von Niedertemperatur-

Abwärme (<50 °C) bis etwa 5,0 TWh/a (2030) und 5,7 TWh/a (2040) ausgewiesen; Kläranlagen tragen einen relevanten Anteil zu den identifizierten Niedertemperaturpotenzialen bei (rund 20%). Die Realisierung ist stark systemabhängig und wird insbesondere durch Wärmenetzausbau, Temperaturabsenkung in Netzen sowie Großwärmepumpen-Kapazitäten geprägt. Abbildung 31 bietet eine Kartendarstellung des technischen Energiepotenzials für Niedertemperatur-Abwärme 2040 (hohe Bandbreite) in Höhe 5,7 TWh_{th}. Die Karte veranschaulicht das in manchen Regionen Österreichs bedeutsame Potenzial, welches im Regelfall gut mit höheren Siedlungsdichten korreliert.

Technisches Abwärme Potenzial (Niedertemperatur) 2040 (high) – 5,7 TWh_{th}

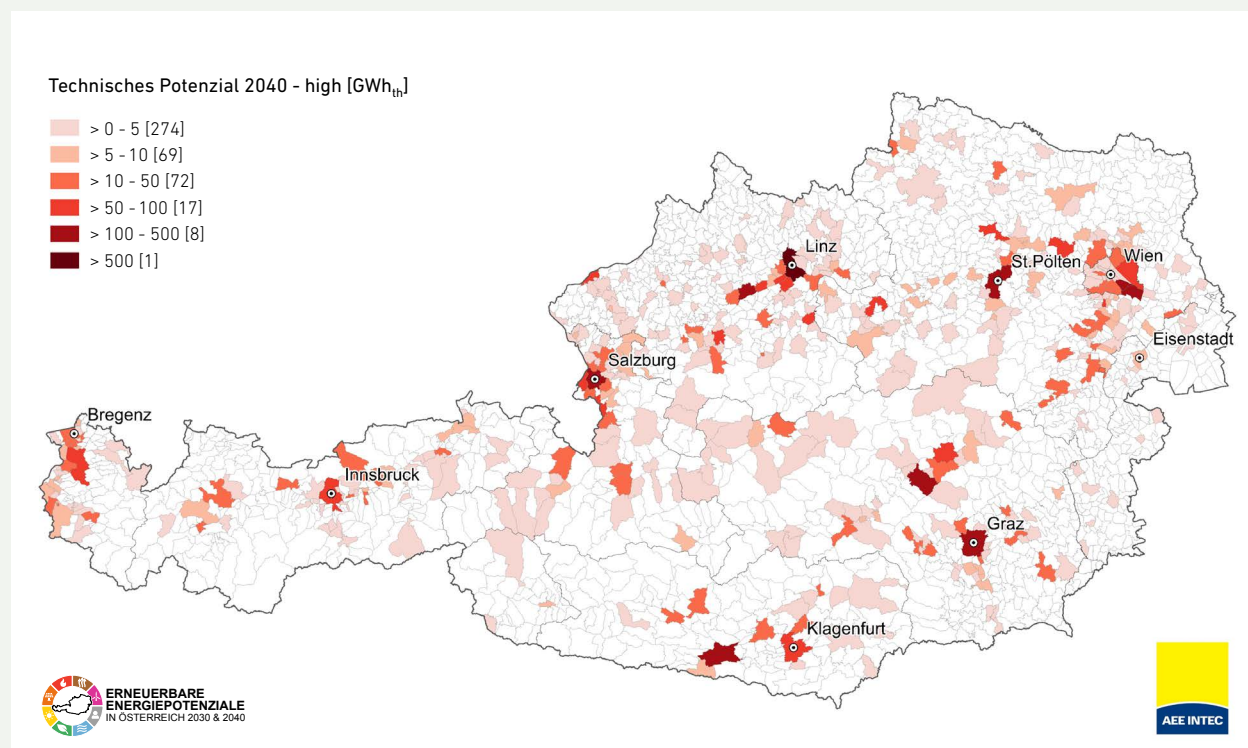


Abbildung 31

Technisches Potenzial für Niedertemperatur-Abwärme 2040
High-Bandbreite – 5,7 TWh_{th}

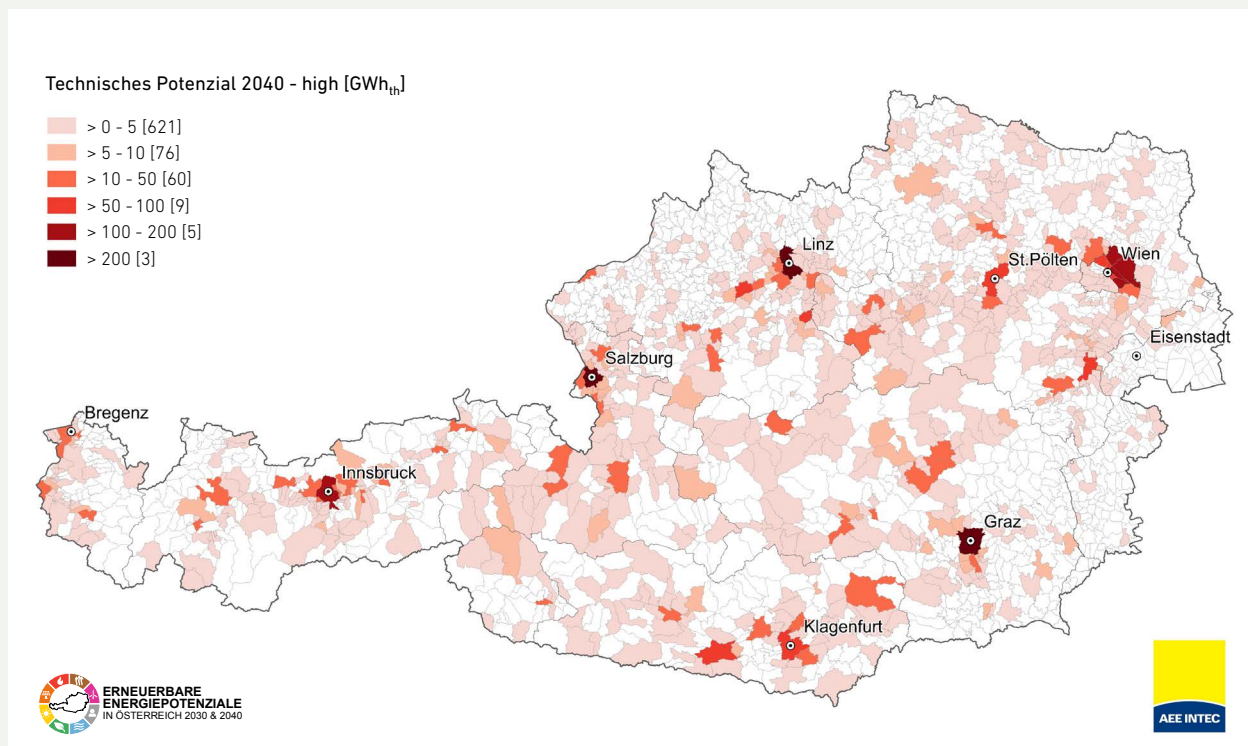
QUELLE: INXS, NEFI, EEA, Austrian
Heat Map, eigene Modellierung
Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

9.6 Aquathermie (Fließgewässer)

Aquathermie nutzt Fließgewässer als Wärmequelle für Großwärmepumpen und ist damit insbesondere für netzgebundene Anwendungen relevant. Österreichweit wird ein technisches Potenzial von bis zu 4,1 TWh/a (2030) und 4,9 TWh/a (2040) ausgewiesen. Die praktische Umsetzung hängt stark von lokalen Randbedingungen ab: geeignete Entnahmestellen und Temperaturverhältnisse

im Gewässer, wasserrechtliche Anforderungen, ökologische Randbedingungen, Netzanschlussmöglichkeiten und der erforderliche Temperaturhub zur Einspeisung. Eine Kartendarstellung des technischen Flusswärmepotenzials 2040 gemäß der High-Bandbreite erfolgt beispielhaft in Abbildung 32.

Technisches Flusswärme-Potenzial 2040 (high) – 4,9 TWh_{th}



QUELLE: Geosphere, UBA, Austrian
Heat Map, eigene Modellierung
Bearbeitung: AEE INTEC 30.11.2025

Abbildung 32
Technisches Flusswärme-Potenzial 2040
High-Bandbreite – 4,9 TWh_{th}

9.7 Bewertung der Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen ein breites Portfolio an Wärmequellen, das unterschiedliche Rollen im Wärmesystem einnimmt:

- Luftwärme weist die größten realisierbaren Beiträge unter den Umgebungswärmequellen auf. Die räumliche Aufschlüsselung verdeutlicht die flächige Verfügbarkeit, aber auch die Bindung an Wärmebedarfe und Vorlauftemperaturen der Heizsysteme.
- Geschlossene Systeme der oberflächennahen Geothermie verfügen über sehr große technische Potenziale. Realisierbar ist ein breites Band bis 2040, dessen Ausschöpfung vor allem von Umsetzungskapazitäten, Kosten, Genehmigungen sowie der Absenkung von Systemtemperaturen abhängt.
- Industrielle und kommunale Abwärme ist räumlich konzentriert, aber in Wärmenetzen systemisch besonders wertvoll. Die entsprechenden Kartendarstellungen zeigen die Konzentration an industriellen Standorten sowie im Nahfeld von Ballungsräumen und damit die Bedeutung der Quelle-Senke-Kopplung über Netze und Infrastruktur.
- Aquathermie ergänzt das Portfolio netzgebundener Großwärmepumpenquellen, bleibt jedoch standort- und infrastrukturensensitiv.

Übergreifend ist die Differenz zwischen technischen und realisierbaren Potenzialen in erster Linie als Ausdruck der System- und Umsetzungsbedingungen zu interpretieren. Netze, Systemtemperaturen, Speicherintegration, Investitions- und Genehmigungsprozesse bestimmen, welche Quellen in welchem Raum den größten Beitrag leisten können.

10.0 TF8: Energienachfrage

10.1 Hintergrund

Der nachfolgend dargestellte Überblick zur Energienachfrage komplementiert die vorherigen Darstellungen zu Erzeugungspotenzialen auf Ebene der betrachteten erneuerbaren Energien bzw. der zugrundeliegenden Technologiefelder. Dies dient der Einordnung der Größenordnung, um die identifizierten erzeugungsseitigen Potenziale an erneuerbaren Energien in Relation zur Nachfrage setzen zu können.

10.2 Daten und Methodik

Die im Rahmen der Energienachfrage ermittelten Bandbreiten des künftigen Energieverbrauchs in den Jahren 2030 und 2040 fußen auf einem umfassenden Literaturvergleich, aufbauend auf Arbeiten im Kontext des zweiten österreichischen Sachstandsberichts zum Klimawandel [1], vgl. hierin insbesondere Kapitel 8 zu Transformationspfaden.

In der Auswertung wird zentral auf die Energieszenarien des Umweltbundesamts (UBA) Bezug genommen (WEM/WAM/Transition; Energie- und Treibhausgasszenarien 2023) [24]. Diese liefern konsistente Annahmen zu Nachfrage- und Angebotsentwicklung bis 2050 und bilden – je nach Szenario – unterschiedliche Maßnahmenumfänge und Transformationsgeschwindigkeiten ab. Bezüglich der betrachteten Szenarien ist folgendes zu beachten:

- Ein *WEM-Szenario* ist ein Basisszenario bzw. Business-as-usual-Szenario (BAU), das die Fortsetzung des Status quo der Wirtschafts-, Energie- und Emissionsentwicklung darstellt und alle politischen Maßnahmen umfasst, die Teil der aktuellen Regierungsgesetzgebung sind.

- Ein *WAM-Szenario* hingegen beschreibt ein Szenario, in dem zusätzliche, von Experten definierte klimapolitische Maßnahmen modelliert werden, die voraussichtlich in die Aktionspläne der Regierung aufgenommen werden. Das WAM-Szenario dient typischerweise als Referenz für den österreichischen Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP).
- Ein *Transformationsszenario*, wie beispielsweise das *UBA-Transition*, zeigt Optionen auf, wie Klimaziele unter kohärenten, konsistenten und umsetzbaren Annahmen erreicht werden können. Alle Emissionsänderungen in diesem Szenario hängen von verschiedenen politischen Maßnahmen ab, die gemeinsam mit einem breiten Spektrum von Interessengruppen entwickelt und an bestehende Rechtsrahmen angepasst wurden.

Ergänzend werden weitere einschlägige Arbeiten herangezogen, die Klimaneutralitätspfade bis 2040 abbilden (u. a. NetZero2040 [33]). Zusätzlich wird der ÖNIP-/NIP-Kontext (InfraTrans2040) genutzt, um insbesondere eine infrastrukturelle und räumliche Perspektive auf Strom- und Wasserstoffnachfrage zu ergänzen [34].

Für den Wärmesektor wird neben den Energieszenarien die Austrian Heat Map als räumlich disaggregierte Datenbasis verwendet [28], harmonisiert mit der Nutzenergieanalyse der Statistik Austria [23] und mit Entwicklungspfaden gemäß UBA-WEM und UBA-Transition [24].

10.3 Ergebnisse

10.3.1 Endenergieverbrauch

Vergleich energetischer Endenergieverbrauch nach Sektoren in 2040

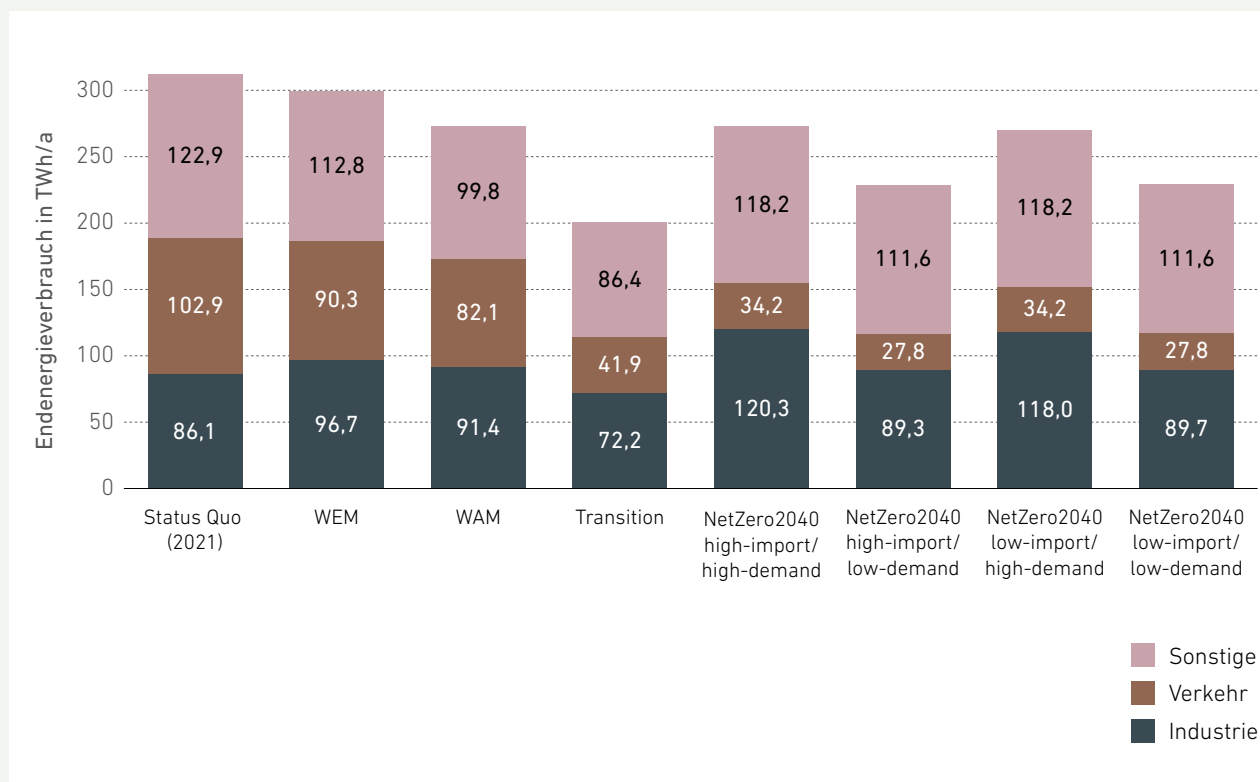


Abbildung 33

Aufschlüsselung des Endenergieverbrauchs in Österreich 2040 nach Sektoren gemäß untersuchten Energieszenarien.

QUELLE: Eigenen Analysen basierend auf [1]

Abbildung 33 ordnet den Endenergieverbrauch 2040 nach Sektoren (gegenüber 2021) ein und verdeutlicht die Spannweite der Szenarienfamilien. Die Reduktionen des Energieverbrauchs reichen – je nach Annahmen – von –10% (NetZero2040-Szenarien mit hohem Bedarf) bis –36% (UBA-Transition). Die sektorale Aufschlüsse-

lung zeigt, dass Verkehr und Gebäude in Transformationspfaden typischerweise deutliche Reduktionen aufweisen, während die Industrielentwicklung wesentlich stärker von Struktur- und Technologieannahmen sowie Systemgrenzen abhängt.

Vergleich energetischer Endenergieverbrauch nach Energieträgern in 2040

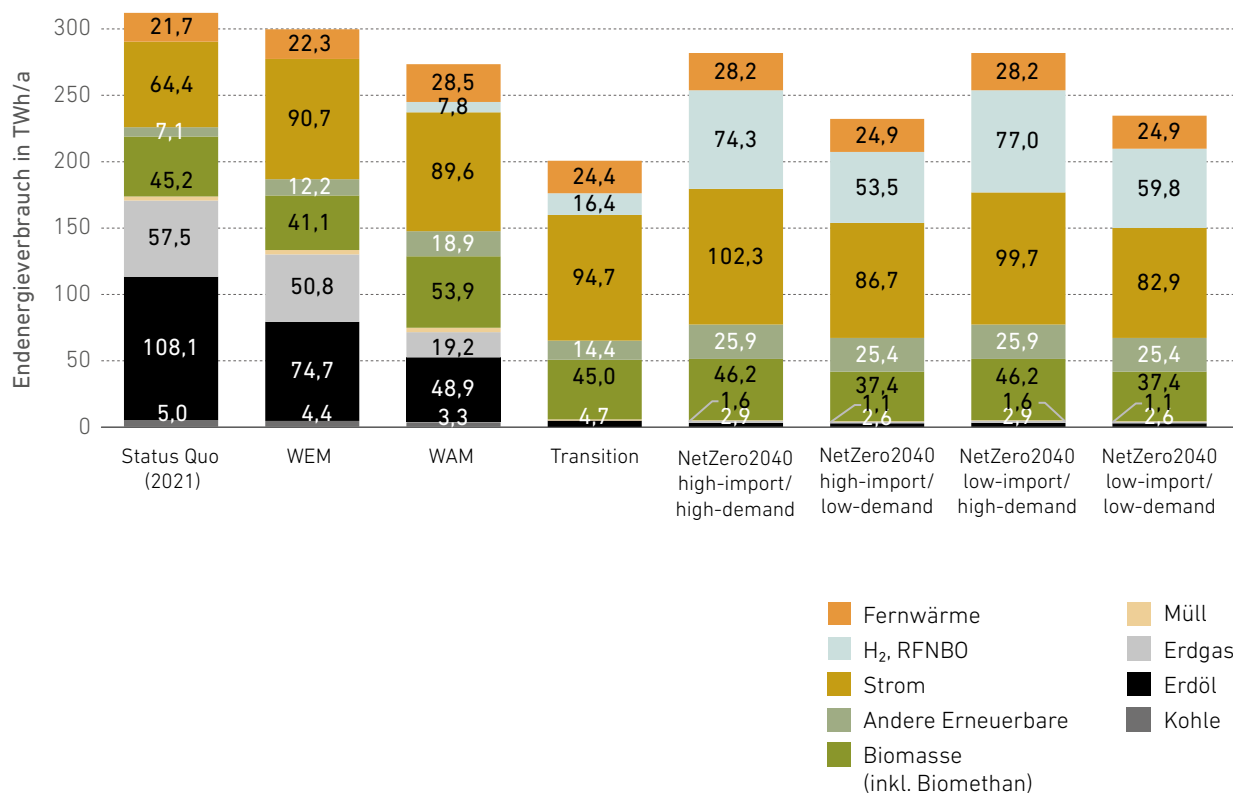


Abbildung 34

Aufschlüsselung des Endenergieverbrauchs in Österreich 2040 nach Energieträgern gemäß untersuchten Energieszenarien

QUELLE: Eigenen Analysen basierend auf [1]

Abbildung 34 ergänzt die Energiebilanz nach Energieträgern und macht die strukturelle Verschiebung sichtbar: Fossile Energieträger werden in Richtung Klimaneutralität stark zurückgedrängt, während Elektrifizierung als zentraler Pfad ausgewiesen wird. Der Strombedarf als

Endenergieträger steigt zwischen 2021 und 2040 je nach Szenario um +29% bis +47%. Zusätzlich wird Fernwärme als Schlüsseloption für städtische Räume hervorgehoben; im UBA-Transition-Pfad wird für 2040 ein Anstieg um 13% beschrieben.

10.3.2 Stromsektor

Abbildung 35 zeigt den Bruttostromverbrauch nach Sektoren und den Vergleich zu 2021 (inkl. NIP-Szenario). Die Bandbreite der Bedarfssteigerungen 2021–20240 liegt zwischen +37% (UBA-WEM) und +69% (UBA-Transition).

Vergleich Bruttostromverbrauch nach Sektoren in 2040

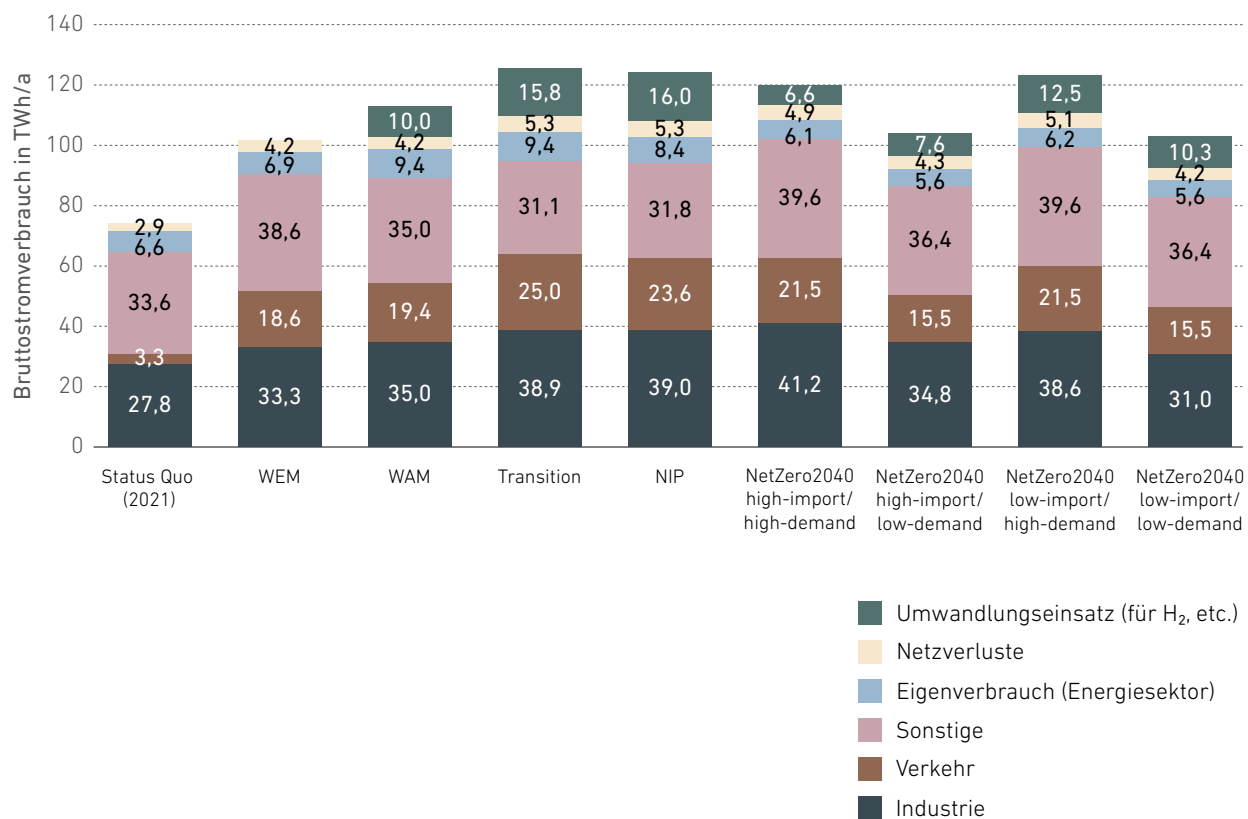


Abbildung 35

Aufschlüsselung des Bruttostromverbrauchs in Österreich 2040 nach Sektoren gemäß untersuchten Energieszenarien.

QUELLE: Eigenen Analysen basierend auf [1]

Als robuste Treiber werden in der zugrundeliegenden Literatur genannt:

- Elektromobilität: Strombedarf Verkehr von 3,3 TWh/a (2021) auf 18,6–25 TWh/a (2040).
- Industrie: je nach Pfad größter oder zweitgrößter Stromverbraucher.
- Strom für grünen Wasserstoff: zusätzliche Nachfragekomponente; die Szenarien weisen hierfür Größenordnungen im einstelligen bis niedrigen zweistelligen TWh-Bereich aus.

Abbildung 36 ordnet den Bruttostromverbrauch 2040 nach Energieträgern. Neben Wasserkraft werden Wind und Photovoltaik als zentrale Säulen ausgewiesen; Unterschiede zwischen Szenarien betreffen Ausbauhöhen und damit Anforderungen an Netze, Speicher und Flexibilitäten.

Vergleich Stromerzeugung nach Energieträgern in 2040

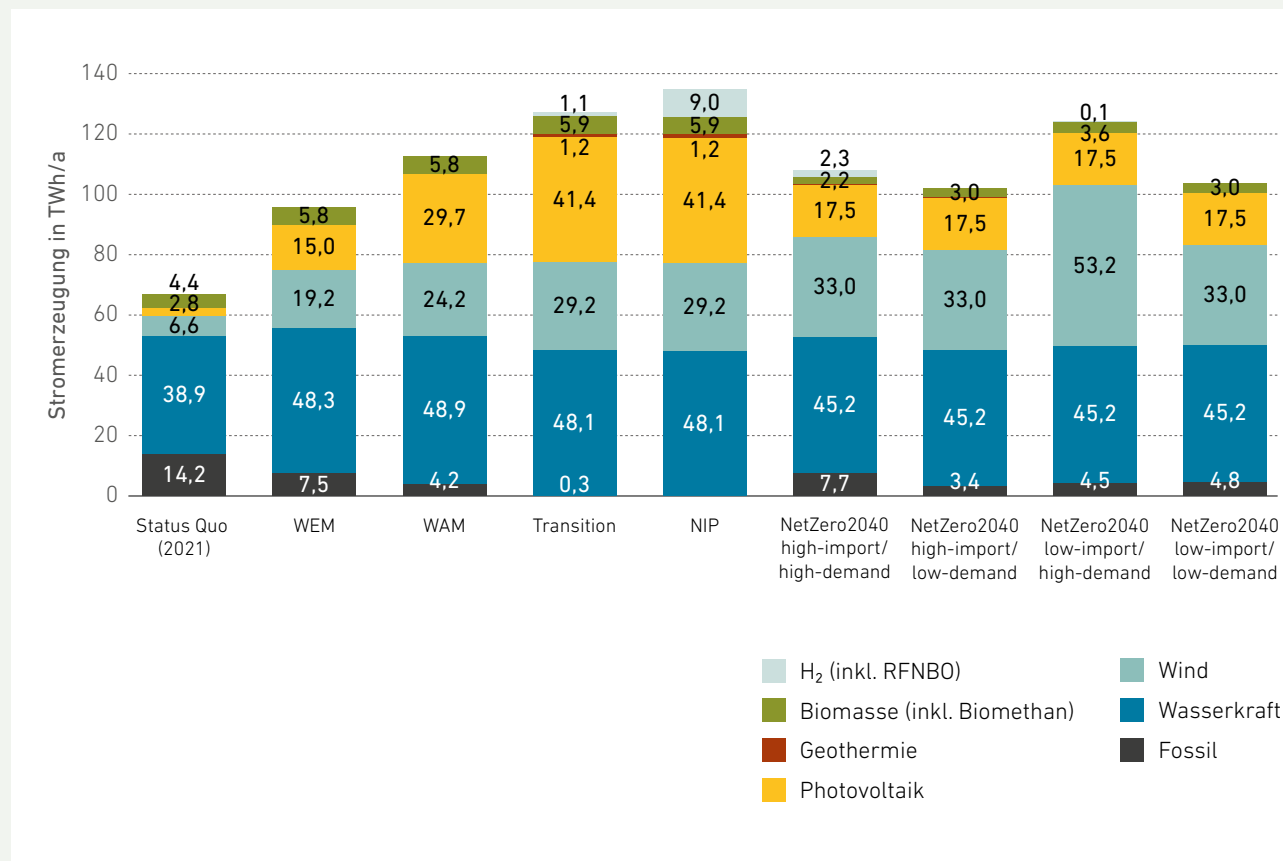


Abbildung 36

Aufschlüsselung des Bruttostromverbrauchs in Österreich 2040 nach Energieträgern gemäß untersuchten Energieszenarien.

QUELLE: Eigenen Analysen basierend auf [1]

Die räumliche Dimension wird über die Kartendarstellung in Abbildung 37 verdeutlicht, worin die Stromnachfrage 2040 auf Endenergiebasis gemäß der High-Bandbreite räumlich-verteilt abgebildet wird:

Nachfrage-Schwerpunkte in Industrie- und Ballungsräumen sind für Infrastrukturplanung und Systemintegration wesentlich.

Endverbrauch Strom 2040 Transition – 94.9 TWh_{el}

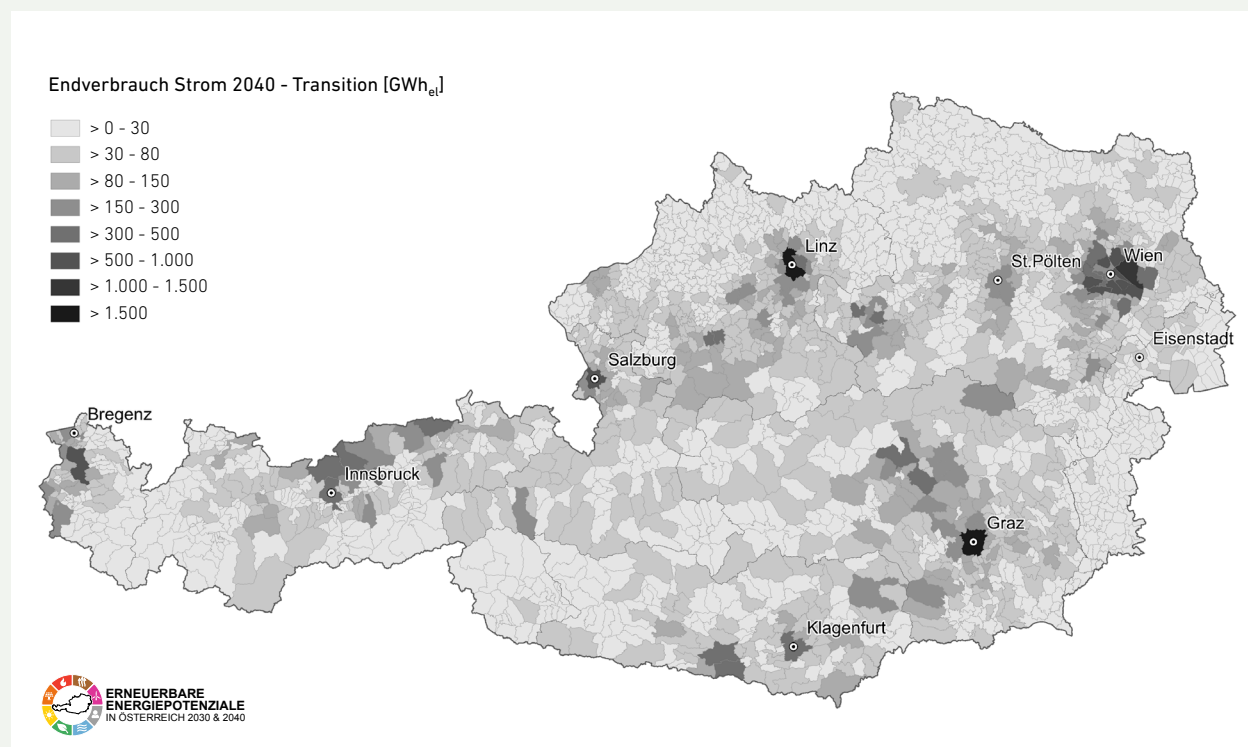


Abbildung 37

Regionale Verteilung des Endenergieerbrauchs an Strom 2040 gemäß High-Bandbreite (NIP-Szenario in Analogie zu UBA-Transition)

10.3.3 Wasserstoff und andere erneuerbare synthetische Kraftstoffe

Grüner Wasserstoff und andere erneuerbare synthetische Kraftstoffe (RFNBO) werden als wichtige Optionen zur Dekarbonisierung insbesondere in Industrie und Teilen des Verkehrs ausgewiesen; die Szenarien zeigen jedoch große Bandbreiten. Abbildung 38 veranschaulicht die sektorale Nachfrage 2040.

Als zentrale Spannweite werden für 2040 hinsichtlich der Nutzung von grünem Wasserstoff und RFNBO folgende Größenordnungen ausgewiesen:

- UBA-Transition: rund 29 TWh/a,
- NetZero2040: insgesamt 65–89 TWh/a (oberes Ende in einem Pfad mit hoher Import-/Nachfrageannahme bei rund 89 TWh/a).

Im ÖNIP-/NIP-Kontext wird zusätzlich sichtbar, dass bei nahezu identen Endenergieannahmen unterschiedliche Bedarfe an grünem Wasserstoff (exklusive weitere RFNBO) ausgewiesen werden, insbesondere durch Annahmen zum Einsatz im Stromsektor (inkl. Kraft-Wärme-Kopplung): 48,1 TWh/a gemäß NIP versus rund 25 TWh/a gemäß UBA-Transition im Jahr 2040.

Vergleich H₂ und RFNBO Verbrauch nach Sektoren in 2040

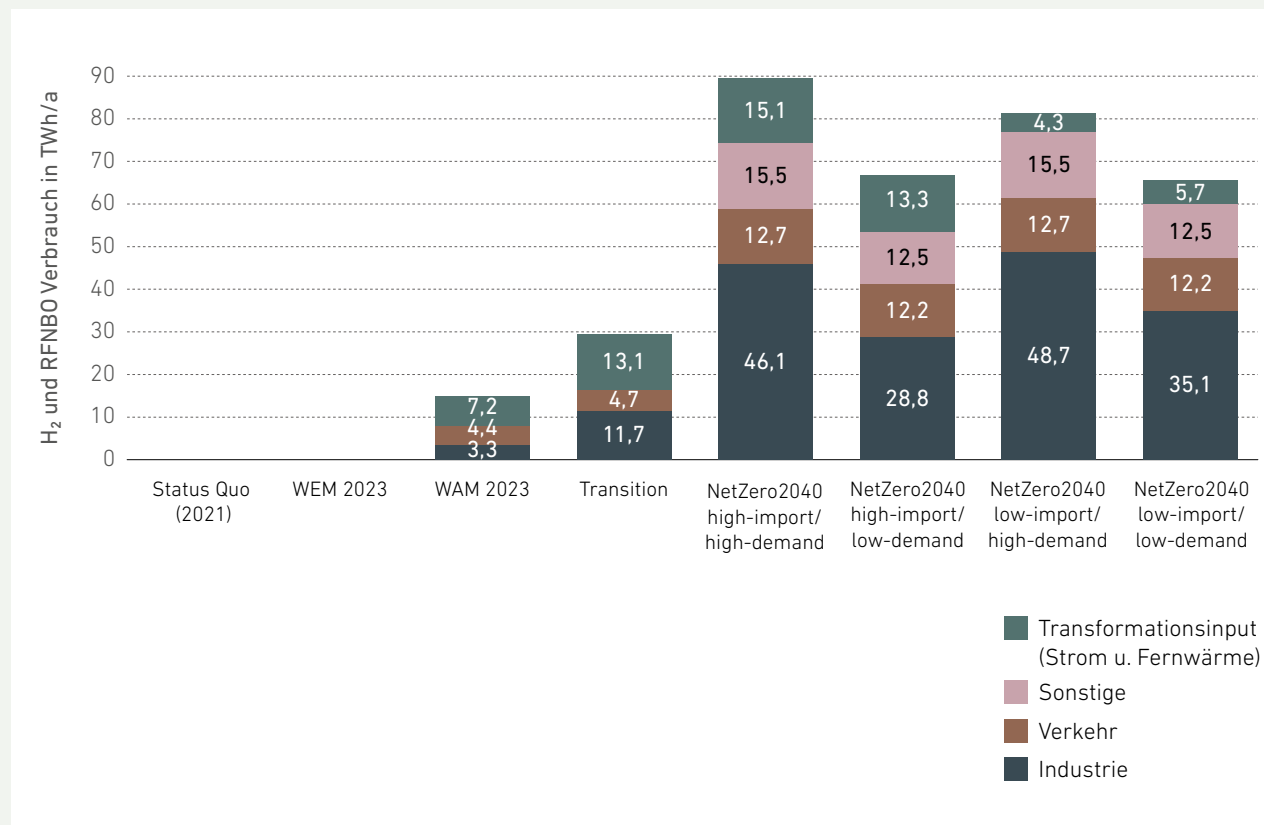


Abbildung 38

Aufschlüsselung des Wasserstoff- und RFNBO-Bedarfs in Österreich 2040 nach Sektoren gemäß untersuchten Energieszenarien.

QUELLE: Eigenen Analysen basierend auf [1]

Die künftig mögliche regionale Verteilung der Bedarfs and grünem Wasserstoff wird exemplarisch über Abbildung 39 (High-Bandbreite) dargestellt.

Verbrauch Wasserstoff 2040 Transition – 48.1 TWh

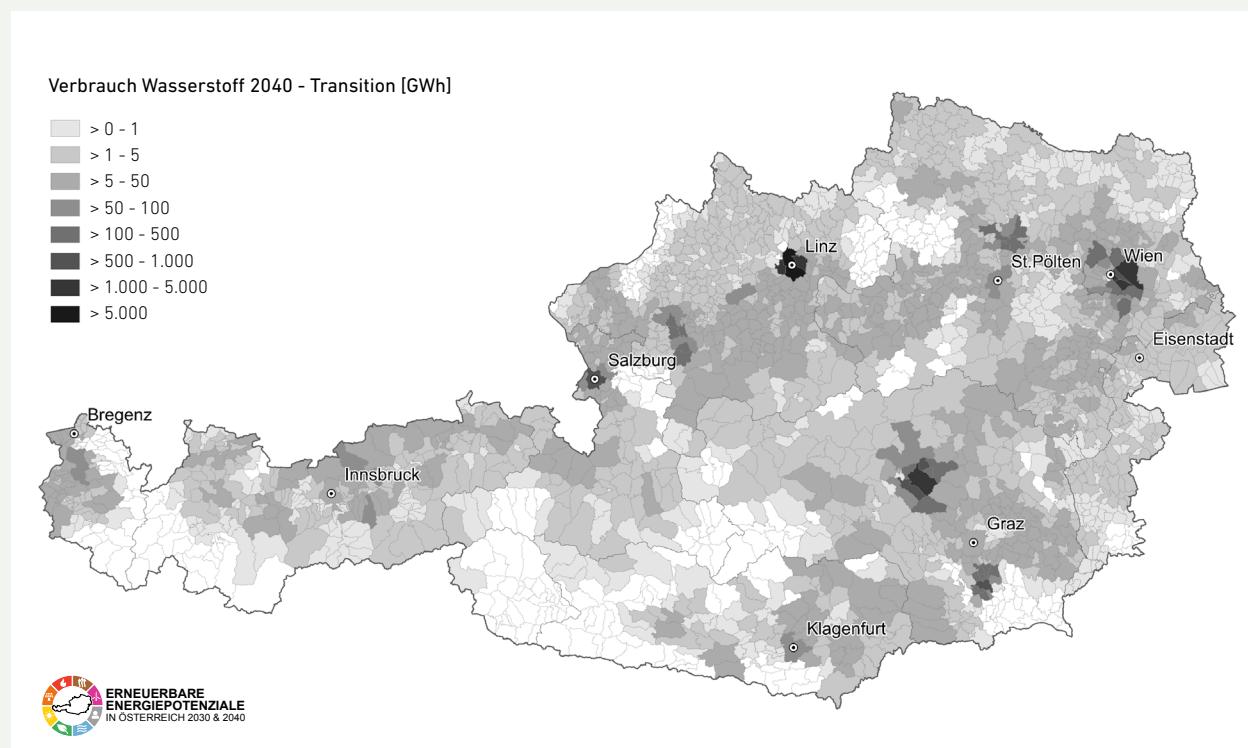


Abbildung 39

Regionale Verteilung des Wasserstoffbedarfs 2040
gemäß High Bandbreite (NIP-Szenario)

QUELLE: basierend auf [34]

10.3.4 Wärmesektor

Die Ausgangslage im Wärmesektor ist heute durch hohe Energiemengen und eine weiterhin stark fossile Deckung geprägt: Laut Nutzenergieanalyse der Statistik Austria 2023 [23] entfällt rund die Hälfte des gesamten Endenergiebedarfs (149 TWh/a) auf Raumklima, Warmwasser und Prozesswärme. Davon werden rund 91 TWh/a für Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden benötigt; in diesem Bereich basieren heute etwa zwei Drittel der Anwendungen auf fossilen Brennstoffen (Gas/Öl).

Für die räumliche Modellierung wird die Austrian Heat Map verwendet [28], harmonisiert mit der Nutzenergieanalyse und mit Entwicklungspfaden gemäß UBA-WEM und UBA-Transition [24]. Abbildung 40 stellt die Entwicklungspfade des Gebäudewärmebedarfs bis 2050 dar (dezentral und netzgebunden). Für 2040 ergibt sich eine Bandbreite der Gebäudewärmenachfrage von 87,5 TWh/a (WEM) bis 73,0 TWh/a (Transition). Damit wird sichtbar, dass die unterstellte Sanierungs- und Transformationsdynamik die Wärmenachfrage bis 2040 wesentlich beeinflusst.

Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser: Status Quo und Entwicklungspfade



Abbildung 40

Wärmebedarf Status Quo laut Nutzenergieanalyse (NEA) 2023 für Österreich sowie Entwicklungspfade gemäß WEM- und Transition-Szenarien bis 2050 gemäß Austrian Heat Map [28], aufgeteilt in dezentrale Raumwärme und Fernwärme [Wärmebedarf netzgebunden]

Die räumliche Verteilung des Wärmebedarfs 2040 im Transition-Pfad ist in Abbildung 41 beispielhaft dargestellt und verdeutlicht, dass Ansatzpunkte für Wärmenetze, Großwärmepumpen, Umgebungswärme- und Abwärmenutzung regional stark variieren.

Wärmebedarf 2040 Transition – 73.0 TWh_{th}

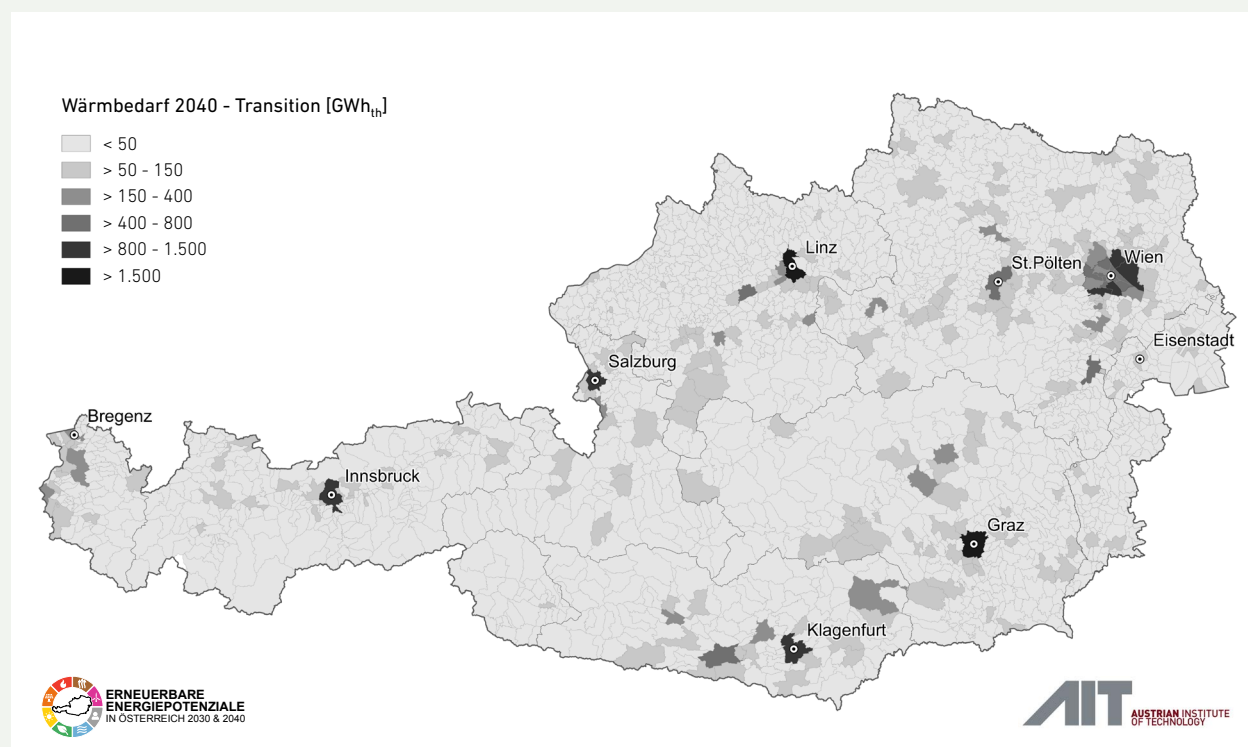


Abbildung 41
Regionale Verteilung des Wärmebedarfs 2040
gemäß UBA Transition Szenario

QUELLE: Austrian Heat Map, UBA
Bearbeitung: AIT Austrian Institute
of Technology GmbH 31.10.2025

11.0 Überblick und Diskussion

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse der Technologiefeldanalysen hinsichtlich der technischen und realisierbaren Potenziale erneuerbarer Energien in Österreich für die Zieljahre 2030 und 2040 zusammengefasst. Die Bandbreiten der Potenziale (Low, Medium, High) berücksichtigen dabei technologische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Rahmenbedingungen, welche im Rahmen von Storylines beschrieben wurden.

11.1 Erneuerbare Energiepotenziale 2030 und 2040 im Überblick

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Potenzialanalysen liefern ein umfassendes Bild darüber, in welchem Ausmaß in Österreich im Zeitraum bis 2040 die verfügbaren erneuerbaren Energiequellen erschlossen werden können. Dabei werden sowohl technische Potenziale – also jene Energiemengen, die unter rein physikalischen, technischen und raumbezogenen Voraussetzungen möglich wären – als auch realisierbare Potenziale betrachtet, die neben dem Stand der Technik auch rechtliche Rahmenbedingungen, Flächenkonkurrenzen, ökologische Vorgaben, Infrastrukturrestriktionen und abzusehende gesellschaftliche Entwicklungen berücksichtigen.

Die Bandbreiten realisierbarer Potenziale spiegeln bewusst eine Bandbreite möglicher Erschließungsgrade wider. Sie sind mit Unsicherheiten behaftet, da zukünftige Entwicklungen bei Genehmigungsverfahren, Akzeptanz, Kosten, Verfügbarkeit von Fachkräften, Netzinfrastruktur oder Marktdynamiken nicht abschließend prognostizierbar sind.

11.1.1 Technische und realisierbare Potenziale erneuerbarer Energien

Im Folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Technologiefelder in beschreibender Form dargestellt und die wesentlichen technischen und realisierbaren Potenziale zusammengeführt. Einen umfassenden Überblick zu den ermittelten technischen und realisierbaren Potenzialen der betrachteten erneuerbaren Energien gewährt *Tabelle 14*. Hierin wird der aktuelle Stand der Nutzung ausgewiesen, die technischen Potenziale spezifiziert und ebenso die Bandbreiten (Low, Medium, High) der realisierbaren Potenziale für die Fokusjahre 2030 und 2040 angegeben. Hierbei erfolgt eine Zuordnung der Technologien in die Kategorien Stromerzeugung und Wärmebereitstellung. Bei der Bioenergie werden in der Tabelle jedoch lediglich primärenergetische Potenziale ausgewiesen, da die jeweiligen gasförmigen, festen oder flüssigen Bioenergieträger oftmals flexibel eingesetzt werden können.

Die Photovoltaik nimmt dabei eine herausragende Rolle ein. Sie verfügt über ein technisch verfügbares Potenzial von mehr als eintausend Terawattstunden pro Jahr, was die physisch nutzbare Ressource eindrucksvoll verdeutlicht. Auch die Unterkategorien weisen enorme Reserven auf, wobei allein die technisch nutzbaren Dach- und Fassadenflächen 188 TWh/a und die versiegelten Freiflächen 176 TWh/a ermöglichen würden. Dem gegenüber stehen die realisierbaren Potenziale, die den Stand der Technik, Flächenkonkurrenzen und realistische Ausbaupfade abbilden. Für 2030 liegen sie zwischen rund 18 und 24 TWh/a und steigen bis 2040 auf etwa 32 bis 51 TWh/a an. Der deutliche Abstand zwischen

technisch möglicher und realistisch erschließbarer Energiemenge zeigt, dass die Photovoltaik bei weitem nicht durch die verfügbare Fläche limitiert wird, sondern durch Rahmenbedingungen wie Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit, kommunale Planung oder Netzkapazität.

Die Wasserkraft, als traditionell bedeutendste heimische erneuerbare Stromquelle, verfügt über ein moderates technisches Potenzial von rund 57 TWh/a. Diese Größe umfasst den heutigen Anlagenbestand sowie mögliche Modernisierungen und Neubauten entlang geeigneter Flussabschnitte, wobei sensible Gewässerstrecken explizit ausgenommen wurden. Die realisierbaren Potenziale liegen 2030 bei etwa 44 bis 47 TWh/a und steigen bis 2040 auf Werte zwischen gut 46 und 52 TWh/a an. Damit zeigt sich, dass die Wasserkraft weiterhin ein stabiles Fundament der österreichischen Strombereitstellung darstellt, auch wenn der zusätzliche Ausbau gegenüber anderen Technologien relativ begrenzt bleibt.

Die Windenergie verfügt im österreichischen Kontext über ein sehr hohes technisches Potenzial von rund 119 TWh/a, das durch geeignete Flächen, Windbedingungen und maximale Flächennutzung definiert wird. Des Weiteren erkennt man eine stärkere Konzentration der technisch verfügbaren Potenzialflächen im Osten und Norden des Landes. Das hohe technische Potenzial steht in deutlichem Kontrast zu den realisierbaren Potenzialen, die für 2030 zwischen etwa 14 und 21 TWh/a liegen und bis 2040 auf rund 21 bis 46 TWh/a anwachsen. Damit wird klar, dass die realisierbaren Potenziale derzeit primär durch Flächenwidmungen, Genehmigungsprozesse, Netzrestriktionen und gegebenenfalls fehlende Akzeptanz limitiert werden – nicht durch die physikalische Ressource selbst. Bei geeigneteren Rahmenbedingungen könnten langfristig deutlich größere Teile des technischen Potenzials ausgeschöpft werden.

Erneuerbare Energiepotenziale auf Technologiefeldebene in TWh/a	Status Quo*	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2030	Technisches Potenzial
Stromerzeugung								
Photovoltaik	7,6	18,4	21,0	23,6	32,2	39,5	50,7	1186,1
• PV auf Gebäuden	k. A	13,5	15,4	17,4	21,5	27,5	37,2	188,4
• PV auf versiegeltem Freiland	k. A	2,4	2,6	2,8	5,3	6,0	6,6	175,7
• PV auf unversiegeltem Freiland	k. A	2,6	3,0	3,4	5,3	6,1	6,9	822,0
Wasserkraft	43,5	43,8	45,6	47,0	45,6	49,3	52,0	57,2
Windenergie	8,9	13,6	17,1	20,8	20,7	31,3	46,0	119,2
Bioenergie primärenergetisch								
Biomethan	k. A.	k. A	k. A	6,8	k. A	k. A	10,7	18,8
Feste und flüssige Biomasse	56,8	52,7	56,2	65,2	50,7	57,2	68,8	k. A
• Brennholz aus dem Wald	9,1	7,9	8,6	10,7	7,0	8,3	11,5	k. A
• Holzverarbeitende Industrie	32,9	30,9	32,8	37,4	30,1	33,6	39,2	k. A
• Sonstiges Holzaufkommen	14,8	13,9	14,8	17,1	13,6	15,3	18,1	k. A



Erneuerbare Energiepotenziale auf Technologiefeldebene in TWh/a	Status Quo*	Realisierbares Potenzial Low 2030	Realisierbares Potenzial Medium 2030	Realisierbares Potenzial High 2030	Realisierbares Potenzial Low 2040	Realisierbares Potenzial Medium 2040	Realisierbares Potenzial High 2030	Technisches Potenzial
Wärmebereitstellung								
Solarthermie	2,0	5,5	6,0	6,5	9,0	10,9	12,9	29,7
• Solarthermie auf Gebäuden	1,9	5,3	5,7	6,2	8,5	10,2	11,9	19,0
• Solarthermie auf Freiland	0,0	0,2	0,3	0,3	0,5	0,7	1,0	10,7
Umgebungswärme und Abwärme (Erneuerbare Wärme**)								
• Luftwärme (Wärmepumpe)	4,5	7,4	8,7	10,0	13,1	16,8	20,4	34,5
• Wärmeenergie aus Flüssen/Aquathermie	k. A.	0,3	0,5	0,8	0,7	1,1	1,5	4,9
• Oberflächennahe Geothermie (geschlossener Systeme)	1,8	3,1	3,7	4,4	6,5	9,5	13,5	52,8
• Oberflächennahe Geothermie (offener Systeme)	0,3	0,6	0,7	0,8	1,2	1,9	2,9	28,9
• Industrielle Abwärme (Direktnutzung)	1,6	2,1	2,6	3,1	2,2	2,8	3,3	3,6
• Niedertemperatur-abwärme (Industrie und Kläranlagen)	k. A.	0,6	1,2	1,7	1,7	2,5	3,2	5,7

Tabelle 14
Erneuerbare Energiepotenziale
in Österreich 2030 und 2040 im Überblick

ANMERKUNG: *Angaben zum Status Quo beziehen sich bei Strom auf 2024, bei Wärme und Bioenergie auf 2023; **bei Wärmepumpen wird hier der aus Umgebungswärme oder Abwärme stammende erneuerbare Energiebeitrag ausgewiesen.
k. A. ... keine Angaben

Für die tiefe Geothermie konnten im Rahmen der Potenzialanalyse keine österreichweit quantifizierbaren technischen oder realisierbaren Potenziale angegeben werden. Dies liegt nicht an fehlender Relevanz der Technologie, sondern an der hohen Standortabhängigkeit und den noch unzureichend erschlossenen geologischen Daten. In einzelnen Regionen bestehen potenziell nutzbare geothermische Ressourcen, doch kann deren Umfang derzeit nicht mit der für eine nationale Potenzialabschätzung notwendigen Genauigkeit beziffert werden. Die Nicht-Ausweisung von Zahlen ist somit als methodische Vorsicht und nicht als Abwertung des Potenzials zu verstehen. Im Allgemeinen ist für geothermische Strom- und Wärmenutzung in Österreich ein differenziertes, regional begrenztes Potenzial vorhanden, abhängig von den geologischen Gegebenheiten.

Im Bereich der Bioenergie werden in der Potenzialanalyse im Regelfall realisierbare Potenziale ausgewiesen, da die technische Potenzialabschätzung hier unmittelbar von Nachhaltigkeit, Bewirtschaftungsformen und stofflicher Nutzung abhängt und deshalb nicht sinnvoll anhand einer einheitlichen Methodik bestimmbar ist. Für feste und flüssige Biomasse ergeben sich realisierbare Potenziale von rund 53 bis 56 TWh/a im Jahr 2030 und 57 bis 69 TWh/a im Jahr 2040. Innerhalb dieser Bandbreiten tragen verschiedene Teilströme unterschiedliche Anteile: Die Holzverarbeitende Industrie erreicht im Jahr 2040 realisierbare Größenordnungen zwischen 30 und 37 TWh/a, während Brennholz aus dem Wald zwischen etwa 7 und 12 TWh/a beisteuert. Für Biomethan wird ein bis 2040 realisierbares Potenzial in Höhe von 11 TWh/a ausgewiesen, dem ein technisches Potenzial in Höhe von rund 19 TWh/a zugrunde liegt.

Auch die Solarthermie ist ein Bereich mit deutlichen technischen Potenzialen, die in der Analyse klar ausgewiesen werden: Insgesamt stehen fast 30 TWh/a an technisch möglicher solarthermischer Wärme zur Verfügung, davon entfallen 19 TWh/a auf Gebäudeflächen und gut 10 TWh/a auf Freiflächen. Die realisierbaren Potenziale hingegen liegen 2030 bei etwa 5½ bis 6 TWh/a und steigen bis 2040 auf rund 9 bis 13 TWh/a.

Besonders vielfältig zeigt sich das Feld der Umgebungswärme und Abwärme, das aus mehreren Subtechnologien besteht und für die jeweils spezifische technische Potenziale ausgewiesen wurden. Die Nutzung von Luftwärme – typischerweise über Wärmepumpen – besitzt ein technisches Potenzial von rund 35 TWh pro Jahr. Realisierbar sind davon im Jahr 2030 etwa 7 bis 10 TWh/a und im Jahr 2040 rund 13 bis 20 TWh/a. Die oberflächennahe Geothermie zeigt mit über 52 TWh/a (geschlossene Systeme) und knapp 29 TWh/a (offene Systeme) eines der größten technischen Potenziale im gesamten Wärmesektor. Realisierbar sind im Jahr 2030 etwa 3 bis 4 TWh/a und bis 2040 rund 7 bis 14 TWh/a (geschlossene Systeme) sowie etwa 1 bis 3 TWh/a (offene Systeme). Wärme aus Flüssen verfügt über ein technisches Potenzial von knapp 5 TWh/a, wovon im Jahr 2040 zwischen 0,7 und 1,5 TWh/a realisierbar erscheinen. Schließlich weist die direkte Nutzung industrieller Abwärme (> 50° C) ein technisches Potenzial von bis zu 3,6 TWh/a und die Niedertemperaturabwärme von bis zu 5,7 TWh/a auf; realisierbar sind 2040 zusammen etwa 4 bis 6,5 TWh/a.

11.1.2 Vergleich der erneuerbaren Energiepotenziale mit der Energienachfrage

Die in dieser Studie ermittelten realisierbaren Potenziale erneuerbarer Energien für die Jahre 2030 und 2040 erlauben eine umfassende Einordnung der möglichen zukünftigen Energieerzeugung in Österreich. Um diese Potenziale sachgerecht zu bewerten, ist es erforderlich, sie in Relation zur erwarteten Energienachfrage zu setzen, wie sie in Tabelle 15 ausgewiesen ist. Die hierin ausgewiesenen Zahlen basieren auf einem facheinschlägigen Literaturvergleich aktueller Energieszenarien wie in Abschnitt 10 detailliert beschrieben. Die Angabe von Bandbreiten (Low/Medium/High) kennzeichnet hierbei nicht die absolute Höhe der jeweiligen Energienachfrage, sondern vielmehr den Ambitionsgrad hinsichtlich Systemtransformation bzw. Dekarbonisierung. Erst durch diese Gegenüberstellung entsteht ein Bild darüber, in welchem Ausmaß die identifizierten erneuerbaren Ressourcen einen Beitrag zur Deckung der künftigen Energiebedarfe leisten können und welche strukturellen Abhängigkeiten und Herausforderungen sich dabei ergeben.

Die österreichische Endenergienachfrage lag 2021 bei rund 312 TWh/a und bewegt sich 2030 innerhalb einer Bandbreite um den heutigen Wert. Für 2040 wird ein deutlicher Rückgang erwartet, der je nach Entwicklung der Energieeffizienz, der Elektrifizierung und der strukturellen Veränderungen in Wirtschaft und Mobilität zwischen etwa 200 und knapp 300 TWh/a liegt. Besonders auffällig ist die erwartete Verringerung des Energieverbrauchs im Verkehr, dessen Bedarf von derzeit rund 103 TWh/a auf Werte zwischen etwa 42 und 90 TWh/a im Jahr 2040 sinkt. Dieser Rückgang beruht vor allem auf einem zunehmenden Einsatz elektrischer Antriebe sowie veränderten Mobilitätsmustern. Auch die Industrie weist in Richtung 2040 tendenziell geringere Bedarfe auf,

wenngleich die Bandbreite hier aufgrund der sektoralen Heterogenität und der unterschiedlichen Geschwindigkeit technologischer Umstellungen relativ groß bleibt.

Die Wärmenachfrage bleibt in der näheren Zukunft zunächst weitgehend stabil und wird durch Effizienzgewinne, Sanierungsaktivitäten und sinkende Systemtemperaturen schrittweise geringer, sodass sie 2040 im Bereich zwischen 73 und rund 87 TWh/a zu liegen kommen soll. Die Stromnachfrage wiederum steigt deutlich an und bewegt sich 2030 bereits über dem heutigen Niveau. Für 2040 wird ein Wert zwischen 113 und etwa 126 TWh/a erwartet. Gründe hierfür sind die zunehmende Elektrifizierung in allen Verbrauchssektoren, insbesondere im Gebäudebereich und im Verkehr, sowie der steigende Strombedarf für neue industrielle Anwendungen einschließlich der Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff.

Die Nachfrage nach grünem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen spielt im Gesamtvergleich eine besondere Rolle. Während heute kein messbarer Bedarf ausgewiesen wird, werden für 2030 bereits 10 bis 16 TWh/a und für 2040 15 bis 76 TWh/a angenommen. Diese Bedarfe müssen vollständig durch erneuerbare Quellen gedeckt werden, was erhebliche zusätzliche Mengen an erneuerbarem Strom oder biogenen Ressourcen erfordert. In der zugrundeliegenden Szenarioliteratur wurde unterstellt, dass ein großer Teil der Nachfrage nach diesen Energieträgern auch künftig importiert wird. Gemäß der oberen Bandbreite der Stromnachfrage 2040 sind demnach beispielsweise nur rund 15 TWh/a von insgesamt 125,6 TWh/a für die heimische Wasserstoffproduktion reserviert.

Energienachfrage pro Kategorie in TWh/a	Status Quo*	Bandbreite Low 2030	Bandbreite Medium 2030	Bandbreite High 2030	Bandbreite Low 2040	Bandbreite Medium 2040	Bandbreite High 2040
Endenergieverbrauch nach Sektoren							
Industrie	86,1	94,4	91,7	73,6	96,7	91,4	72,2
Verkehr	102,9	106,7	103,6	68,6	90,3	82,1	41,9
Sonstige	122,9	113,9	107,2	102,2	112,8	99,8	86,4
Endenergieverbrauch gesamt	312,0	315,0	302,5	244,4	299,7	273,4	200,6
Aufschlüsselung der Energienachfrage nach Energieträgern und Bedarfskategorien							
Stromverbrauch (Bruttobilanz)	74,3	76,1	72,8	75,8	101,7	113,1	125,6
Wärmeverbrauch (endenergetisch)	91,7	91,0	k. A.	85,9	87,5	k. A.	73,0
Energienachfrage nach synthetischen Kraftstoffen inkl. Wasserstoff (auf Basis erneuerbarer Energien)	0,0	0,0	10,0	16,0	0	15,0	75,7

Tabelle 15
Bandbreiten der Energie-
nachfrage 2030 und 2040

ANMERKUNG: *Angaben zum Status Quo
beziehen sich hier auf 2021.
k. A. ... keine Angaben

Vor diesem Hintergrund lassen sich die ermittelten Potenziale der erneuerbaren **Stromerzeugung** einordnen. Photovoltaik, Windenergie und Wasserkraft bilden zusammen das zentrale Rückgrat der künftigen heimischen Stromproduktion. Für das Jahr 2040 liegen die kombinierbaren Potenziale dieser drei Technologien in einer Bandbreite, die sich grob im Bereich von

rund 98 bis 149 TWh/a bewegt, wobei die Photovoltaik den stärksten absoluten Zuwachs aufweist. Die Windenergie kann ebenfalls substanzielle Beiträge liefern und ihr heutiges Erzeugungsniveau deutlich überschreiten. Die Wasserkraft bleibt mengenmäßig weitgehend konstant und bildet durch ihre weniger fluktuierende Erzeugung einen wichtigen stabilisierenden Faktor.

Vergleich der Stromerzeugungspotenziale ausgewählter erneuerbarer Energien (PV, Wind- und Wasserkraft) mit der Bruttostromnachfrage 2030 und 2040

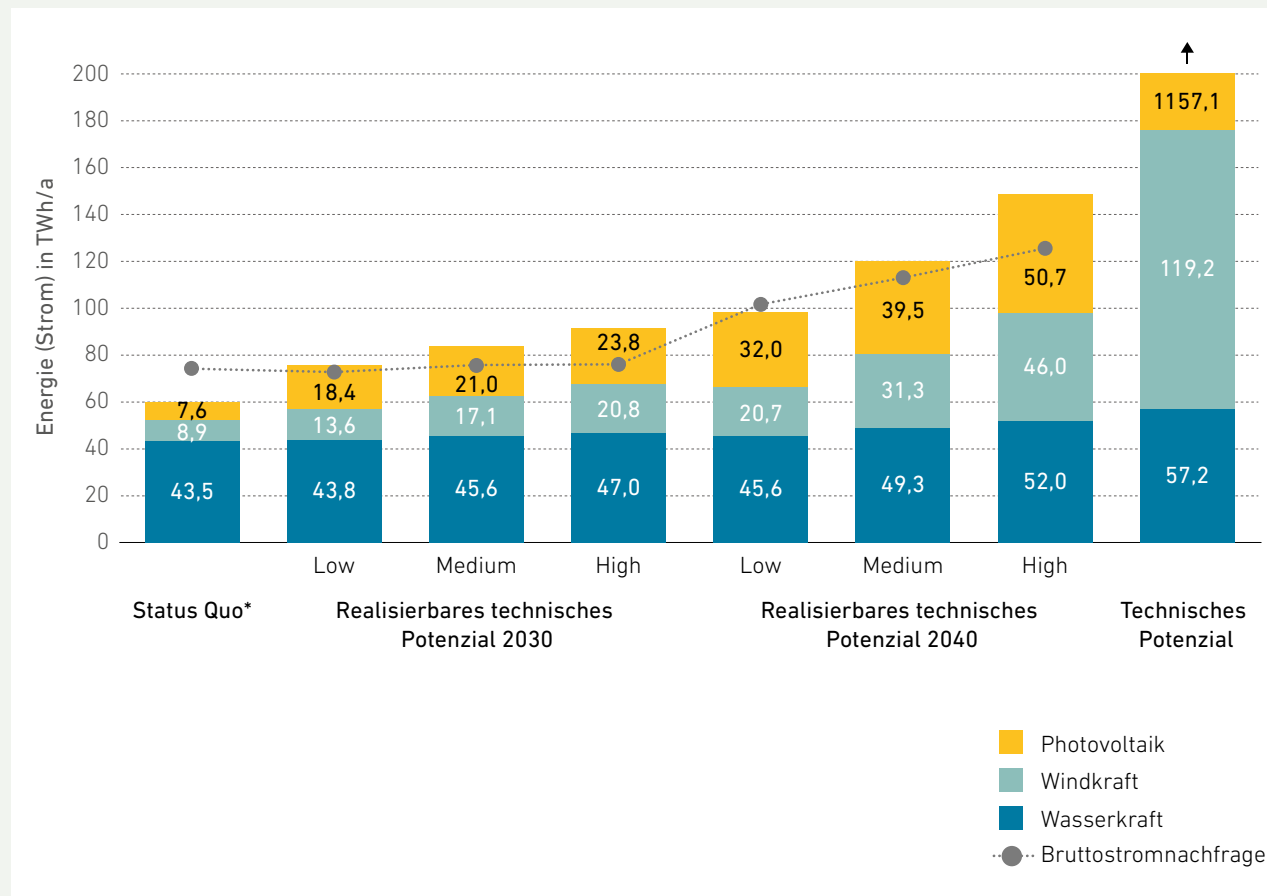


Abbildung 42

Vergleich der Stromerzeugungspotenziale ausgewählter erneuerbare Energien (PV, Wind- und Wasserkraft) mit der Bruttostromnachfrage 2030 und 2040 gemäß den identifizierten Bandbreiten (Low, Medium, High)

ANMERKUNG: *Angaben zum Status Quo beziehen sich auf das Jahr 2024.

Vergleicht man diese Potenziale mit der erwarteten Stromnachfrage in den Stützjahren, zeigt sich ein differenziertes Bild wie in Abbildung 42 veranschaulicht. Für 2030 wird deutlich, dass die ausgewiesenen Potenziale in einer mittleren bis ambitionierten Ausbauentwicklung bereits

eine weitgehende Deckung der heimischen Stromnachfrage ermöglichen. Für 2040 bestätigt sich diese Einordnung noch stärker: Die kombinierbaren realisierbaren Potenziale von Photovoltaik, Wasserkraft und Windenergie bewegen sich insgesamt in einer Größenordnung,

die die ausgewiesene Bruttostromnachfrage grundsätzlich abdecken kann. Dabei kommt den einzelnen Technologien eine unterschiedliche Funktion zu. Die Wasserkraft bildet weiterhin das stabile Fundament der heimischen Stromerzeugung, Windenergie leistet einen wesentlichen Beitrag zur Ausweitung des winterlichen und saisonal ergänzenden Angebots, und die

Photovoltaik trägt den größten zusätzlichen Ausbaupfad. Entscheidend für die tatsächliche Deckung der Nachfrage ist folglich nicht allein die Höhe der ausgewiesenen Potenziale, sondern auch, in welchem Ausmaß diese zeitlich, räumlich und infrastrukturell systemdienlich erschlossen werden.

Vergleich erneuerbarer Wärmepotenziale (lieferbare Wärme nach Umwandlung)

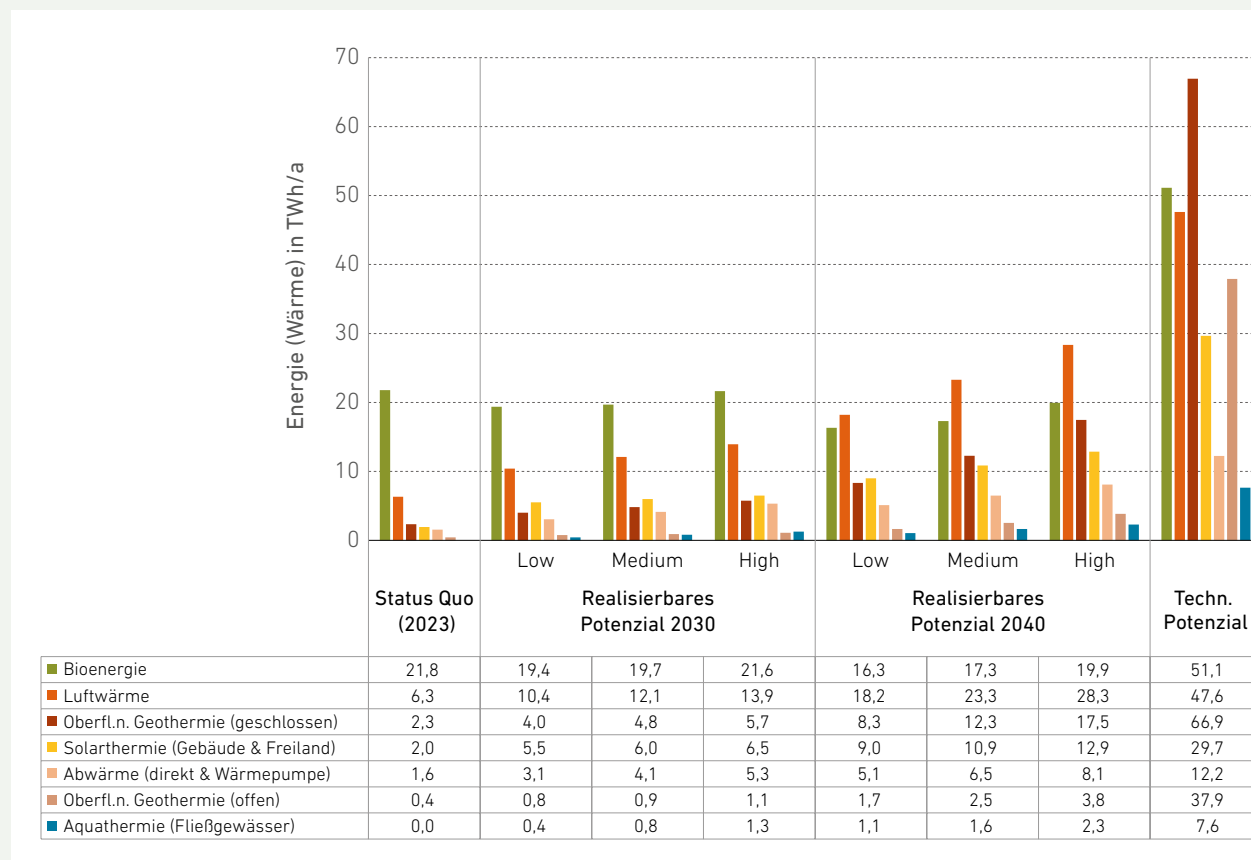


Abbildung 43

Gegenüberstellung der erneuerbaren Wärmepotenziale 2030 und 2040 gemäß den identifizierten Bandbreiten (Low, Medium, High) (Bezug: lieferbare Wärmeenergie nach Umwandlung in Solarkollektor, Wärmepumpe, Kessel, KWK sowie nach anaerober Vergärung)

Im **Wärmesektor** ergibt sich ein gegenüber dem Stromsektor deutlich differenzierteres Bild. Wie Abbildung 43 zeigt, beruht die erneuerbare Wärmeversorgung nicht auf einer einzelnen dominanten Technologie, sondern auf dem Zusammenwirken mehrerer Quellen mit jeweils unterschiedlichen räumlichen, infrastrukturellen und systemischen Voraussetzungen. Die vergleichende Gegenüberstellung in Form lieferbarer Wärmeenergie nach Umwandlung macht sichtbar, dass insbesondere Luftwärme, oberflächennahe Geothermie und Biomasse tragende Beiträge leisten können, während Solarthermie, Abwärme und Aquathermie das Spektrum um weitere relevante Optionen ergänzen.

Besonders hervorzuheben ist die Rolle der Umweltwärme und der oberflächennahen Geothermie. Diese Potenziale sind in ihrer Größenordnung hoch und können bis 2040 wesentliche Beiträge zur Dekarbonisierung von Raumwärme und Brauchwarmwasser leisten. Ihre Ausschöpfung setzt allerdings voraus, dass die Transformation des Gebäudebestands mit sinkenden Systemtemperaturen, höherer Sanierungsrate und einem breiteren Einsatz von Wärmepumpen tatsächlich voranschreitet. Zugleich zeigt die Gegenüberstellung, dass ein erheblicher Teil dieser Potenziale nur dann nutzbar wird, wenn dezentrale Versorgungslösungen, Anergieansätze sowie niedertemperaturtaugliche Wärmenetzlösungen parallel weiterentwickelt werden.

Solarthermie, Abwärme und Aquathermie ergänzen dieses Bild um weitere, teils heute noch untergenutzte Wärmequellen. Solarthermie verfügt sowohl auf Gebäuden als auch im Umfeld von Wärmenetzen über ein relevantes Ausbaupotenzial, das weniger durch die verfügbare Fläche als durch wirtschaftliche, organisatorische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen begrenzt wird. Abwärme aus Industrie und Kläranlagen

sowie Flusswasserwärme sind demgegenüber deutlich stärker standortgebunden, können aber insbesondere in verdichteten Räumen und in Verbindung mit Wärmenetzen spürbare Beiträge leisten. Insgesamt unterstreicht Abbildung 43, dass erneuerbare Wärmequellen bis 2040 einen wesentlichen Teil des Bedarfs decken können, sofern Wärmeinfrastruktur, Gebäudetransformation und Technologieeinsatz räumlich abgestimmt entwickelt werden.

Bioenergie nimmt in diesem Zusammenhang weiterhin eine eigenständige und übergeordnete Rolle ein. Während sie im Stromsektor nur ergänzend wirkt, bleibt sie im Wärmesektor sowie im Bereich erneuerbarer Kraftstoffe ein zentraler Energieträger. Gerade weil Biomasse speicherbar, vielfältig konvertierbar und vergleichsweise flexibel einsetzbar ist, behält sie besondere Bedeutung in jenen Anwendungsfeldern, in denen andere erneuerbare Optionen nur eingeschränkt verfügbar oder schwer integrierbar sind. Gleichzeitig ist ihr Potenzial nicht unbegrenzt: Die energetische Nutzung steht im Wettbewerb mit stofflichen Nutzungen sowie mit künftigen Anforderungen aus Industrie, Gas- und Kraftstoffbereitstellung.

Insgesamt zeigt die Gegenüberstellung von erneuerbaren Erzeugungspotenzialen und Energienachfrage, dass die angestrebte Transformation des Energiesystems bis 2040 aus Potenzialsicht grundsätzlich möglich erscheint. Sowohl im Strom- als auch im Wärmesektor stehen inländische erneuerbare Ressourcen in einer Größenordnung zur Verfügung, die eine weitgehende Deckung der künftigen Nachfrage ermöglichen kann. Entscheidend ist jedoch, dass diese Potenziale nicht isoliert, sondern im Zusammenhang mit Infrastruktur, räumlicher Verteilung, zeitlicher Verfügbarkeit und sektoraler Verwendung betrachtet werden.

11.2 Ergänzende wirtschaftliche Einordnung erneuerbarer Energietechnologien

Neben energetischen Größenordnungen sind ökonomische Indikatoren für die Einordnung der Realisierbarkeit relevant. Abbildung 44 stellt für Photovoltaik, Windkraft und Wasserkraft eine vergleichende Darstellung der Stromgestehungskosten (LCOE) und der Marktwertigkeit für heute sowie für 2030 und 2040 dar. Die ausgewiesenen LCOE-Bandbreiten beruhen auf einer standortbezogenen Bewertung (Errichtungs- und Betriebskosten sowie standortabhängige Ertragsspezifika).

Die zugrunde gelegten Kostendaten wurden u. a. anhand des EAG-Gutachtens aktualisiert und mit einschlägiger internationaler Literatur (z. B. IEA World Energy Outlook, IEA Energy Technology Perspectives, IRENA) abgeglichen; die Abschätzung der Marktwertigkeit stützt sich auf modellbasierte Energiesystemanalysen, u. a. im Kontext des FFG-Sondierungsprojekts „Marktpremien 2.0“ (AIT).

Vergleich Stromgestehungskosten (LCOE) und Marktwertigkeit von Wind, PV und Wasserkraft

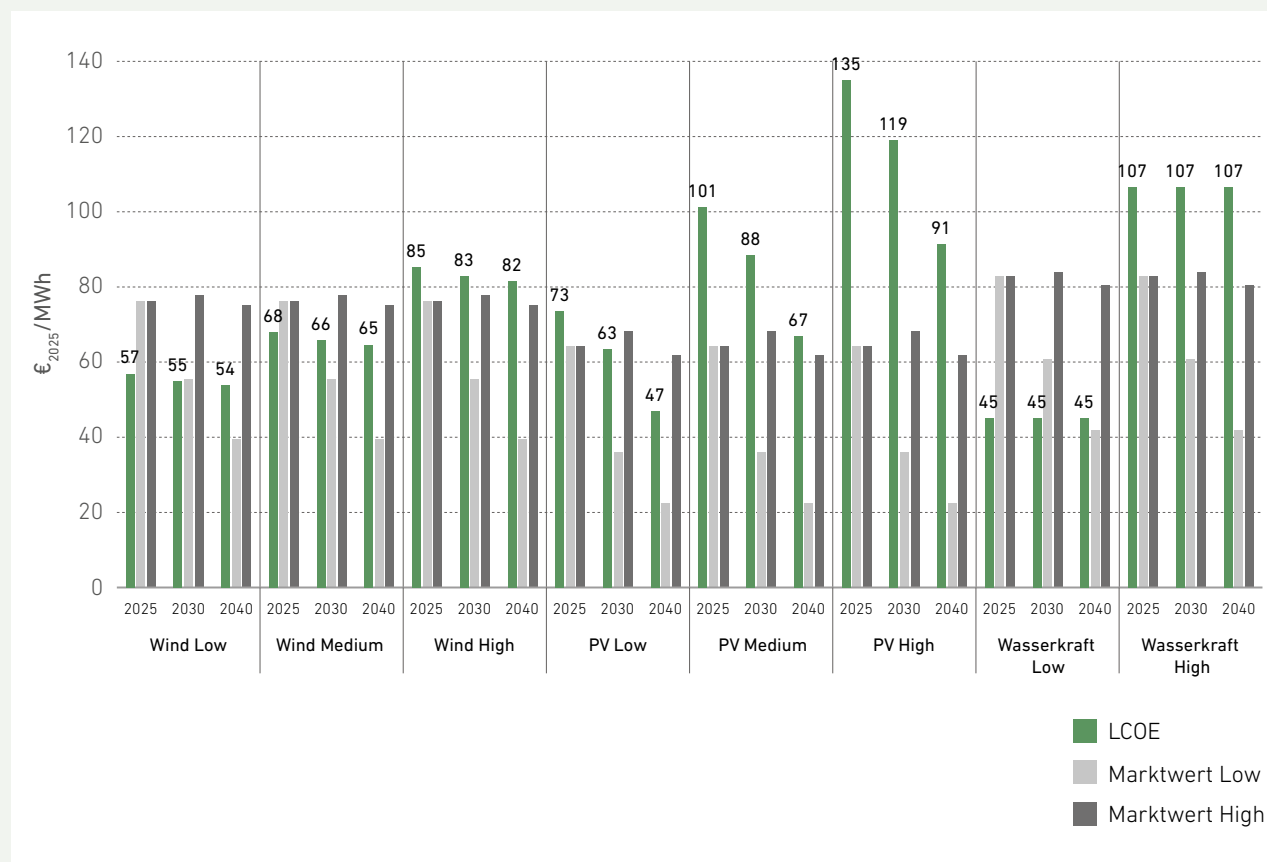


Abbildung 44

Vergleich der Stromgestehungskosten (LCOE) sowie der Marktwertigkeit von Wind, Photovoltaik und Wasserkraft heute und morgen

QUELLE: eigenen Analysen, basierend auf [12], [1]

Abbildung 44 verbindet damit Kosten- und Systemperspektive und erlaubt eine erste Einschätzung, wie sich Realisierbarkeit unter künftigen Rahmenbedingungen entwickeln könnte. Photovoltaik zeigt sinkende Erzeugungskosten, zugleich können mit steigendem Anteil der Mittagsproduktion systemische Effekte die Marktwertigkeit beeinflussen. Windenergie weist aufgrund einer zeitlich breiteren Einspeisung häufig eine robustere Marktwertigkeit auf, bleibt jedoch stark standort- und genehmigungsabhängig. Wasserkraft nimmt aufgrund ihrer Verfügbarkeit und Flexibilität eine stabile Rolle ein, wobei der zusätzliche Ausbau gegenüber anderen Technologien begrenzt ist.

Insgesamt unterstreicht Abbildung 44, dass die Realisierbarkeit nicht allein durch Technologiepreise bestimmt wird, sondern auch durch Standortqualität, Profilwertigkeit und Systemintegration (Netze, Speicher, Flexibilität). Für Bioenergie und Wärmetechnologien werden wirtschaftliche Einflussgrößen im Detail in den entsprechenden Technologiekapiteln der Langfassung dieser Studie diskutiert; grundsätzlich bleiben Rohstoffpreise, lokale Randbedingungen sowie Systemtemperaturen und Effizienzen (z. B. JAZ bei Wärmepumpen) zentrale Determinanten.

11.3 Der Einfluss des Klimawandels auf Energieerzeugung und Nachfrage

Die in dieser Studie dargestellten Potenziale erneuerbarer Energien beziehen sich im Kern auf heutige klimatische und meteorologische Bedingungen. Ausnahme hiervon bildet die Wasserkraft, da hier klimatische Veränderungen bereits integraler Bestandteil der Potenzialermittlung waren. Für andere Technologien wurden klimatische Einflüsse teils ergänzend bewertet,

ohne jedoch eine eigene Potenzialprojektion unter zukünftigen Klimaverhältnissen vollständig durchzuspielen. Die nachfolgenden Ausführungen sollen daher die in Kapitel 11.1 dargestellten Ergebnisse kontextualisieren und nachvollziehbar machen, in welchem Rahmen künftige klimatische Entwicklungen die Erzeugung und die Nachfrage beeinflussen können.

Tabelle 16 und Tabelle 17 geben einen orientierenden Überblick über jene klimatischen Veränderungen, die auf die Energieerzeugung und die Energienachfrage wirken können. Tabelle 16 fasst die erwartbaren temperaturempfindlichen Effekte auf den Wärme- und Kühlbedarf zusammen, während Tabelle 17 die potenziellen Auswirkungen auf das erneuerbare Energieangebot beschreibt. Beide Tabellen dienen als ergänzende Informationen und verdeutlichen, dass klimatische Einflüsse sowohl regional als auch saisonal unterschiedlich ausfallen können und daher als zusätzliche, nicht determinierende Einflussgröße auf die Potenzialabschätzungen zu verstehen sind.

Für das Verständnis der Tabellen ist zunächst der Begriff Global Warming Level (GWL) zentral. Gemeint ist damit ein globales Erwärmungsniveau gegenüber der vorindustriellen Referenzperiode 1850 bis 1900. Ein GWL von 2 °C beschreibt somit eine Klimawelt, in der die globale Mitteltemperatur im langjährigen Mittel um rund 2 °C über dem vorindustriellen Niveau liegt; entsprechend stehen GWL-3 °C und GWL-4 °C für stärkere Erwärmungszustände. In der ROBINE-Studie werden diese GWLs als gemittelte 20-jährige Perioden betrachtet, sodass Auswirkungen nach dem Ausmaß der Erwärmung geordnet werden können.

Tabelle 16 zeigt die relativen Veränderungen ausgewählter wetterabhängiger Verbrauchskomponenten im Vergleich zu historischen Klimaperioden. Betrachtet werden Raumheizung in Haushalten, Raumheizung im tertiären Sektor, Kühlung in Haushalten und im tertiären Sektor sowie temperaturabhängige Effekte bei der E-Mobilität von Personenzug. Der tertiäre Sektor umfasst dabei Dienstleistungsbereiche und Nichtwohngebäude, etwa Büros, Handel, Bildung, Gesundheit oder Beherbergung. Die angegebenen Werte sind Prozentänderungen: Negative Werte stehen für einen Rückgang, positive Werte für einen Anstieg. Die Begriffe Minimum, Mittelwert und Maximum sind als regionale Spannweite zu lesen. Insgesamt macht Tabelle 16 deutlich, dass der Klimawandel die temperaturabhängige Energienachfrage strukturell verschiebt: Der Heizbedarf sinkt, während der Kühlbedarf deutlich zunimmt; zugleich sind die Veränderungen regional unterschiedlich stark ausgeprägt.

Zur Interpretation ist wichtig, dass Minimum, Mittelwert und Maximum nicht drei Pfade für ganz Österreich darstellen, sondern die kleinste, mittlere und größte beobachtete Veränderung über die betrachteten Regionen hinweg. So steht bei der Raumheizung das „Minimum“ für die stärkste Abnahme, während das „Maximum“ die geringste Abnahme bezeichnet; bei der Kühlung ist es umgekehrt. Beispielhaft zeigt Tabelle 16 für die Raumheizung in Haushalten unter GWL-3 °C einen Mittelwert von -21,7%, während für die Kühlung in Haushalten unter GWL-3 °C ein Mittelwert von +86,5% ausgewiesen wird.

Tabelle 17 beschreibt die entsprechende Einordnung auf der Angebotsseite. Dargestellt sind die relativen Änderungen der Vollarbeitsstunden beziehungsweise der spezifischen Energieerträge für wetterabhängige erneuerbare Stromtechnologien. Vollarbeitsstunden sind eine gebräuchliche Kennzahl für den Jahresertrag einer Anlage: Sie geben an, wie viele Stunden eine Anlage rechnerisch mit ihrer Nennleistung laufen müsste, um den tatsächlich erzielten Jahresertrag zu erzeugen. Steigen die Vollarbeitsstunden, verbessert sich der spezifische Ertrag; sinken sie, fällt er entsprechend geringer aus. Tabelle 17 zeigt damit nicht den gesamten Ausbau der jeweiligen Technologie, sondern den klimabedingten Einfluss auf die Ertragsbedingungen von Photovoltaik, Windenergie und Laufwasserkraft. Auch in Tabelle 17 sind Minimum, Mittelwert und Maximum als regionale Bandbreite zu verstehen. Für die Photovoltaik sind die Änderungen insgesamt vergleichsweise gering (Mittelwerte nahe null; erst unter hohen Erwärmungsniveaus leicht negativ). Bei der Windenergie zeigt sich im Mittel ein positiver Effekt, der mit stärkerer Erwärmung zunimmt; gleichzeitig ist die regionale Streuung hier besonders ausgeprägt. Bei der Laufwasserkraft ergeben sich im Mittel ebenfalls eher positive Änderungen der spezifischen Erträge, wobei regionale Unterschiede sichtbar bleiben. Damit wird deutlich, dass der Klimawandel die wetterabhängige erneuerbare Stromerzeugung nicht einheitlich verändert, sondern technologie- und standortabhängig wirkt.

Wetterabhängige Verbrauchskomponenten	GWL-2 °C [%]	GWL-3 °C [%]	GWL-4 °C [%]
Raumheizung (Haushalte)			
Minimum	-15,4	-24,4	-34,5
Mittelwert	-12,9	-21,7	-31,6
Maximum	-9,5	-18,2	-26,3
Raumheizung (tertiär)			
Minimum (max. Abnahme)	-14,5	-23,4	-33,1
Mittelwert	-12,3	-20,8	-30,2
Maximum (min. Abnahme)	-9,0	-17,3	-25,2
Kühlung (Haushalte)			
Minimum	32,4	63,7	92,7
Mittelwert	43,1	86,5	135,5
Maximum	67,3	139,5	236,2
Kühlung (tertiär)			
Minimum	35,4	71,2	104,3
Mittelwert	43,1	90,8	144,1
Maximum	60,7	135,5	235,3
E-Mobilität (Personenwagen)			
Minimum (max. Abnahme)	-4,2	-6,6	-8,9
Mittelwert	-3,9	-5,7	-7,6
Maximum (min. Abnahme)	-3,4	-4,6	-6,2

Tabelle 16

Minimale, mittlere und maximale relative Veränderungen von wetterabhängigen Energieverbrauchskomponenten je globalem Erwärmungsniveau (Global Warming Level (GWL)) im Vergleich zu historischen Klimaperioden (in %) (Quelle: [14])

Wetterabhängige erneuerbare Energien (Strom)	GWL-2 °C [%]	GWL-3 °C [%]	GWL-4 °C [%]
Photovoltaik			
Minimum	-1,3	-1,8	-3,4
Mittelwert	0,5	0,2	-1,2
Maximum	1,6	1,2	0,5
Windenergie			
Minimum	-1,0	-0,1	-1,8
Mittelwert	2,8	6,3	9,4
Maximum	16,4	24,5	46,8
Laufwasserkraft			
Minimum	1,0	-2,4	-4,3
Mittelwert	5,0	5,9	4,9
Maximum	8,7	12,2	13,8

Tabelle 17

Minimale, mittlere und maximale Werte der relativen Änderungen der spezifischen Energieerträge für wetterabhängige erneuerbare Energien Energieverbrauchskomponenten je globalem Erwärmungsniveau (Global Warming Level (GWL)) im Vergleich zu historischen Klimaperioden (in %) (Quelle: [14])

Die Angaben in beiden Tabellen basieren auf Ergebnissen der ROBINE-Studie (Regionsspezifische Impactuntersuchung des Klimawandels für eine robuste und integrierte Energieinfrastruktur in Österreich). Diese Untersuchung analysierte mithilfe hochauflösender Klimaprojektionen, wie sich veränderte Witterungs- und Temperaturverhältnisse auf zentrale Bereiche des Energiesystems auswirken könnten. Der Ansatz umfasste sowohl temperaturempfindliche Veränderungen des Heiz- und Kühlbedarfs als auch mögliche Wirkungen auf erneuerbare Erzeugungspfade wie Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft sowie auf Stromübertragungs- und Verteilnetze. Darüber hinaus wurden Extremereignisse wie Hitzewellen, Kälteperioden, Starkniederschläge oder Trockenphasen berücksichtigt, um die Resilienz der Energieinfrastruktur zu bewerten. Die in diesem Bericht verwendeten Kennzahlen zu klimatischen Einflussfaktoren stützen sich auf diese Grundlagen. Weiterführende Informationen finden sich in [14]; die zugrundeliegenden Datensätze, insbesondere zu Heizung und Kühlung, sind öffentlich über Zenodo zugänglich (zenodo.org/records/15681180).

In der **Gesamtschau** zeigen die zugrunde liegenden Auswertungen, dass der Klimawandel sowohl auf die Nachfrageseite als auch auf die Erzeugungsseite des Energiesystems wirkt, allerdings in unterschiedlicher Weise. Auf der Nachfrageseite nimmt der temperaturabhängige Heizbedarf ab, während der Kühlbedarf deutlich zunimmt. Auf der Angebotsseite bleiben die Änderungen bei der Photovoltaik eher gering, während sich für Windenergie und teilweise auch für die Laufwasserkraft im Mittel eher günstige Effekte ergeben können. Daraus folgt nicht, dass der Klimawandel die Systemtransformation vereinfacht; wohl aber wird deutlich, dass seine Wirkungen differenziert zu betrachten sind und nicht pauschal nur als zusätzliche Belastung interpretiert werden sollten. Entscheidend bleiben die räumliche Verteilung, die saisonale Verfügbarkeit sowie

die Fähigkeit des Energiesystems, diese Veränderungen durch Netze, Speicher, Flexibilität und geeignete Infrastruktur aufzunehmen.

Auswirkungen auf die Windenergie: Für die Windenergie deuten die Auswertungen darauf hin, dass sich Veränderungen im Windangebot vor allem regional und saisonal bemerkbar machen können. Tabelle 17 weist im Mittel eher positive Änderungen der Vollaststunden aus, zugleich zeigt die ROBINE-Studie eine breite regionale Streuung. Da Windenergie im österreichischen Energiesystem eine wichtige Rolle bei der winterlichen Strombereitstellung spielt, könnten solche Verschiebungen künftig stärker in der Systemplanung zu berücksichtigen sein. Die grundsätzlichen Aussagen der Potenzialanalyse werden dadurch jedoch nicht in Frage gestellt.

Auswirkungen auf die Photovoltaik: Für die Photovoltaik zeigen die vorliegenden Ergebnisse nur geringe klimabedingte Änderungen der spezifischen Erträge. Die in Tabelle 17 dargestellten Mittelwerte liegen in allen betrachteten Erwärmungsniveaus nahe bei null und weisen erst unter GWL-4 °C einen leicht negativen Mittelwert auf. Daraus lässt sich ableiten, dass die langfristige Rolle der Photovoltaik weiterhin vor allem durch Flächenverfügbarkeit, Anlagenausrichtung, Netzintegration, Speicher und Systemeinbindung bestimmt wird und weniger durch starke klimabedingte Änderungen des jährlichen Strahlungsdargebots.

Auswirkungen auf die Wasserkraft: Im Unterschied zu Wind und Photovoltaik wurden die Potenziale der Wasserkraft bereits auf Grundlage klimabereinigter Niederschlags- und Abflussdaten ermittelt. Veränderungen des Wasserhaushalts, der saisonalen Speicherkapazität und der Temperaturabhängigkeit der Abflüsse sind daher bereits integraler Bestandteil der ausgewiesenen Potenziale.

Einordnung für den Wärmesektor: Für den Wärmesektor sind die Schlussfolgerungen anders gelagert. Der Rückgang des Heizbedarfs steht grundsätzlich im Einklang mit den erwarteten klimatischen Veränderungen, zugleich gewinnt die Kühlung an Bedeutung. Für Technologien wie Wärmepumpen, Solarthermie oder erneuerbare Wärmenetze bedeutet das nicht nur veränderte Jahresenergiemengen, sondern auch veränderte saisonale Anforderungen. Insbesondere im Gebäudebereich und in verdichteten Räumen wird damit die Frage wichtiger, wie Wärme- und Kältesysteme gemeinsam geplant, flexibilisiert und auf niedrigere Temperaturniveaus ausgerichtet werden können.

Einordnung im Gesamtkontext der Potenzialanalyse: Insgesamt unterstreicht der Blick auf den Klimawandel, dass die in dieser Studie ausgewiesenen Potenziale auch unter veränderten klimatischen Rahmenbedingungen grundsätzlich relevant bleiben, ihre tatsächliche Nutzung aber künftig noch stärker von regionalen und systemischen Bedingungen abhängen wird. Der Klimawandel verändert damit nicht die grundsätzliche Richtung der Energiewende, wohl aber die Rahmenbedingungen ihrer Umsetzung. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, Potenzialerschließung, Infrastrukturplanung und Anpassung an den Klimawandel künftig noch enger miteinander zu verknüpfen.

11.4 Fazit und Ausblick

Die Ergebnisse zeigen, dass Österreich über umfangreiche erneuerbare Energiepotenziale verfügt, deren Nutzung bei geeigneten Rahmenbedingungen einen wesentlichen Beitrag zur langfristigen Versorgung leisten kann. Zugleich wird deutlich, dass die Realisierbarkeit weniger von den technischen Potenzialen selbst abhängt als von Fragen der Systemintegration, der Infrastruktur und der regionalen Voraussetzungen. Mit Blick auf 2030 und 2040 rückt damit zunehmend die Fähigkeit in den Vordergrund, diese Potenziale geordnet, effizient und kohärent in das Energiesystem einzubetten. Die Studie liefert hierfür eine solide Grundlage und macht deutlich, dass die energetische Transformation vor allem davon profitieren wird, wie gut es gelingt, die identifizierten Potenziale in ein zunehmend erneuerbares Gesamtsystem zu integrieren.

Abschließend sei der Hinweis erlaubt, dass die Ergebnisse in einem Web-GIS-Tool kartografisch aufbereitet wurden, um eine regional differenzierte Bewertung zu ermöglichen, vgl. gtif-austria.info. Damit liefert die Studie eine faktenbasierte Grundlage für politische Entscheidungen, Raumplanung und technologische Entwicklungsstrategien.

12.0 Literaturverzeichnis

- [1] D. Huppmann, M. Keiler, K. Riahi, H. Rieder et al. (2025), „Zusammenfassung für die politische Entscheidungsfindung,“ in *„Second Austrian Assessment Report on Climate Change (AAR2) of the Austrian Panel on Climate Change (APCC)“*. [D. Huppmann, M. Keiler, K. Riahi, H. Rieder (eds.)], Vienna, Austria, Austrian Academy of Sciences Press, Vienna, Austria | doi: 10.1553/aar2-spm-de | url: aar2.ccca.ac.at/zusammenfassung, 2025.
- [2] Europäische Kommission, „Energy Efficiency First principle,“ energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-first-principle_en.
- [3] P. Weiss, T. Boiger, M. Mayer, C. Schmid, C. Schürz, P. Schwarzbauer und T. Stern, „Holzbiomasse für die energetische Nutzung in Österreich,“ Umweltbundesamt, Wien, 2025.
- [4] P. Valent, J. Kmmler, J. Parajka und G. Blöschl, „Hydrological Simulations of expected Changes in River Discharges,“ Institut für Wasserbau und Ingenieurhydrologie, Wien, 2025.
- [5] Geosphere Austria, „Solarkataster Österreich,“ Wien, 2025.
- [6] KP. Zulka, K. Huchler, B. Schön, T. Wrbkka, H. Kudrnovsky, S. Schindler, „Österreichische Hotspots der Biodiversität zur systematischen Naturschutzplanung“, Bde. %1 von %2REP-0945, 2024.
- [7] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), „Biodiversitäts-Strategie Österreich 2030+“, Wien, 2022.
- [8] Diversity, Convention on Biological, Kunming-Montreal Global Diversity Framework, 2022.
- [9] Europäische Kommission, „Bringing natura back into our lives. EU 2030 Biodiversity strategy“, 2020.
- [10] M. Stallegger, F. Lener, K. Nadler, M. Proschek-Hauptmann, „Natura 2000-Schattenliste 2012“. Evaluation der Ausweisungsmängel und Gebietsvorschläge., 2012.
- [11] H. Leitner, D. Leissing, R. Grillmayer, „Lebensraumvernetzung in Österreich“. Fact Sheet zur ÖGLA-Seminarreihe „Umsetzung der Landschaftsdeklaration“, 2023.
- [12] Austrian Energy Agency, „Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes,“ Wien, 2024. Eine Studie im Auftrag des BMK
- [13] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, „Weiterentwicklung der Marktprämienförderung für erneuerbare Energien unter Einbeziehung der Rolle von PPAs – ein FFG Forschungsprojekt unter der Leitung von AIT,“ AIT, 30.06.2024. [Online]. Available: www.ait.ac.at/themen/flexibilitaet-geschaeftsmodelle/projekte/marktpraemien-20.
- [14] D. Suna et al., „ROBINE – Regionsspezifische Impactuntersuchung von Klimawandel für eine robuste und integrale Energieinfrastruktur in Österreich,“ Eine Studie im Rahmen der FFG Energieforschung. AIT, BOKU., Wien, 2025.
- [15] G. Resch, „Dynamic cost-resource curves for electricity from renewable energy sources and their application in energy policy assessment (in Englisch, PhD-Thesis),“ TU Wien, Wien, Österreich, 2005.
- [16] Umweltbundesamt, „Erzeugung von erneuerbarem Strom und Biomethan – Szenarien für 2030 und 2040, Report 0874,“ Wien, 2023a.
- [17] European Space Agency, „GTIF,“ EOX, 2022. [Online]. Available: gtif.esa.int/. [Zugriff am 02.07.2025].
- [18] E. Haslinger und G. Götzl, „FTI-Roadmap Geothermie,“ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), Wien, 2022.

- [19] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), „FTI-Roadmap Geothermie – Vision und FTI-politische Fragestellungen,“ BMK, Wien, 2022.
- [20] Verein Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ), „Österreich Klimaneutral – Potenziale, Beitrag und Optionen zur Klimaneutralität mit erneuerbaren Energien (Positionspapier von Erneuerbare Energie Österreich),“ Wien, 2022.
- [21] G. Götzl, C. Steiner, J. Kulich, P. Krois, P. Keglovic, E. Haslinger und J. E. Goldbrunner, „Geothermal Energy Use, Country Update for Austria“, 2025.
- [22] E. Haslinger, G. Götzl, K. Ponweiser und R. Niederbrucker, „GeoHEAT.at – Aufrüstung bestehender konventioneller Wärmegewinnungs- und Industrieanlagen mit Methoden der Geothermie hinsichtlich einer geothermischen Unterstützung, bivalenten Wärmegewinnung sowie einer saisonalen Wärmespeicherung,“ Klima- und Energiefonds, Publizierbarer Endbericht, e!MISSION.at, 1. Ausschreibung, Wien, 2014.
- [23] Statistik Austria, „Nutzenergieanalyse 2023“, Wien, 2024.
- [24] Umweltbundesamt, „Energie- und Treibhausgasszenarien 2023. WEM, WAM, Transition mit Zeitreihen von 2020 bis 2050. Erhältlich unter: www.umweltbundesamt.at/studien-reports/publikationsdetail?pub_id=2503&cHash=142b7026066f138dc8cc2d9e911ab692,“ Wien, 2023.
- [25] T. Krutzler, R. Wasserbaur und I. Schindler, „Energie- und Treibhausgasszenarien 2025,“ Vienna, 2025.
- [26] BMK, „Erneuerbare Kraftstoffe und Energieträger im Verkehrssektor in Österreich 2023,“ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Wien, 2022.
- [27] M. Baumann, K. Fazeni-Fraisl, T. Kienberger, P. Nagovnak, P. Pauritsch, D. Rosenfeld, C. Sejkora und R. Tichler, „Erneuerbares Gas in Österreich 2040,“ Wien, 2021.
- [28] „Austrian Heat Map,“ 2024. [Online]. Available: austrian-heatmap.gv.at/karte/. [Zugriff am 25 03 2024].
- [29] F. Mautner et al., „Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments, Technical report IEA-SHC Task 52 Subtask C (Part C1), Gleisdorf, 15 June 2016 (posted: 2017-05-30), 30 Pages. DOI: 10.13140/RG.2.2.31437.28648;“ 2016.
- [30] Austrian Standards International, „ÖNORM H 5050-1,“ 15 10 2025. [Online]. Available: www.austrian-standards.at/de/shop/onorm-h-5050-1-2025-10-15~p4487522. [Zugriff am 04 11 2025].
- [31] P. Biermayr, C. Dißauer, M. Eberl, M. Enigl, H. Fechner, C. Fink, A. Haumer, M. Jaksch-Fliegenschnee, K. Leonhartsberger, C. Strasser und P. Wonisch, „Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2024,“ BMK, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 23/2025, Wien, 2025.
- [32] H. Formayer et al. (DOI: 10.1038/s41597-023-02494-4), „SECURES-Met – A European wide meteorological data set suitable for electricity modelling (supply and demand) for historical climate and climate change projections,“ zenodo.org, 15 05 2023. [Online]. Available: zenodo.org/records/7907883. [Zugriff am 11 11 2025].
- [33] J. Schmidt, H. Mitter, M. Baumann, B. Boza-Kiss, D. Huppmann, S. Wehrle et al., „Need for Speed: Co-Creating Scenarios for Climate Neutral Energy Systems in Austria in 2040. doi: 10.2139/ssrn.4876120,“ Wien, 2024.
- [34] S. Wogrin, U. Bachhiesl, T. Kienberger et al., „InfraTrans2040 – Energieinfrastruktur 2040 – Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich.“ Ein Bericht im Auftrag von KLIEN, erstellt von TU Graz/IEE, MUL/EVT und WIFO, Graz, Wien, 2023.

Herausgeber

Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung

Leopold-Ungar-Platz 2 / Stiege 1 / Top 142, 1190 Wien

Tel: (+43 1) 585 03 90

office@klimafonds.gv.at

www.klimafonds.gv.at

Autor:innen:

Gustav Resch, Bernhard Mayr, Bernhard Gahleitner, Edith Haslinger – AIT

Siegmund Böhmer, Marianne Bertine Broer, Christine Brendle, Günter Eisenkölb, Stephan Nemetz,

Carlos Elser-Amann, Alexander Storch, Daniel Trauner, Peter Weiss, Raphael Wasserbaur – UBA

Alexander Stökl, Andreas Krenn – Energiewerkstatt

Franz Mauthner, Wolfgang Gruber-Glatzl, Jasmin Pfleger, Andreas Stöger – AEE INTEC

Lukas Kranzl, Frank Radosits, Fabian Schipfer, Peter Valent – TU Wien

Projektreferenz: BW000033155**Für den Inhalt verantwortlich**

Die Autor:innen haben die Inhalte der vorliegenden Publikation sorgfältig recherchiert und erstellt. Übertragungs-/inhaltliche Fehler können dennoch nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Die Autor:innen übernehmen daher keine Haftung für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte, insbesondere in Bezug auf eventuelle unmittelbare oder mittelbare Schäden, die durch die direkte oder indirekte Verwendung der angebotenen Informationen entstehen.

Der Inhalt dieser Studie spiegelt zudem nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider. Weder der Klima- und Energiefonds noch die ihn dotierenden Ministerien sind für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet.

Gestaltung

www.angieneering.net

Titelfoto

Ulrich Knoll

Herstellungsort: Wien / Gleisdorf / Lengau, am 25. März 2026

Wir haben diese Broschüre mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt und die Daten überprüft. Rundungs-, Satz- oder Druckfehler können wir dennoch nicht ausschließen.

www.klimafonds.gv.at