

Arbeitsgemeinschaft Alpenraum (ARGE ALP)
Fürstentum Liechtenstein

Energieversorgung im Alpenraum

Vorteile und Möglichkeiten grenzüberschreitender Zusammenarbeit



Schlussbericht
Zürich, September 2024

Nicolas Schmid, Gabrielle Siegrist, Luca Apreda, Stefan Kessler, Thomas von Stokar

Impressum

Energieversorgung im Alpenraum

Vorteile und Möglichkeiten grenzüberschreitender Zusammenarbeit

Schlussbericht

Zürich, September 2024

Schlussbericht_INFRAS.docx

Auftraggeber

Arbeitsgemeinschaft Alpenraum (ARGE ALP)

Fürstentum Liechtenstein

Projektleitung

Nicolas Schmid

Autorinnen und Autoren

Nicolas Schmid, Gabrielle Siegrist, Luca Apreda, Stefan Kessler, Thomas von Stokar

INFRAS, Binzstrasse 23, 8045 Zürich

Tel. +41 44 205 95 95

info@infras.ch

Inhalt

Zusammenfassung	4
Ziel und methodisches Vorgehen der Studie	14
1. Energiewende in den Regionen der ARGE ALP	16
2. Vorteile grenzüberschreitender Zusammenarbeit	24
3. Die Rolle europäischer und nationaler Energiepolitik	27
4. Energiepolitik in den Regionen der ARGE ALP	35
5. Barrieren grenzüberschreitender Zusammenarbeit	40
6. Empfehlungen für vertiefte Zusammenarbeit	46
Literatur	58
Abbildungsverzeichnis	61
Tabellenverzeichnis	63
Annex 1: Abbildungen und Tabellen	64
Annex 2: Faktenblätter zu regionaler Energiepolitik	74

Zusammenfassung

Im Auftrag der **Arbeitsgemeinschaft Alpenraum (ARGE ALP)** und des **Fürstentums Liechtenstein** analysiert die vorliegende Studie **Vorteile, Barrieren, und Möglichkeiten der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit** in der Energieversorgung auf regionaler Ebene. **Ziel** der Studie ist es, **Handlungsmöglichkeiten für eine Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit** in der Energieversorgung zu identifizieren. **Methodisch** beruhen die Ergebnisse auf einem Review wissenschaftlicher Literatur, der Analyse von regionalen Energie- und Klimastrategien (zusammengefasst in Faktenblättern), einer Umfrage unter den Energiefachämtern der Regionen sowie auf 22 Interviews mit Fachpersonen aus Verwaltung und Forschung.

Die Studie macht folgende **sechs Kernaussagen**:

- 1 Durch die Energiewende kommt es zu **Veränderungen auf Angebots- und Nachfrageseite** sowie in der **Verteilung von Energie**. Diese Veränderungen sind auch in den Regionen der ARGE ALP vorzufinden und spiegeln sich in den **Energiestrategien der Regionen** wider.

- 2 Im Zuge der Energiewende ist **grenzüberschreitende Zusammenarbeit** in der Energieversorgung **notwendig** und bringt **Vorteile** für Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umwelt. Diese Vorteile sind auch für die **Regionen der ARGE ALP** relevant und realisierbar.

- 3 Grenzüberschreitende Zusammenarbeit wird von **europäischer und nationalstaatlicher Energie- und Klimapolitik** geprägt. Die **Energiekrise 2022/2023** hat Vorteile, aber auch Grenzen der Zusammenarbeit in der Energieversorgung aufgezeigt. Zusammenarbeit auf regionaler Ebene ist bislang sehr beschränkt.

- 4 Trotz des Primats europäischer und nationaler Energiepolitik ist die **regionale Ebene relevant für die Energieversorgung**. Die Regionen der ARGE ALP haben **Kompetenzen** und nutzen eine **Vielfalt an politischen Massnahmen** zur Förderung der Energiewende vor Ort.

- 5 **Regulatorische, finanzielle, technische und politische Barrieren** erschweren die Realisierung der Vorteile aus vertiefter grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung. Diese Barrieren schränken auch die Möglichkeiten auf **regionaler Ebene** ein.

- 6 Nur **vertiefte politische Zusammenarbeit** kann diese Barrieren abbauen. Es ergeben sich **Empfehlungen an die ARGE ALP und das Fürstentum Liechtenstein** für eigene Massnahmen in den Bereichen erneuerbare Energien, Netze und Versorgungssicherheit sowie Forderungen an die europäische, nationale Ebene.

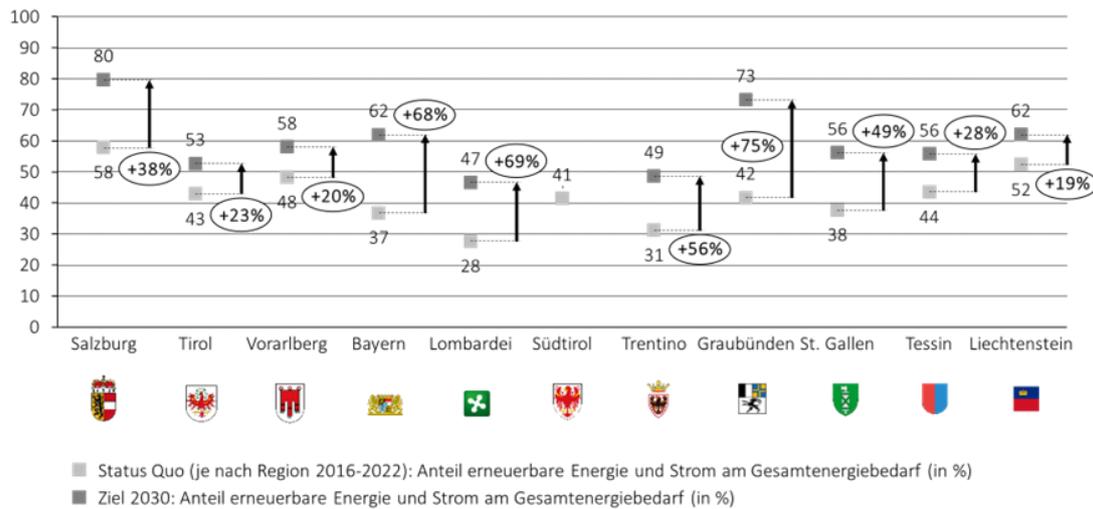
Nachfolgend werden diese sechs Kernaussagen knapp zusammengefasst.

- 1 Durch die Energiewende kommt es zu **Veränderungen auf Angebots- und Nachfrageseite** sowie in der **Verteilung von Energie**. Diese Veränderungen sind auch in den Regionen der ARGE ALP vorzufinden und spiegeln sich in den **Energiestrategien der Regionen** wider. Siehe Kapitel 1

Durch die Energiewende steigt der Anteil dezentraler erneuerbarer Energien stark an. Fossile zentrale Kraftwerke werden aus dem Energiesystem verdrängt. Auf Nachfrageseite erhöht sich der dezentrale Strombedarf von Haushalten und Industrie, weil es mehr Elektroautos und Wärmepumpen gibt, und weil Herstellungsprozesse zunehmend elektrifiziert werden. Netzbetreiber müssen deshalb massiv in den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze investieren.

Status Quo und Ziele im Energiesystem der Regionen der ARGE ALP

% Erneuerbare Energien und Strom am Gesamtenergiebedarf (Status Quo vs. Ziel 2030)



Grafik INFRAS. Quelle: Klima- und Energiestrategien der Regionen der ARGE ALP. Siehe auch regionale Faktenblätter (Annex 2).
 Achtung: Teils unterschiedliche Erhebungsmethodik und Bilanzperimeter sowie Bezugsjahre, weshalb die Daten nur bedingt vergleichbar sind.
 Sonstige Bemerkungen: Für Südtirol konnten keine 2030-Ziele für spezifische Energieträger gefunden werden, der Anteil erneuerbarer Energie soll für Strom aber auf 75% bis 2030 gesteigert werden. Graubünden hat ein Ziel für 2035, nicht für 2030. Die Ziele für Bayern sind aus einer vom Freistaat Bayern in Auftrag gegebenen Studie (FFE 2024). Die offiziellen Ziele Bayerns werden im Sommer 2024 u.a. auf Basis dieser Studie festgelegt. Bezugsjahre für Status Quo (aus Energiestrategien der Regionen): Salzburg 2021, Tirol 2016, Vorarlberg 2018, Bayern 2019, Lombardei 2019, Südtirol 2021, Trentino 2016, Graubünden 2018, St. Gallen 2020, Tessin 2021, Liechtenstein 2022, Südtirol 2021. Erneuerbare Energien = vor allem Wärme aus Biomasse, Fernwärme, Umgebungswärme, erneuerbare Gase. Strom = auch Fossile und Kernkraft, siehe Abbildung 6.

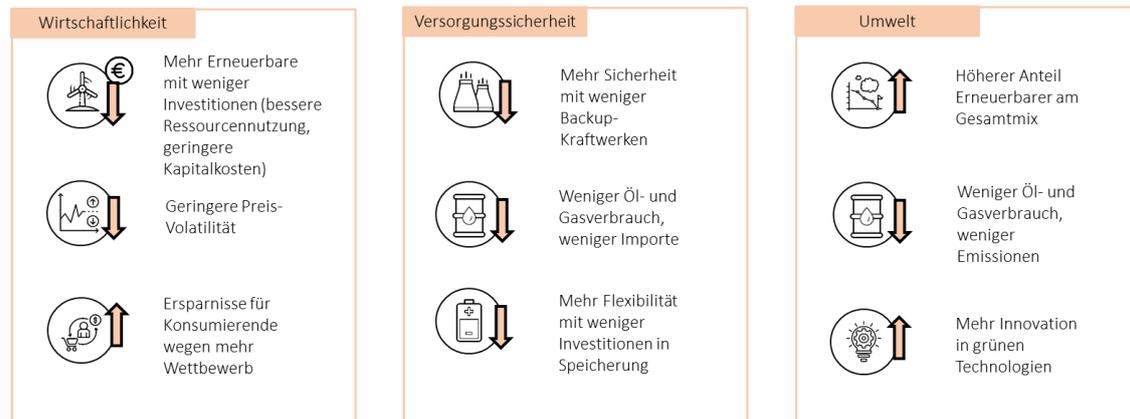
Diese Veränderungen im Energiesystem spiegeln sich auch in den Zielen und Massnahmen der Energiestrategien der Regionen der ARGE ALP wider. Die Abbildung veranschaulicht den Status Quo und das Ziel 2030 des Anteils verschiedener Energieträger (erneuerbare Energien und Strom) im Gesamtenergiebedarf pro Region. Der Anteil erneuerbarer Energie für die Stromherstellung wird massiv steigen, besonders durch den Ausbau von Solar-Photovoltaik.

2

Im Zuge der Energiewende ist **grenzüberschreitende Zusammenarbeit** in der Energieversorgung **notwendig** und bringt **Vorteile** für Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umwelt. Diese Vorteile sind auch für die **Regionen der ARGE ALP** relevant und realisierbar. Siehe Kapitel 2

Die Energiewende hin zu variablen, erneuerbaren Energieträgern erhöht die Notwendigkeit grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung, z.B. beim Ausbau von Übertragungsnetzen. Zusammenarbeit bringt zahlreiche, breit dokumentierte Vorteile für Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umwelt.

Überblick zu den Vorteilen grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung



Grafik INFRAS. Quelle: (IEA 2019; Zachmann et al. 2024).

Die Abbildung fasst diese Vorteile zusammen. Grenzüberschreitende Zusammenarbeit kann Investitionskosten für den Ausbau erneuerbarer Energien sowie Preisvolatilität senken. Weiter kann der Bedarf an Backup-Kraftwerken und Flexibilitätslösungen (Stromspeicher) sinken, weil sich variable Energieträger wie Solar und Windkraft in einem grösseren Netz besser ergänzen können. Mit der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit kann auch der Anteil an erneuerbaren Energien im Gesamtmix steigen, was die Gesamtemissionen senkt.

Diese Vorteile sind auch in den Regionen der ARGE ALP realisierbar. Und sie sind relevant: z.B. bringen sie geringere Preisvolatilität und Kostenersparnisse für regionale Verbraucher oder eine erhöhte Versorgungssicherheit. Alpine Grenzregionen haben teilweise unterschiedliche Ressourcenpotentiale für erneuerbare Energien und Landnutzung. Aus grenzüberschreitender Zusammenarbeit ergeben sich so Synergiemöglichkeiten.

3

Grenzüberschreitende Zusammenarbeit wird von **europäischer und nationaler Energie- und Klimapolitik** geprägt. Die **Energiekrise 2022/2023** hat Vorteile aber auch Grenzen der Zusammenarbeit in der Energieversorgung aufgezeigt. Zusammenarbeit auf regionaler Ebene ist bislang sehr beschränkt. Siehe Kapitel 3

Kompetenzen und Ressourcen zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit sind vor allem auf europäischer und nationalstaatlicher Ebene angesiedelt, wie die Abbildung unten zeigt. Die Europäische Union (EU) hat mit der Energieunion eine tiefe Integration der nationalen Energiemärkte zum Ziel. Historisch haben Nationalstaaten aber die Hoheit über die Gestaltung ihrer Energiesysteme.

Drei Ebenen zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung



Europa und Europäische Union

- Energieunion: Regulierung und Energiebinnenmarkt
- Clean Energy4All, REPowerEU, Green Deal: Zielvorgaben, Regulierung, Finanzierung von EE, Netze (RED III, TEN-E)
- Sonstige supranationale Kooperation in Energiepolitik über Organisationen wie ACER, ENTSO-E

Nationalstaaten (AT, CH, DE, IT)

- Regulierung von Energieproduktion und -netzen (Übertragungs- und Verteilnetzen), siehe NEKPs
- Finanzierung und Zielvorgaben für EE-Ausbau, Netzausbau
- Bi- und multilaterale Kooperation über Plattformen wie Pentalaterales Energieforum, NSCOGI, BEMIP, oder CESEC

Regionen der ARGE ALP

- Kompetenzen beim EE-Ausbau (Flächenplanung, Bewilligungen, Umweltverträglichkeitsanalyse)
- Netzausbau (besonders Übertragungsnetze) weniger in regionaler Kompetenz (Verteilnetze ggf. über lokale EVU)
- Energieflüsse und -handel nicht in regionaler Kompetenz

Grafik INFRAS.

Regionen sind in europäische und nationale Energiepolitik eingebettet. Auch wenn die regionale Ebene mit weniger Kompetenzen und Ressourcen ausgestattet ist nimmt sie eine relevante Rolle ein. Relevant sind die Regionen besonders beim lokalen Ausbau von erneuerbaren Energien oder bei der Umsetzung des Netzausbaus, z.B. bei der Flächenplanung. Die Kompetenzen der Regionen variieren zwischen den Ländern der ARGE ALP aufgrund eines unterschiedlich stark ausgeprägten Föderalismus¹.

¹ Das Fürstentum Liechtenstein hat zwar als souveräner Nationalstaat mehr Kompetenzen in der Gestaltung der Energieversorgung als die Regionen der ARGE ALP. Allerdings ist das Fürstentum – bedingt durch die Grösse – stark auf die Einbettung in den europäischen Kontext und die Energiepolitik der Nachbarländer und -regionen angewiesen.

4

Trotz des Primats europäischer und nationaler Energiepolitik ist die **regionale Politik relevant für die Energieversorgung**. Die Regionen der ARGE ALP haben **Kompetenzen** und nutzen eine **Vielfalt an politischen Massnahmen** zur Förderung der Energiewende vor Ort. Siehe Kapitel 4

Eingebettet in europäische und nationale Energiepolitik können Regionen als Vermittlerinnen und lokale Begleiterinnen der Energiewende auftreten. Der regionalen Ebene steht dafür eine Vielfalt an politischen Massnahmen zur Verfügung, welche europäische und nationale Massnahmen ergänzen können.

Politische Instrumente zur Gestaltung der Energieversorgung in den Regionen der ARGE ALP

	Tirol	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau EE auf 65% Energiebedarf bis 2030 Ausbau Wasserkraft, Solar PV und KWK Energieraumplanung, Beschleunigungsgebiete 		Tessin	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau EE und grössere Energieautonomie Neue Pumpspeicherkraftwerke Unterstützung beim Ausbau Fernwärmenetz
	Salzburg	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau EE auf 65% Energiebedarf bis 2030 Ausbau Wasserkraft, Solar PV und KWK Entflechtung Gas- und Fernwärmeinfrastruktur 		Lombardei	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau EE auf 36% Energiebedarf bis 2030 Ausbau Stromnetz Erhöhung Resilienz des Energiesystems
	Vorarlberg	<ul style="list-style-type: none"> Kompetenzen bei Gebäuden, Baurecht heimische EE auf mind. 50% Endenergiebedarf 100% EE in Stromversorgung bis 2030 		Südtirol	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau EE auf 75% Energiebedarf bis 2030 Masterplan Modernisierung Strominfrastruktur Öl, Gas zu Heizwecken um 60% reduzieren
	Bayern	<ul style="list-style-type: none"> Jährliche Zubauziele (Energieplan Bayern 2040) Fokus auf überregionale Energieinfrastruktur Kompetenzen u.a. in Energieraumplanung 		Trentino	<ul style="list-style-type: none"> Energieautonomie bis 2050 Förderung Energiegemeinschaften Vereinfachung administrative Prozesse für EE
	Graubünden	<ul style="list-style-type: none"> Regulierung und Förderung im Gebäudebereich Ausbau EE gemäss Energi Richtplan Wasserkraftstrategie 2022-2050 (Neu-Konz.) 		Liechtenstein	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau EE auf 30% Energiebedarf bis 2030 33% inländische Stromproduktion bis 2030 Ersatz Ölheizungen durch Wärmepumpen
	St. Gallen	<ul style="list-style-type: none"> Regulierung und Förderung im Gebäudebereich Ausbau neue EE von 2100 auf 3100 GWh Strombedarf konstant halten 			

Grafik INFRAS. Quelle: Energiestrategien der Regionen der ARGE ALP.

Die Abbildung zeigt ausgewählte Beispiele für politische Instrumente der Regionen, um die lokale Energiewende zu fördern. Die Energiestrategien der ARGE ALP beinhalten sowohl Zielsetzungen für den Ausbau erneuerbarer Energien als auch konkrete Umsetzungsmassnahmen, zum Beispiel in Bereichen der Raumplanung, der finanziellen Förderung oder bei Sensibilisierungskampagnen. Viele Regionen verfügen zudem über relevante Kompetenzen auf Nachfrageseite zur Wahl der Energieträger, z.B. im Gebäudebereich.

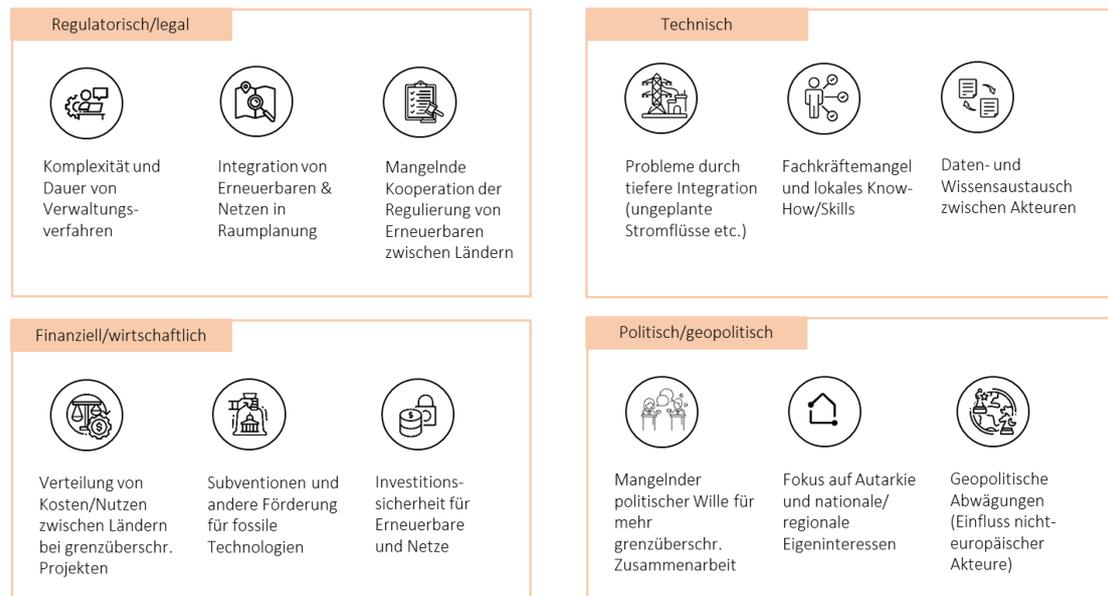
Grenzüberschreitende Zusammenarbeit zwischen den Regionen der ARGE ALP spielt allerdings bislang keine oder eine nur sehr geringe Rolle. Regionen entwickeln und setzen Energiestrategien meist ohne Blick in die umliegenden Grenzregionen um. Sie beziehen sich vor allem auf ihren jeweiligen nationalen Kontext.

5

Regulatorische, finanzielle, technische und politische Barrieren erschweren die Realisierung der Vorteile aus vertiefter grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung. Diese Barrieren schränken auch die Möglichkeiten auf **regionaler Ebene** ein. Siehe Kapitel 5

Grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung wird durch regulatorische, finanzielle, technische und politische Barrieren erschwert. Die Abbildung zeigt zentrale Barrieren auf diesen vier Ebenen.

Überblick zu den Barrieren grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung



Grafik INFRAS. Quelle: (Caldés et al. 2019; EEA 2020; Falcan et al. 2022; Zachmann et al. 2024).

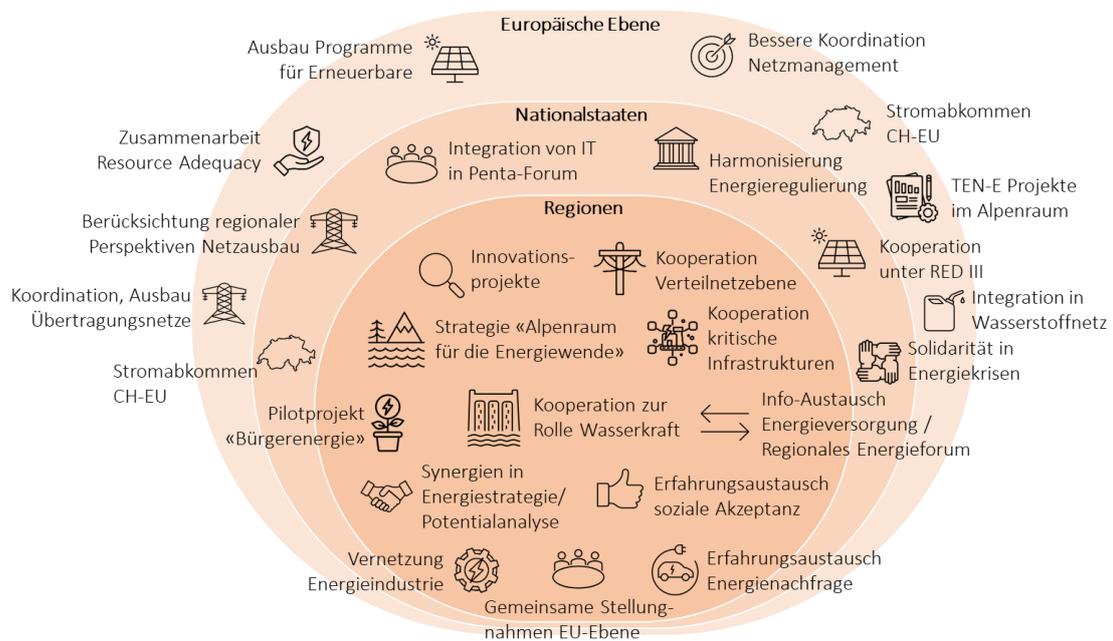
Die Umfrage und die Interviews mit den Energiefachämtern der Regionen der ARGE ALP haben gezeigt, dass vor allem die regulatorischen und finanziellen Barrieren auf regionaler Ebene relevant sind. Zum Beispiel verhindern unterschiedliche nationale gesetzgeberische Rahmenbedingungen für Raumplanung oder Netzmanagement eine vertiefte Zusammenarbeit auf regionaler Ebene. Auch verschiedene Fördermodelle für Erneuerbare erschweren gemeinsame Energieprojekte.

6

Nur **vertiefte politische Zusammenarbeit** kann diese Barrieren abbauen. Es ergeben sich **Empfehlungen an die ARGE ALP und das Fürstentum Liechtenstein** für Forderungen an die europäische, nationale Ebene sowie für eigene Massnahmen in den Bereichen Erneuerbare, Netze, und Versorgungssicherheit. Siehe Kapitel 6

Nur eine vertiefte politische Zusammenarbeit kann die oben beschriebenen Barrieren abbauen. Für die ARGE ALP und das Fürstentum Liechtenstein ergeben sich zahlreiche Handlungsmöglichkeiten.

Möglichkeiten grenzüberschreitender Zusammenarbeit der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein



Grafik INFRAS.

Die Abbildung zeigt unsere Empfehlungen für die ARGE ALP und das Fürstentum Liechtenstein in den Bereichen Ausbau erneuerbarer Energien, Netzausbau und Nachfrageseite sowie Versorgungssicherheit. Sie sind auf drei Ebenen angesiedelt:

- Eigene Massnahmen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein
- Politische Forderungen an die nationalstaatliche Ebene (besonders AT, CH, DE, IT)
- Politische Forderungen an die europäischen Institutionen

Die Tabellen auf den folgenden zwei Seiten fassen unsere Empfehlungen entlang dieser Struktur knapp zusammen.

Mögliche Massnahmen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein

Massnahmen auf regionaler Ebene

Ausbau erneuerbarer Energien



Gemeinsame Stellungnahmen: Die ARGE ALP könnte über Institutionen wie den Ausschuss der Regionen als Akteur und Multiplikator für eine verstärkte grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung auftreten.



Synergien in Energiestrategien und Potentialanalyse: Bisher werden Energiestrategien nicht oder nur wenig grenzüberschreitend abgestimmt. Auch gibt es nur in Ausnahmefällen eine gemeinsame Potentialanalyse für erneuerbare Energien. Die ARGE ALP könnte eine Zielvision formulieren sowie erste Massnahmen initiieren.



Erfahrungs- und Informationsaustausch zwischen den Regionen zu verschiedenen Themen, z.B.:

- Rolle der Regionen im Bereich **soziale Akzeptanz beim Ausbau von erneuerbaren Energien:** Erfahrungsaustausch, Best Practices zu Nutzungskonflikten, z.B. um Windkraft, Solar PV im Alpenraum
- Besserer **Austausch von Daten zur Energieversorgung:** Berichterstattung und Transparenz ist auf regionaler Ebene weniger stark ausgeprägt wie auf nationaler Ebene, hier besteht Potential.



Vernetzung regionaler Energieindustrie: Die ARGE ALP könnte zu einer stärkeren Vernetzung von Unternehmen im Bereich erneuerbare Energietechnologien beitragen im Sinne lokaler Wirtschaftsförderung und Innovationscluster. Ein weiteres Thema könnte der Fachkräftemangel sein.



Gemeinsame Innovationsprojekte: Die ARGE ALP könnten Forschungs- und Innovationsprojekte zu Themen der regionalen Energiewende anstossen, über Förderprogramme wie INTERREG Alpine Space.



Pilotprojekt grenzüberschreitende «Bürgerenergie»: Die ARGE ALP könnte ein Pilotprojekt für grenzüberschreitende Bürgerenergie im Rahmen der EU-RED III initiieren. Grenzregionen müssten dafür einen grenzüberschreitenden «Experimentierraum» aufmachen und Energiebranche, Zivilgesellschaft einbeziehen.



Kooperation zur Rolle der Wasserkraft in der Energiewende: Die ARGE ALP könnte einen koordinierten Auftritt für Wasserkraft im Alpenraum anstreben und aktuelle Themen angehen wie Neu-Konzessionierung, Sanierung, Ausbau und Erhalt von Wasserkraft angehen.



Strategie «Alpenraum für die Energiewende»: Die ARGE ALP könnte sich als «Ermöglicher und Katalysator» einer beschleunigten Energiewende positionieren und Ziele für Erneuerbare setzen. Als Inspiration könnte die «Esbjerg Deklaration» für gemeinsamen Windkraftausbau in der Nordsee dienen.

Netzausbau und Nachfrageseite



Erfahrungsaustausch zur Energienachfrage: Die ARGE ALP könnte einen Erfahrungsaustausch anstossen zum Umgang mit in den Regionen ähnlichen Veränderungen auf Nachfrageseite (flexiblere Nachfrage durch Digitalisierung, E-Mobilität, auch von Tourismus, Wärmepumpen für Haushalte und Industrie).



Kooperation Verteilnetzebene: Die ARGE ALP könnte u.a. einen Austausch zum Thema regionalem Netzausbau initiieren, oder spezifische Innovationsprojekte (siehe oben) dazu in Gang bringen. Die Rolle von Verteilnetzen wird im Rahmen des Ausbaus dezentraler Energieträger sowie höherem Strombedarf massiv zunehmen.

Versorgungssicherheit



Kooperation kritische Infrastrukturen/Bevölkerungsschutz: Zwar spielen die nationalen/europäischen Ebenen eine wichtigere Rolle beim Thema Versorgungssicherheit, aber auf regionaler Ebene besteht Potential für Zusammenarbeit bei der Resilienz kritischer Infrastrukturen im Energiebereich und im Bevölkerungsschutz.

Tabelle INFRAS. Quelle: Literatur, Interviews mit ExpertInnen, Umfrage unter den Energiefachämtern der Regionen.

Mögliche Forderungen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein

Forderungen an die nationale Ebene

Ausbau erneuerbarer Energien



Integration von Italien ins Pentalaterale Energieforum: Die ARGE ALP könnte einen verstärkten Austausch zwischen AT, CH, DE, und IT im Energiebereich fordern, beispielsweise über bestehende Foren wie das Pentalaterale Energieforum. Dort ist Italien bislang aber nicht vertreten.



Mehr Kooperation unter RED III: Die ARGE ALP könnte AT, DE, IT (und CH) auffordern, grenzüberschreitende Energieprojekte unter RED III im Alpenraum voranzutreiben und so Vorteile grenzüberschreitender Zusammenarbeit (bessere Ausnutzung Ressourcenpotential etc.) zu realisieren.



Harmonisierung von Energiemarktregulierung: Die ARGE ALP könnte AT, CH, DE, IT auffordern, die Regulierung von Erneuerbaren, wo relevant, zu harmonisieren, um die Marktintegration zu vertiefen.

Netzausbau und Nachfrageseite



Harmonisierung Netzregulierung und Koordination Übertragungsnetzausbau: Die ARGE ALP könnte die Nationalstaaten auffordern Regulierung von Stromnetzen zu harmonisieren und Netzausbauplanung von Übertragungsnetzen voranzutreiben, um das europäische Verbundnetz zu stärken.



Bessere Integration der regionalen Perspektiven in Übertragungsnetzplanung: Die ARGE ALP könnte Übertragungsnetzbetreiber auffordern, die regionale Perspektive verstärkt bei Netzausbauplänen zu berücksichtigen, und dabei auch die grenzüberschreitenden Aspekte mehr zu beachten.

Versorgungssicherheit



Stromabkommen EU-Schweiz: Die ARGE ALP könnte sich bei den Nationalstaaten (CH, aber auch AT, DE, IT) und bei der EU für eine Vereinbarung zum EU-CH-Stromabkommen einbringen. Ein Entwurf des Stromabkommens könnte voraussichtlich bis Ende des Jahres 2024 von der EU-Seite vorliegen.



Mehr grenzüberschreitende Solidarität in Energiekrisen: Die ARGE ALP könnte die Nationalstaaten auffordern, die nationalen Ansätze zum Umgang mit Energiekrisen besser zu koordinieren, weniger stark auf nationale Massnahmen zu setzen, und sich zu Best Practices auszutauschen.

Forderungen an die europäische Ebene

Ausbau erneuerbarer Energien



Ausbau europäischer Instrumente: Die ARGE ALP könnte die EU auffordern, Instrumente wie RED III oder den Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien zu stärken, und die Nutzung durch Mitgliedsstaaten (bisher in nur geringem Umfang) weiter zu fördern und fordern.

Netzausbau und Nachfrageseite



Mehr Koordination beim Stromnetzausbau und TEN-E-Projekte: Die ARGE ALP könnte fordern, dass mehr Projekte im Programm Trans-European Networks for Energy (TEN-E) umgesetzt werden, und im 10-Jahres-Netzausbauplan die alpinen Netze unter Einbindung der Regionen in den Fokus rücken.



Bessere Zusammenarbeit beim Netzmanagement: Die ARGE ALP könnte sich als zentrale Region im europäischen Stromnetz dafür einsetzen, dass das Netzmanagement und konkret das Re-Dispatch besser koordiniert wird – auf europäischer Ebene und zwischen betroffenen Institutionen.



Integration in Wasserstoff-Backbone und Umgang mit Gasnetzen: Die ARGE ALP könnte eine gute Integration der Alpenregion in die EU-Wasserstoff-Backbone fordern. Weiter könnte die ARGE ALP das Thema Abbau von Gasnetzen bearbeiten, z.B. im Rahmen von Erfahrungsaustausch und Best Practices.

Versorgungssicherheit



Harmonisierung «Resource Adequacy»: Die ARGE ALP könnte eine bessere Abstimmung der Methoden in nationalen Resource-Adequacy-Plänen fordern. Ausserdem könnte die ARGE ALP die Formulierung und Umsetzung ausgewogener Pakete von EU-Notfallmassnahmen im Energiebereich fordern.

Tabelle INFRAS. Quelle: Literatur, Interviews mit ExpertInnen, Umfrage unter den Energiefachämtern der Regionen.



Quelle Unsplash

Ziel und methodisches Vorgehen der Studie

Die **Energiekrise 2022/2023** hat die **Relevanz grenzüberschreitender Zusammenarbeit** in der Energieversorgung in Europa aufgezeigt. Der gemeinsame Energiemarkt und Solidarität zwischen Nationalstaaten haben die Auswirkungen der Krise abfedern können. Auch im Zuge der **Energiewende** hin zu erneuerbaren, dezentralen Energietechnologien ist grenzüberschreitende Zusammenarbeit zentral. Eine **stärkere Integration der Energiemärkte** in Europa hat zahlreiche wirtschaftliche und ökologischen Vorteile.

Verschiedene **Hürden** wie nationale Eigeninteressen oder regulatorische Unterschiede erschweren die Realisierung solcher Vorteile. Es besteht noch Potential einer **Vertiefung der Zusammenarbeit** in der Energieversorgung. Besonders die europäischen Institutionen und Nationalstaaten verfügen über Kompetenzen im Energiebereich und müssen vorangehen.

Aber auch die subnationale, regionale Ebene kann bei der Gestaltung der Energiewende mitwirken. Regionen haben eine **Vielfalt an Kompetenzen** zur Verfügung zur Gestaltung der lokalen Energiewende, und sind zentral bei der **Umsetzung** von europäischen und nationalen Zielen und Massnahmen. Auch auf regionaler Ebene besteht deshalb **Potential für verstärkte grenzüberschreitende Zusammenarbeit.**

Im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Alpenraum (ARGE ALP) und des Fürstentums Liechtenstein analysiert die vorliegende Studie die **Möglichkeiten für regionale, grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung**². Ziel der Studie ist es, die Rolle der Energieversorgung im Grenzraum zu analysieren und mögliche Handlungsoptionen für Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit durch die ARGE ALP zu identifizieren. Folgende Leitfragen strukturieren den Bericht:

- Kapitel 1: Was ist die Rolle grenzüberschreitender Zusammenarbeit vor dem Hintergrund der Energiewende hin zu dezentralen, erneuerbaren Energietechnologien?
- Kapitel 2: Welche Vorteile grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung gibt es, und inwiefern sind diese relevant für die Regionen der ARGE ALP?
- Kapitel 3: Wie sind Kompetenzen und Politikinstrumente zur Gestaltung der Energieversorgung verteilt auf europäischer, nationaler, und regionaler Ebene?
- Kapitel 4: Was sind die Möglichkeiten und Grenzen regionaler Energiepolitik und spezifisch der Regionen der ARGE ALP?
- Kapitel 5: Welche Barrieren für grenzüberschreitende Zusammenarbeit gibt es, und inwiefern sind sie relevant für die Regionen der ARGE ALP?
- Kapitel 6: Welche Empfehlungen an die ARGE ALP für Forderungen an die europäische und nationalstaatliche Ebene sowie eigene Massnahmen lassen sich ableiten?

² Im Bericht wird an manchen Stellen nur die ARGE ALP explizit erwähnt, das Fürstentum Liechtenstein ist hier mitgedacht.

Um Möglichkeiten grenzüberschreitender Zusammenarbeit für die Regionen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein zu analysieren, verfolgen wir einen Ansatz **gemischter Methoden** auf Basis von i) wissenschaftlicher, sonstiger Literatur, ii) einer Umfrage unter den Energiefachämtern, sowie iii) ExpertInnen-Interviews mit Energiefachämtern und sonstigen Stakeholdern aus Wissenschaft und Politik. Abbildung 1 veranschaulicht die **methodischen Schritte**.

Abbildung 1: Methodisches Vorgehen der Studie



Grafik INFRAS.

Tabelle 9 in Annex 1 zeigt besonders relevante Quellen aus der Literaturrecherche. Tabelle 6 in Annex 1 listet die Details der **Interviews** mit den Energiefachämtern und sonstigen Stakeholdern auf. **Im Bericht verweisen wir auf einzelne Interviews durch Referenz in eckiger [Klammer]**. Die von uns erstellten **Faktenblätter** zu den regionalen Energiestrategien befinden sich in Annex 2. Die Faktenblätter bilden die Basis für den Vergleich der Energiestrategien, für den methodischen Hintergrund siehe Annex 2.

Inhaltlich fokussiert die Studie auf die Themengebiete i) **Ausbau erneuerbarer Energien**, ii) **Netzausbau**, sowie iii) **Versorgungssicherheit**. Weitere Themen der Energiewende wie Wasserstoff oder nachfrageseitige Entwicklungen werden nur am Rande diskutiert.

Im Vergleich zur nationalen Ebene bestehen teils **noch grössere Datenlücken** betreffend regionaler Energieherstellung, -verteilung, und sonstigen Themen. Im Vorgang der Faktenblätter in Annex 2 diskutieren wir die Datenlage und Grenzen in mehr Detail. Wir verstehen diese Studie deshalb als eine **erste Grundlage für weitere Analysen und Aktivitäten** im Bereich regionaler Zusammenarbeit in der Energieversorgung.

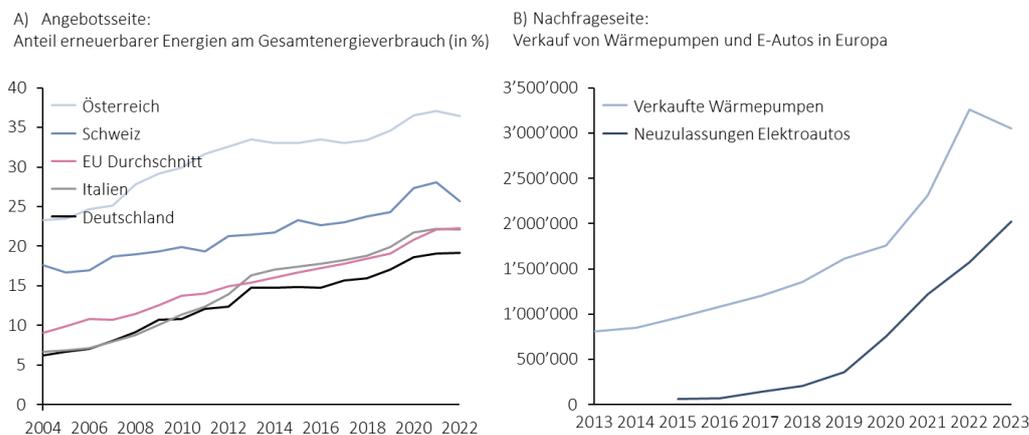
Die Studie spiegelt den Stand der regionalen Energiepolitik **bis im Mai 2024** wider, Entwicklungen danach (z.B. Erneuerung Energiestrategie in Bayern im Sommer 2024) konnten nicht mehr berücksichtigt werden.

1. Energiewende in den Regionen der ARGE ALP

Durch die Energiewende hin zu dezentralen, erneuerbaren Energietechnologien kommt es zu Veränderungen auf Angebots- und Nachfrageseite sowie in der Verteilung von Energie.

Die Energiewende hin zu erneuerbaren Energien führt zu einem **tiefgreifenden Strukturwandel in Energiesystemen** (IEA 2020). Auf der **Angebotsseite** erfordert der Anstieg variabler und dezentraler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 2A) bei gleichzeitig sinkendem Anteil an konventionellen Kraftwerken mehr Flexibilität der Stromnetze (sowohl auf Ebene der Hochspannungsleitungen wie Übertragungsnetze, und Niederspannungsleitungen wie Verteilnetze, siehe Abbildung 3). Auf der **Nachfrageseite** wird die Elektrifizierung von vielen Energiedienstleistungen z.B. durch den Ersatz fossiler Heizungen durch Wärmepumpen oder den Ersatz von Verbrennern durch Elektroautos den Bedarf nach Strom erhöhen (siehe Abbildung 2B). Gleichzeitig ermöglichen Dezentralisierung in der Stromherstellung und Digitalisierung eine pro-aktive Rolle der Verbrauchenden als Teil dezentralerer Systeme (IEA 2019).

Abbildung 2: Veränderungen auf Angebots- und Nachfrageseite im Energiesystem

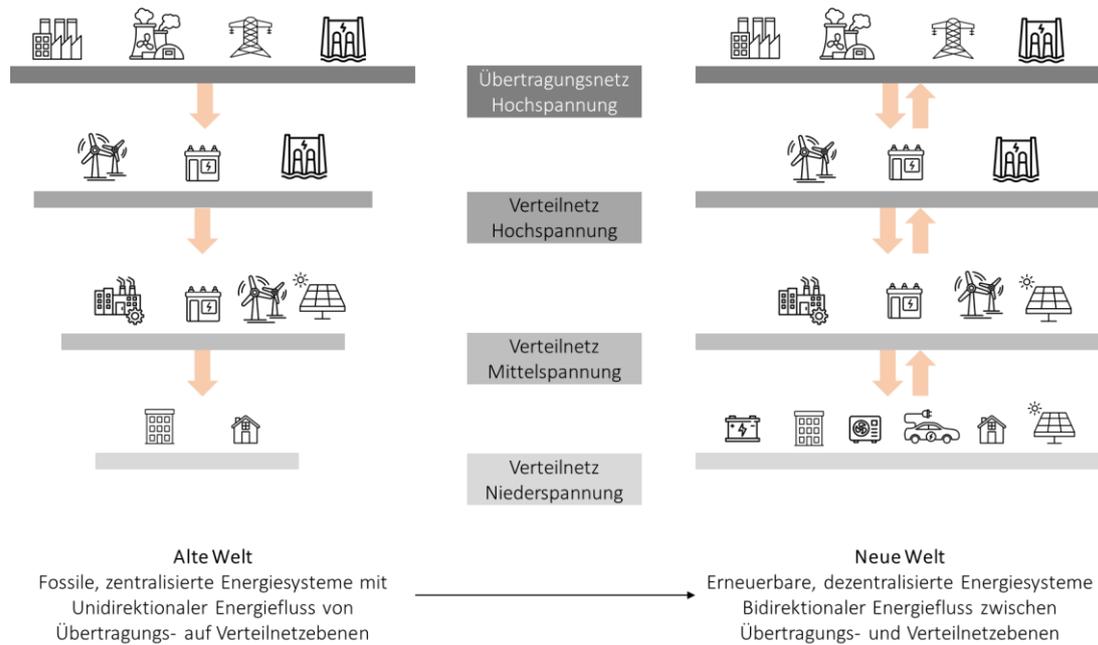


Grafik INFRAS. Quelle: Eurostat 2024, BFS 2024, European Heat Pump Association 2024.

Neuzulassungen E-Autos in Europa (Stückzahlen/Jahr) in EU27, GB, EFTA. Verkauf von Wärmepumpen (Stückzahlen/Jahr) in 21 EU-Ländern.

Diese Änderungen auf Angebots- und Nachfrageseite machen einen **Ausbau und Investitionen in Stromnetze und Stromspeicherlösungen** notwendig, um sicherzustellen, dass Elektrizität ausreichend und adäquat vorhanden ist (IEA 2020). Abbildung 3 veranschaulicht diese Veränderungen im Stromnetz.

Abbildung 3: Konzeptionelle Darstellung der Veränderungen im Energiesystem

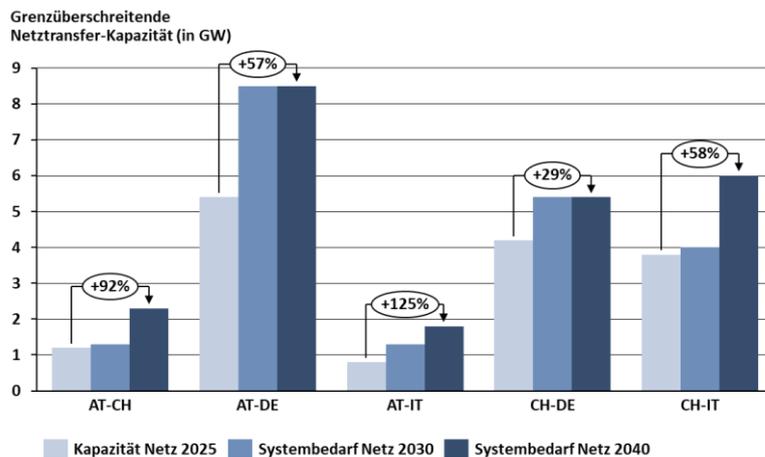


Grafik INFRAS. Quelle: (Eurelectric 2024a).

In Europa, wo Stromnetze historisch in nationalen Silos entstanden, ist neben einem Ausbau von **regionalen Verteilnetzen** besonders der **Ausbau von grenzüberschreitenden Stromnetzen** zentral (IEA 2023). Die grenzüberschreitende Integration der Stromnetze kann eine Vielzahl von Elementen umfassen (IEA 2019), darunter die Zusammenarbeit bei der Netzplanung, die Netzsynchonisierung, die Koordinierung des Netzbetriebs, die Integration der Strommärkte und die Harmonisierung von Politik und Regulierung.

In Europa wird in mehreren dieser Bereiche **bereits grenzüberschreitend zusammengearbeitet**. Übertragungsnetzbetreiber müssen bis 2025 mindestens 70% ihrer Kapazität für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung stellen (ACER 2022a). Der Ausbau von Übertragungsnetzen wird im Zehnjahresnetzentwicklungsplan (Ten Year Network Development Plan, TYNDP) des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber organisiert. In den **Regionen der Arge Alp** besteht ein dichtes Netz an grenzüberschreitenden Übertragungsnetzen, mit **verschiedenen Ausbauprojekten** in Bau oder Planung (siehe Tabelle 7 im Annex 1). Trotz bestehender Pläne für den Ausbau von Übertragungsnetzen kann es durch den starken Ausbau erneuerbarer Energien in Zukunft zu **Engpässen in grenzüberschreitenden Stromflüssen** kommen (Falcon et al. 2022), unter anderem auch zwischen Deutschland, Italien, Österreich und der Schweiz (siehe Abbildung 27 im Annex) und damit Regionen der ARGE ALP.

Abbildung 4: In Zukunft nötige Netztransfer-Kapazität, um Kosteneffizienz zu maximieren



Grafik INFRAS. Quelle: (ENTSOE 2023).

Daher ist die zukünftige **Erhöhung dieser Übertragungskapazitäten** zwischen allen Ländern der Regionen der Arge Alp erforderlich (über die Pläne der TYNDP 2022 hinaus), um die Kosteneffizienz des Gesamtsystems in den Jahren 2030 und 2040 zu maximieren (siehe Abbildung 4). Ausserdem gibt es Überlegungen, neue Übertragungsnetz-Infrastruktur an der italienisch-schweizerischen und italienisch-österreichischen Grenze zu schaffen als Teil eines neuen transalpinen Nord-Süd-Korridors (ENTSOE 2023).

Diese Herausforderungen und Veränderungen im Energiesystem sind auch in den Regionen der ARGE ALP vorzufinden und spiegeln sich in den Energiestrategien der Regionen wider.

Laut dem regionalen Investitionsplans des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber steht die Energieversorgung in der für die Arge Alp relevanten Region «Continental Central South» (DE, IT, CH, AT, FR, SI) vor mehreren **Herausforderungen** (ENTSOE 2023):

- **Massive Integration erneuerbarer Energiequellen**, die zu Schwankungen und einer höheren geographischen Verteilung in der Stromerzeugung und einer hohen Auslastung des Übertragungsnetzes führt. Daher ist ein flexibleres Übertragungsnetz erforderlich.
- **Effiziente Integration von Speicherkraftwerken** zur Erleichterung der effizienten Nutzung von variablen erneuerbaren Energien. Besonders in den Regionen der Arge Alp besteht hier ein beträchtliches Speicherpotential, insbesondere in Form bestehender und geplanter Pumpspeicherkraftwerke und Wasserkraftwerke.

- Der **Ausstieg aus Kernenergie und Kohle**, der sich stark auf die Stromsysteme und damit auf die Strom- und Energiebilanzen der Länder auswirkt. Insbesondere in Deutschland werden der Atomausstieg seit 2023 und der Kohleausstieg bis 2038 bemerkbar sein.
- **Stilllegung bestehender fossiler Anlagen**, die auch auf die zunehmende Erzeugung erneuerbarer Energien zurückzuführen ist. Dies macht den Betrieb bestehender fossiler Anlagen schneller unwirtschaftlich und führt zu strukturellen Veränderungen im Stromnetz.
- **Zunahme der Stromflüsse in der gesamten Region**, z.B. zwischen wirtschaftlichen Zentren im Norden Italiens oder Süden Deutschlands, und Regionen in denen verstärkt erneuerbarer Strom produziert wird wie in Norddeutschland und Süditalien.
- **Hohe Preisunterschiede zwischen den Marktgebieten**, z.B. zwischen Italien und Deutschland (hoher Anteil an Gas im Strommix mit hohen Grenzkosten, im Vergleich zu punktuell hohem Anteil an erneuerbaren Energien besonders aus Offshore-Wind in Deutschland).
- **Infrastrukturelle Barrieren für verstärkte Marktintegration**, ergeben sich aus i) der weiteren Integration der Schweiz und ii) der österreichisch-deutschen Grenze. Die iii) Integration der italienischen Halbinsel ist eine weitere Barriere, die auch der weiteren Integration neuer Erzeugungs- und Pumpspeicherkapazitäten in der Alpenregion entgegensteht.
- **Systemstabilität und Versorgungssicherheit**. In Anbetracht der grundlegenden Veränderungen im gesamten Elektrizitätssystem (siehe Punkte oben) sowie der drohenden Energiemangellage und Preiskrise im Jahr 2022/2023 sind diese zu Schlüsselthemen geworden.

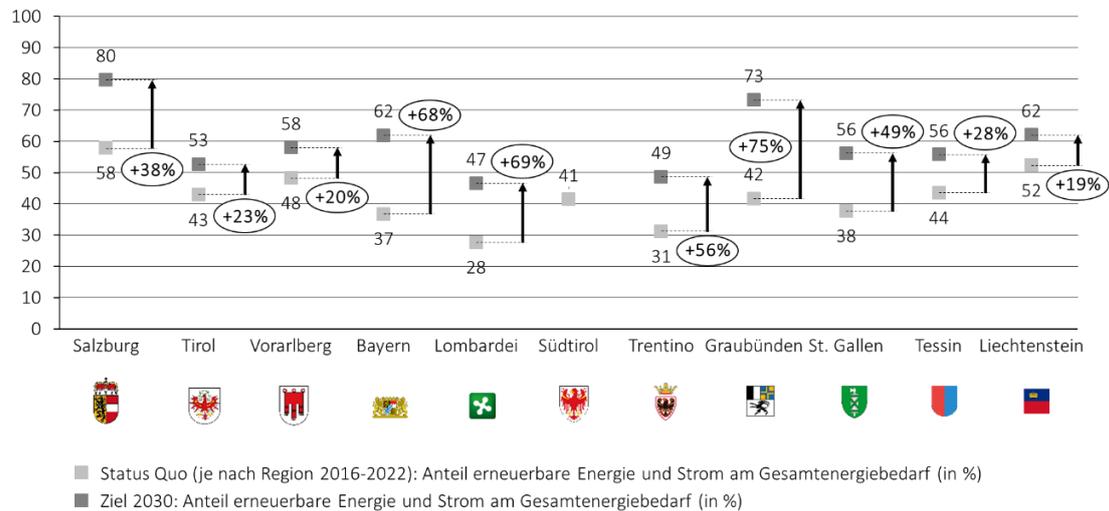
Diese Herausforderungen, besonders die massive Integration der erneuerbaren Energien sind auch in den **Energiestrategien der Regionen** der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein widergespiegelt.

Abbildung 5 veranschaulicht den Status Quo des Anteils erneuerbarer Energieträger (Wärme aus Biomasse, Fernwärme, Umgebungswärme, erneuerbare Gase) und Strom am Gesamtenergiebedarf pro Region und die regionalen Ziele für das Jahr 2030³. Es zeigt sich, dass alle Regionen auf einen **Ausbau von Strom und Wärme aus erneuerbarer Energie** bis 2030 abzielen, wobei die Ziele unterschiedlich stark ausgeprägt sind. Im Durchschnitt wollen die Regionen der ARGE ALP den Anteil erneuerbaren Energien und Strom um 52% bis 2030 ausbauen.

³ Die Abbildungen basieren auf eigener Datenerhebung auf Basis der regionalen Energiestrategien und wo möglich nationalen Statistiken (Statistik Austria). Die Daten wurden den Energiefachämtern als Teil der regionalen Faktenblätter (siehe Annex 2) für Feedback zugeschickt. Je nach Region werden teils verschiedene Erhebungsmethoden und Bilanzperimeter sowie Referenzjahre für den Status Quo angewendet. Dies führt dazu, dass die Daten nicht direkt vergleichbar sind. Ausserdem wird der Status Quo für 2023/2024 leicht anders aussehen. Die Berichterstattung auf regionaler Ebene ist hier nicht so transparent wie auf nationaler Ebene. Die Energiestrategien der Regionen sind generell 2-3 Jahre alt und beruhen deswegen auf älteren Daten, siehe Referenzjahre in der Legende der Abbildungen.

Abbildung 5: Anteile erneuerbarer Energien und Strom am Gesamtenergiebedarf der Regionen der ARGE ALP – Status Quo und Ziel 2030

% Erneuerbare Energien und Strom am Gesamtenergiebedarf (Status Quo vs. Ziel 2030)



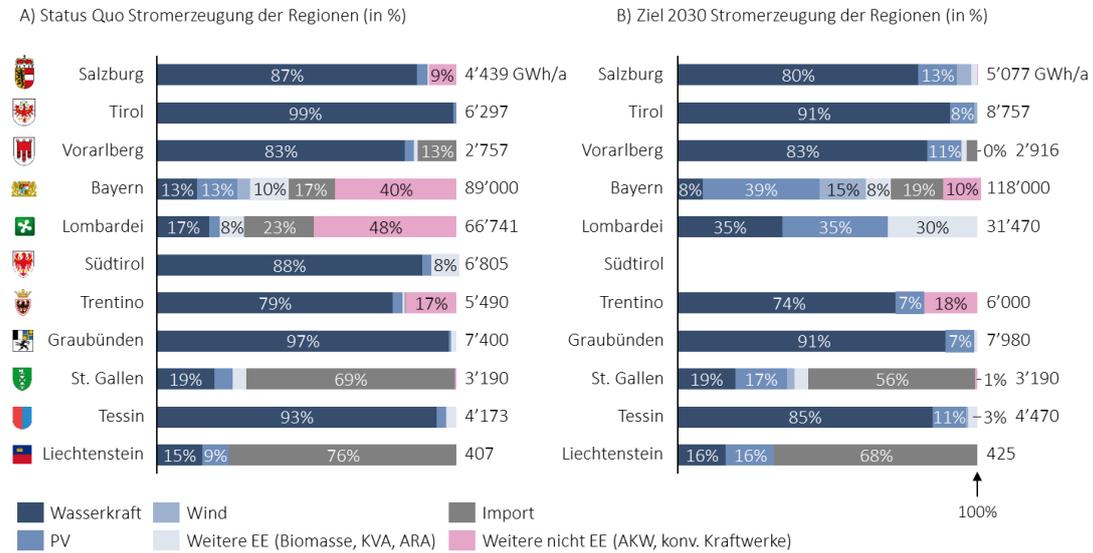
Grafik INFRAS. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Klima- und Energiestrategien der Regionen der ARGE ALP. Siehe auch regionale Faktenblätter (Annex 2). Achtung: Teils unterschiedliche Erhebungsmethodik und Bilanzperimeter sowie Bezugsjahre, weshalb die Daten nur bedingt vergleichbar sind. Sonstige Bemerkungen: Für Südtirol konnten keine 2030-Ziele für spezifische Energieträger gefunden werden, der Anteil erneuerbarer Energie soll für Strom aber auf 75% bis 2030 gesteigert werden. Graubünden hat ein Ziel für 2035, nicht für 2030. Die Ziele für Bayern sind aus einer vom Freistaat Bayern in Auftrag gegebenen Studie (FfE 2024). Die offiziellen Ziele Bayerns werden im Sommer 2024 u.a. auf Basis dieser Studie festgelegt. Bezugsjahre für Status Quo (aus Energiestrategien der Regionen): Salzburg 2021, Tirol 2016, Vorarlberg 2018, Bayern 2019, Lombardei 2019, Südtirol 2021, Trentino 2016, Graubünden 2018, St. Gallen 2020, Tessin 2021, Liechtenstein 2022, Südtirol 2021. Erneuerbare Energien = Wärme aus Biomasse, Fernwärme, Umgebungswärme, erneuerbare Gase. Strom = auch Fossile und Kernkraft, siehe Abbildung 6.

Abbildung 6 betrachtet den Energieträger Strom in mehr Detail auf regionaler Produktionsseite und veranschaulicht, aus welchen Quellen Strom im Status Quo produziert wird (A) und im Jahr 2030 produziert werden soll laut den regionalen Energiestrategien (B).

Die Stromerzeugung ist in den meisten Regionen primär von erneuerbaren Energieträgern gewährleistet. Einzelne Regionen sind stark auf Stromimporte angewiesen (Fürstentum Liechtenstein, Kanton St. Gallen).

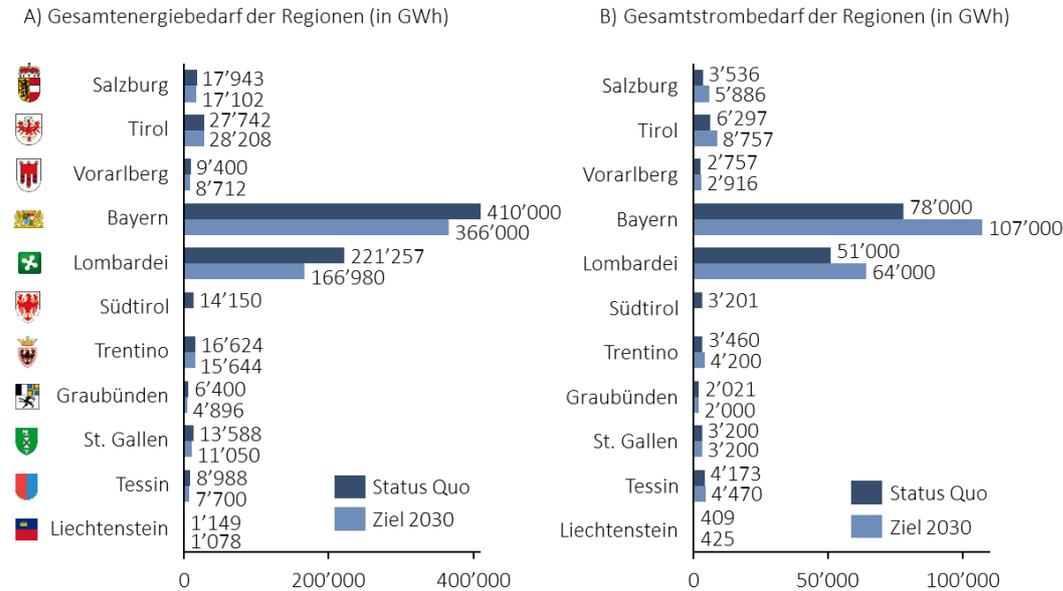
Alle Regionen streben eine **Erhöhung der regionalen Stromherstellung** (in GWh/Jahr) bis 2030 an (für Südtirol kann keine Aussage gemacht werden, da es u.W. keine 2030-Ziele gibt, für weitere Datenlücken in anderen Regionen siehe Legende der Abbildung, Zielwerte für Graubünden bis 2035).

Abbildung 6: Aktueller und zukünftiger Strommix der Regionen der ARGE ALP



Grafik INFRAS. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Klima- und Energiestrategien der Regionen der ARGE ALP. Siehe auch regionale Faktenblätter (Annex 2). Achtung: Angaben zu den Importen/Exporten von Strom haben nur die wenigsten Regionen für den Status Quo und das Ziel 2030 (Bayern, Vorarlberg, St. Gallen, Liechtenstein). Deshalb können die Angaben zu Stromimport/Export in dieser Grafik nur bedingt zwischen den Regionen verglichen werden. Teils unterschiedliche Erhebungsmethodik und Bilanzperimeter sowie Bezugsjahre, weshalb die Daten nur bedingt vergleichbar sind. Weiter gibt es folgende Datenlücken: Tessin: keine Angabe (k.A.) zum Anteil Konventionelle; Trentino: k.A. zum Anteil Wind; Südtirol: k.A. für 2030, sowie Wind und Konventionelle im Status Quo; Tirol: k.A. zum Anteil Konventionelle; Lombardei: k.A. zum Anteil Konventionelle in 2030 (visualisiert als gestrichelter Balken). Die Ziele für Bayern sind aus einer vom Freistaat Bayern in Auftrag gegebenen Studie (FfE 2024). Die offiziellen Ziele Bayerns werden im Sommer 2024 u.a. auf Basis dieser Studie festgelegt. Sonstige Erneuerbare = Strom aus Biomasse, Biogas, Kehrriichtverbrennungsanlagen, Klärgas.

In den meisten Regionen **dominiert Wasserkraft die Stromherstellung**, sowohl im Status Quo als auch im Zielbild 2030. Von den «neuen» erneuerbaren Energien soll vor allem Stromherstellung aus **Solar PV** in allen Regionen stark ansteigen, Wind und sonstige Erneuerbare spielen eine nachrangige Rolle. Der **Anteil konventioneller Energieträger** (Kernkraftwerke, Fossile) ist nur in Salzburg, Bayern, der Lombardei und dem Trentino relevant, und soll in allen Regionen (bis auf das Trentino) stark sinken bis 2030.

Abbildung 7: Gesamtenergie- und Strombedarf der Regionen der ARGE ALP heute und 2030

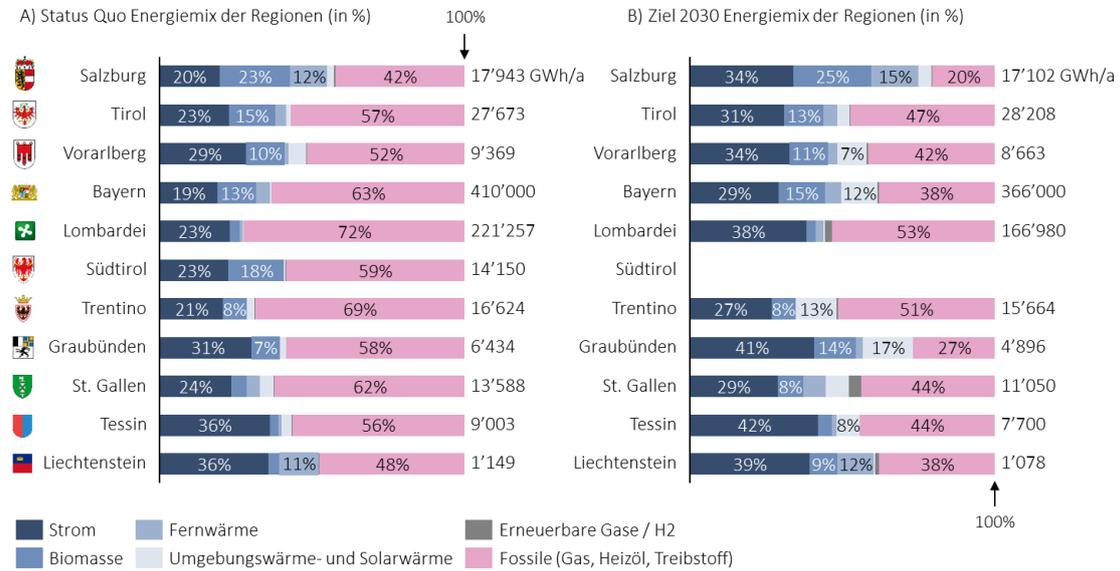
Grafik INFRAS. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Klima- und Energiestrategien der Regionen der ARGE ALP. Siehe auch regionale Faktenblätter (Annex 2). Achtung: Teils unterschiedliche Erhebungsmethodik und Bilanzperimeter sowie Bezugsjahre, weshalb die Daten nur bedingt vergleichbar sind. Sonstige Bemerkungen: Für Südtirol konnten keine 2030-Ziele für spezifische Energieträger gefunden werden, der Anteil erneuerbarer Energie soll für Strom aber auf 75% bis 2030 gesteigert werden. Die Ziele für Bayern sind aus einer vom Freistaat Bayern in Auftrag gegebenen Studie (FFE 2024). Die offiziellen Ziele Bayerns werden im Sommer 2024 u.a. auf Basis dieser Studie festgelegt. Graubünden hat ein Ziel für 2035, nicht für 2030. Bezugsjahre für Status Quo (aus Energiestrategien der Regionen): Salzburg 2021, Tirol 2016, Vorarlberg 2018, Bayern 2019, Lombardei 2019, Südtirol 2021, Trentino 2016, Graubünden 2018, St. Gallen 2020, Tessin 2021, Liechtenstein 2022, Südtirol 2021.

Auf Nachfrageseite haben Regionen auch konkrete **Ziele für den Gesamtenergie- und Strombedarf bis 2030**. Abbildung 7A zeigt den Status Quo und die Ziele für den Gesamtenergiebedarf. Die Regionen sehen im Durchschnitt eine Senkung des Energiebedarfs von ca. 10% bis 2030 vor.

Abbildung 7B zeigt den Status Quo und die Ziele für den Gesamtstrombedarf, welche in den meisten Regionen stark zunehmen wird, im Durchschnitt über alle Regionen um 20% bis 2030. Eine weitgehende Elektrifizierung muss aufgrund von Effizienzgewinnen aber nicht direkt zu einem Anstieg des Strombedarfes führen (siehe Energiestrategie St. Gallen).

Beim Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Veränderung im Energiebedarf haben die Regionen der ARGE ALP und das Fürstentum Liechtenstein **unterschiedliche Ausgangslagen in Bezug zu den vorhandenen und projizierten Energieträgern**. Abbildung 8A zeigt den Status Quo im Gesamtenergiemix der Regionen (inkl. Verkehr, Gebäude). Alle Regionen haben einen Anteil fossiler Kraftstoffe (Gas, Heizöl, Treibstoffe) von 40% oder mehr, im Durchschnitt sind es 57%.

Abbildung 8: Aktueller und zukünftiger Energiemix der Regionen der ARGE ALP



Grafik INFRAS. Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Klima- und Energiestrategien der Regionen der ARGE ALP. Siehe auch regionale Faktenblätter (Annex 2). Achtung: Teils unterschiedliche Erhebungsmethodik und Bilanzperimeter sowie Bezugsjahre, weshalb die Daten nur bedingt vergleichbar sind. Sonstige Bemerkungen: Für Südtirol konnten keine 2030-Ziele für spezifische Energieträger gefunden werden, der Anteil erneuerbarer Energie soll für Strom aber auf 75% bis 2030 gesteigert werden. Die Ziele für Bayern sind aus einer vom Freistaat Bayern in Auftrag gegebenen Studie (FFE 2024). Die offiziellen Ziele Bayerns werden im Sommer 2024 u.a. auf Basis dieser Studie festgelegt. Graubünden hat ein Ziel für 2035, nicht für 2030. Bezugsjahre für Status Quo (aus Energiestrategien der Regionen): Salzburg 2021, Tirol 2016, Vorarlberg 2018, Bayern 2019, Lombardei 2019, Südtirol 2021, Trentino 2016, Graubünden 2018, St. Gallen 2020, Tessin 2021, Liechtenstein 2022, Südtirol 2021.

Der Anteil Strom sowie Fernwärme und Biomasse deckt im Durchschnitt etwa 40% des Gesamtenergiebedarfs ab, variiert dabei aber zwischen den Regionen. Der Ziel-Energiemix für 2030 hat in allen Regionen einen deutlich geringeren Anteil an fossilen Kraftstoffen, sowie einen höheren Anteil Strom und andere Energieträger wie Fernwärme oder Umgebungs- und Solarwärme.

2. Vorteile grenzüberschreitender Zusammenarbeit

Im Zuge der Energiewende ist grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung notwendig und bringt Vorteile für Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umwelt.

Eine vertiefte Zusammenarbeit bietet mehrere gut dokumentierte Vorteile in den Bereichen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umwelt, wie in Abbildung 9 dargestellt.

Abbildung 9: Überblick zu den Vorteilen grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung

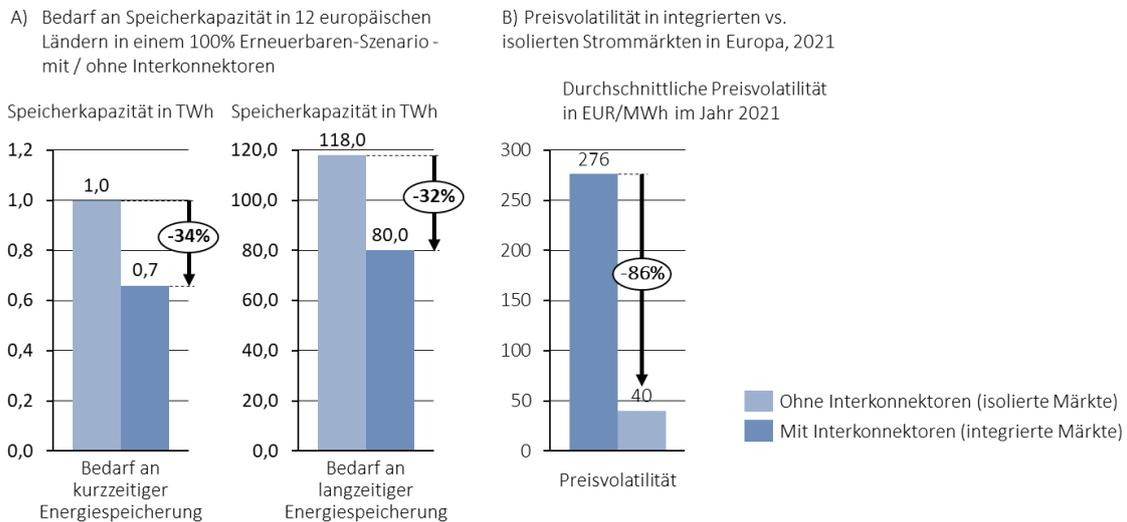


Grafik INFRAS. Quelle: (Glachant, Rossetto, and Vasconcelos 2017; Hug et al. 2023; IEA 2019, 2023; Zachmann et al. 2024).

Aus **wirtschaftlicher Sicht** hat die grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung eine bessere Nutzung von Skaleneffekten sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite zur Folge (Bartek-Lesi et al. 2023; Blücher et al. 2019). Die Integration von Energiemärkten ermöglicht die Erschließung grösserer Ressourcen und den Zugang zu günstigeren Energiequellen ermöglicht (z.B. Sonne in Süditalien, Wind aus der Nordsee). Die Wohlfahrtsgewinne durch den Stromhandel in der EU werden allein im Jahr 2021 auf rund 34 Mrd. EUR geschätzt (ACER 2022a). Je nach Szenario kommen Studien zu dem Schluss, dass die Kosten für die Erfüllung EU-Ausbauziele für erneuerbare Energien um etwa 30-50 % gesenkt werden können, wenn die Zusammenarbeit im Bereich der erneuerbaren Energien voll umgesetzt und dadurch das Ressourcenpotential effizient genutzt wird (Meus et al. 2022).

Neben der höheren Kosteneffizienz sind ausserdem die Strompreise auf grösseren, integrierten Märkten **weniger volatil** (siehe Abbildung 10B), was das Investitionsrisiko und Preisrisiken für Haushalte und Unternehmen verringert (Zachmann et al. 2024).

Abbildung 10: Vorteile von grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung durch weniger Bedarf an Speicherkapazität (A) und geringere Preisvolatilität (B)



Grafik INFRAS. Quelle: Quelle: (ACER 2022a; Roth and Schill 2023; Zachmann et al. 2024).

Volatilität in isolierten Märkten abgeleitet von «counterfactual modelling» ohne grenzüberschreitenden Stromhandel.

Die Vorteile grenzüberschreitender Zusammenarbeit für die **Versorgungssicherheit** ergeben sich in erster Linie aus der Tatsache, dass größere Stromnetze sowohl in Bezug auf das Angebot als auch auf die Nachfrage **vielfältiger** sind. Sie benötigen daher weniger Ressourcen zur Deckung von Nachfragespitzen, ermöglichen die gemeinsame Nutzung von Reserven zwischen verschiedenen Ländern und erhöhen die Sicherheit des Gesamtsystems durch die grössere Vielfalt der verfügbaren Ressourcen.

Je integrierter ein Strommarkt ist, desto **weniger Reservekapazitäten** sind insgesamt **notwendig**. Im Vergleich zu isolierten Märkten würde ein integrierter Energiemarkt im Jahr 2030 19% weniger Reservekapazitäten benötigend (Zachmann et al. 2024). Auch **sinkt der Bedarf an kurz- und langfristiger Stromspeicherung** bei steigender Netzintegration in 12 mitteleuropäischen Ländern (darunter die Länder der Regionen der ARGE ALP, AT, CH, DE, IT) im Vergleich von keiner zu voller Integration (Roth and Schill 2023), siehe Abbildung 10A (die Abbildung veranschaulicht Ergebnisse für die Szenarien komplett integrierte, sowie isolierte Märkte).

Auch erhöht Netzintegration die **Widerstandsfähigkeit** des Systems gegenüber **unvorhersehbaren Schocks** auf Angebotsseite (z. B. Nichtverfügbarkeit von Stromleitungen, Kraftwerken oder Brennstoffen), auf Nachfrageseite (z. B. eine Wirtschaftskrise) sowie anderen externen Faktoren (wie extreme Klimaereignisse). Durch die Integration der Strommärkte können einzelne Schocks abgefangen werden, da nur selten alle Länder gleich betroffen sind (Zachmann et al. 2024).

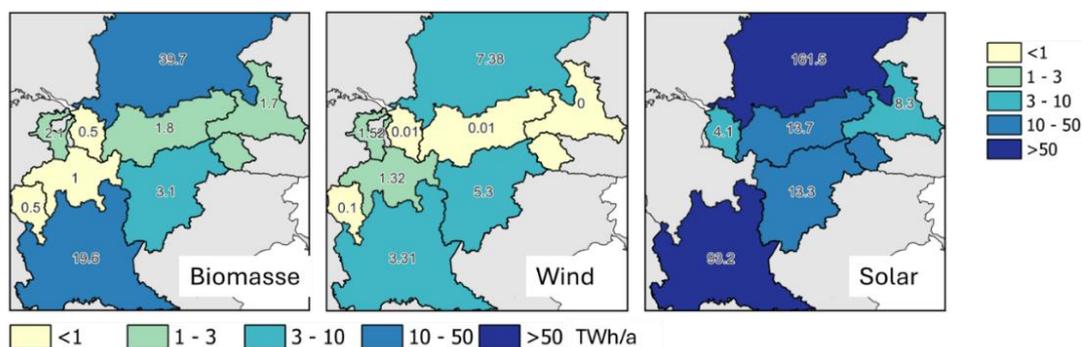
Schließlich ergeben sich die **ökologischen Vorteile** der grenzüberschreitenden Integration in erster Linie aus der Tatsache, dass größere Stromnetze in der Lage sind, einen höheren Anteil an variablen erneuerbaren Energien zu integrieren, da eine «natürliche Glättung» der zugrundeliegenden Ressource stattfindet (z. B. weht der Wind und scheint die Sonne in großen geographischen Gebieten mit unterschiedlicher Intensität). Die bessere Integration von erneuerbaren Energien durch einen größeren Markt und ausreichender Übertragungsnetzkapazität führt dementsprechend zu einer geringeren Nutzung von fossilen Kraftwerken (Zachmann et al. 2024).

Diese Vorteile grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung sind auch für die Regionen der ARGE ALP relevant und realisierbar.

Die meisten Studien zu grenzüberschreitender Zusammenarbeit dokumentieren Vorteile vor allem auf nationaler oder gar europäischer Ebene. Durch die Integration der Regionen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein in die europäischen und nationalen Energiesysteme **gelten diese Argumente aber auch auf regionaler Ebene**. Zum Beispiel profitieren Haushalte oder Industrie auf regionaler Ebene von tieferen Energiekosten durch verstärkten Wettbewerb im europäischen Verbundnetz.

Besonders deutlich werden Vorteile grenzüberschreitender Zusammenarbeit auf regionaler Ebene, wenn man das Potential erneuerbarer Energien betrachtet. In den **Regionen der Arge Alp** zum Beispiel variiert das Potential in Terrawattstunden pro Jahr (TWh/a) von **Solar-, Wind- und Biomasse** recht stark (siehe Abbildung 11), was veranschaulicht wie sinnvoll eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit im Ausbau (regionaler) erneuerbarer Energien sein kann.

Abbildung 11: Potential erneuerbarer Energien in den Regionen der Arge Alp



Grafik INFRAS. Quelle: (BFE 2022; Ruiz et al. 2019; Thees et al. 2017).

3. Die Rolle europäischer und nationaler Energiepolitik

Grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung wird vor allem von europäischer und nationalstaatlicher Energie- und Klimapolitik geprägt.

Im Zuge der Energiewende hin zu erneuerbaren Energien wird grenzüberschreitende Zusammenarbeit zentraler. Auf **privatwirtschaftlicher** Seite gibt es schon viele grenzüberschreitende Projekte. Zum Beispiel investieren Schweizer Energieversorgungsunternehmen in Windkraftanlagen in der Nordsee. Im Folgenden fokussieren wir Möglichkeiten für **Zusammenarbeit zwischen staatlichen Akteuren auf europäischer, nationalstaatlicher, und regionaler Ebene**.

Um die oben skizzierten Vorteile einer vertieften grenzüberschreitenden Integration von Energiemärkten zu realisieren, bedarf es politischer und regulatorischer Bemühungen. Diese Bemühungen müssen vor allem auf europäischer und nationalstaatlicher Ebene stattfinden, da hier die meisten Kompetenzen und Politikinstrumente angesiedelt sind. Regionen auch eine relevante Rolle im Umbau der Energieversorgung, sind aber in allen Ländern durch das Primat europäischer und nationaler Politik im Energiebereich in der Gestaltungsfreiheit eingeschränkt.

Abbildung 12: Drei Ebenen für Massnahmen zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung



Europa und Europäische Union

- Energieunion: Regulierung und Energiebinnenmarkt
- Clean Energy4All, REPowerEU, Green Deal: Zielvorgaben, Regulierung, Finanzierung von EE, Netze (RED III, TEN-E)
- Sonstige supranationale Kooperation in Energiepolitik über Organisationen wie ACER, ENTSO-E

Nationalstaaten (AT, CH, DE, IT)

- Regulierung von Energieproduktion und -netzen (Übertragungs- und Verteilnetzen), siehe NEKPs
- Finanzierung und Zielvorgaben für EE-Ausbau, Netzausbau
- Bi- und multilaterale Kooperation über Plattformen wie Pentalaterales Energieforum, NSCOGI, BEMIP, oder CESEC

Regionen der ARGE ALP

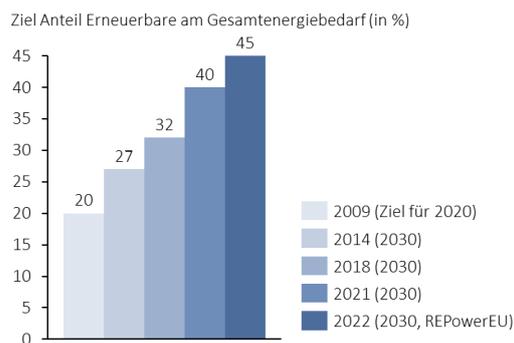
- Kompetenzen beim EE-Ausbau (Flächenplanung, Bewilligungen, Umweltverträglichkeitsanalyse)
- Netzausbau (besonders Übertragungsnetze) weniger in regionaler Kompetenz (Verteilnetze ggf. über lokale EVU)
- Energieflüsse und -handel nicht in regionaler Kompetenz

Grafik INFRAS.

Abbildung 12 veranschaulicht die Rollenverteilung zwischen diesen drei Gouvernanz-Ebenen, welche im Folgenden detaillierter diskutiert werden.

Die **Europäische Union (EU)** zielt mit vielen Massnahmen auf die **Stärkung der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit** in der Energieversorgung. Grenzüberschreitende Zusammenarbeit wird als grundlegendes Instrument betrachtet, um eine effektive und kostenoptimale Verwirklichung der Ziele der sogenannten **Energieunion** zu gewährleisten, ohne dabei nationale Souveränität zu stark einzugrenzen (Gephard et al. 2015). So setzt die EU zum Beispiel in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie III und im Rahmen des REPowerEU-Pakets **verbindliche Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien** oder plant und ko-finanziert grenzüberschreitende Energieinfrastruktur (siehe Abbildung 13).

Abbildung 13: Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien und relevante Massnahmen der EU



Weitere relevante Massnahmen und Policies

- EU Green Deal: Ziele für Emissionsreduktionen und Klimaneutralität bis 2050 und entsprechende Massnahmen
- REPowerEU und Fitfor55: Verschiedene Massnahmen zur Reduzierung der Abhängigkeit von Gas und mehr Anteil EE
- Strommarktdesign-Verordnung: Regeln für den EU-Strommarkt, z.B. für Langzeitverträge, Strommarktliberalisierung, etc.
- TEN-E-Verordnung: TEN-E (Trans-European Networks for Energy) plant und ko-finanziert den Ausbau von Energieinfrastruktur
- Connecting Europe Facility: EU-Förderinstrument für Infrastrukturinvestitionen in Europa
- Erneuerbaren-Energien-Richtlinie III: Ziele für EE, sieht Zusammenarbeit beim Ausbau erneuerbarer Energie vor
- EU Emissionshandelssystem: Cap für Emissionen aus dem Energiesektor, Trade mit dem Ziel der Dekarbonisierung

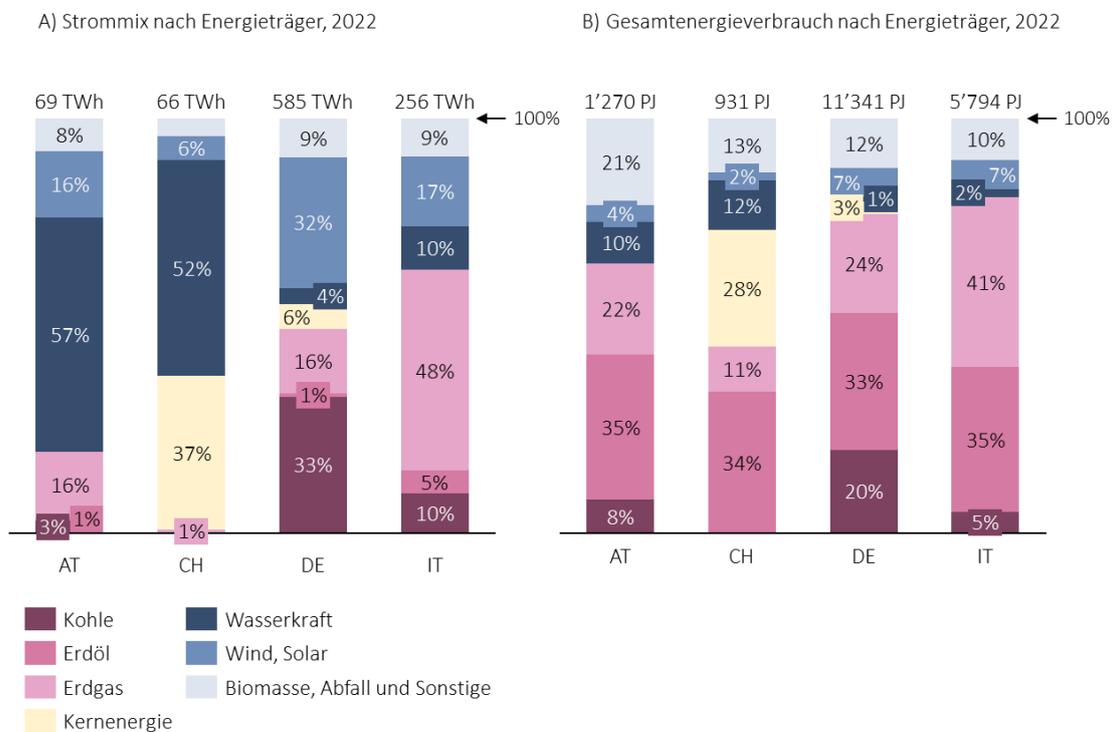
Grafik INFRAS. Quelle: DG Energie, Europäische Kommission.

Diese Ziele sollen mit freiwilligen nationalen Beiträgen erreicht werden, und welche in den nationalen Energie- und Klimaplänen (NEKP) der Mitgliedsstaaten festgehalten werden. Um die EU-weite Quote für erneuerbare Energien zu erreichen sind auch **Kooperationsmechanismen** vorgesehen, die eine kosteneffizientere Verteilung zwischen den Mitgliedsstaaten durch grenzüberschreitende Zusammenarbeit ermöglichen sollen (ACER 2022a). Bislang gibt es nur sehr wenige Projekte unter diesen Mechanismen, darunter z.B. gemeinsame Auktionen für Freiflächen-PV zwischen Deutschland und Dänemark (EEA 2020).

Nationalstaaten haben trotz der oben beschriebenen wachsenden Integration des EU-Energiebinnenmarktes noch erhebliche Kompetenzen bei den Themen Ausbau Erneuerbarer Energien, Netzausbau, und Versorgungssicherheit [S2]. Massnahmen und Ziele der Mitgliedsstaaten werden seit 2020 in den sogenannten Nationalen Energie- und Klimaplänen (NEKPs) zusammengefasst, was Koordination auf europäischer Ebene verbessern soll.

Die Vielfalt an regulatorischen, politischen, oder technischen Ausgangslagen ist aber sehr divers zwischen den Nationalstaaten. Die Länder der Regionen der ARGE ALP haben z.B. deutlich unterschiedliche Energie- und Strommixe, dargestellt in Abbildung 14. Diese Unterschiede sind u.a. durch verschiedene Ressourcenverfügbarkeit (Braunkohle nicht vorhanden in Österreich), politische Präferenzen (Windkraft politisch schwierig in der Schweiz), oder historischen Pfadabhängigkeiten (Atomstrom schon lange kein Thema in Italien) erklärbar, und können die grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung erschweren.

Abbildung 14: Strommix und Gesamtenergieverbrauch in Österreich, Schweiz, Deutschland und Italien



Grafik INFRAS. Quelle: IEA World Energy Balances.

Um grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung zu fördern, arbeiten Nationalstaaten (neben den EU-Institutionen) auf bi- oder multilateraler Ebene zusammen. Bestehende Zusammenarbeit auf dieser Ebene konzentriert sich aber eher auf die bessere Vernetzung bestehender Kapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energien als auf gemeinsame Investitionen und eine vertiefte Abstimmung von Massnahmen zur Förderung erneuerbarer Energiequellen (EEA 2020). Tabelle 1 listet relevante multilateralen Plattformen auf.

Tabelle 1: Multilaterale Zusammenarbeit auf Ebene Nationalstaaten in der Energieversorgung in Europa

Name	Beschreibung
Donau-Energieforum	Das Donau-Energieforum ist eine Plattform, welche auf nachhaltige Energieprojekte und -initiativen in den Donauländern abzielt und generell Zusammenarbeit und Dialogs zwischen den Donauländern im Bereich der Energiepolitik und -technologie fördert.
Mittelmeer-Energieforum	Das Mittelmeer-Energieforum ist eine Plattform, die sich auf die Förderung der Zusammenarbeit und des Dialogs zwischen den europäischen und mittelmeerischen Ländern im Bereich der Energiepolitik und -technologie konzentriert.
Pentalaterales Energieforum	Das Pentalaterale Energieforum ist eine regionale Partnerschaft zwischen Belgien, den Niederlanden, Luxemburg, Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz. Es unterstützt auf politischer Ebene den Prozess der regionalen Integration für einen zuverlässigen und nachhaltigen europäischen Energiemarkt.
Offshore-Netz-Initiative Nordseeländer (NSCOGI)	Die Offshore-Netz-Initiative der Nordseeländer ist eine regionale Zusammenarbeit von 10 Ländern, die die koordinierte Entwicklung eines möglichen Offshore-Stromnetzes im größeren Nordseeraum erleichtern soll.
Nordische Kooperationspartnerschaft	Die Nordische Kooperationspartnerschaft im Energiebereich ist eine regionale Zusammenarbeit zwischen den nordischen Ländern, die sich auf die Förderung der Zusammenarbeit und des Austauschs im Bereich der Energiepolitik und -technologie konzentriert, z.B. gibt es als Teil davon eine neue Partnerschaft zwischen Norwegen und Deutschland.
Visegrad 4	Die Visegrád-Gruppe, auch bekannt als Visegrád 4 oder V4, ist eine politische Allianz von vier mitteleuropäischen Ländern: Tschechien, Ungarn, Polen und Slowakei. Sie zielt darauf ab, die Zusammenarbeit in militärischen, wirtschaftlichen, kulturellen und energiepolitischen Angelegenheiten zu fördern und ihre Integration in die EU weiter voranzutreiben.
Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP)	BEMIP ist eine Gruppe, die die Energiewende in der Ostseeregion unterstützt und darauf abzielt, einen integrierten Energiemarkt unter den EU-Ländern der Ostseeregion zu erreichen. Mitglieder sind Dänemark, Deutschland, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Finnland und Schweden.
Central, South Eastern European Energy Connectivity (CESEC)	Die CESEC-Hochrangige Gruppe koordiniert Bemühungen zur Erleichterung von grenzüberschreitenden und transeuropäischen Energieinfrastrukturprojekten in Mittelost- und Südosteuropa.

Tabelle INFRAS.

Die Kompetenzverteilung innerhalb der Länder zwischen nationaler und subnationaler Ebene und damit die **Rolle der Regionen in der Energieversorgung** hängt u.a. von der Föderalismus-tiefe ab. Laut dem Dezentralisierung-Index des Europäischen Komitees der Regionen haben Deutschland, Italien und Österreich einen hohen Grad der Dezentralisierung (Rang 1, 5 und 6 in der EU). Auch die Schweiz ist stark dezentralisiert mit hohen Steuereinnahmen und viel Kompetenzen auf kantonaler Ebene.

Tabelle 2 zeigt die Verteilung der Kompetenzen im Energiebereich in den vier Ländern der Regionen der ARGE ALP (keine vollständige Liste). Im Fürstentum Liechtenstein spielt die sub-nationale, regionale Ebene aufgrund der Grösse des Landes keine/eine sehr reduzierte Rolle.

Tabelle 2: Verteilung der Kompetenzen im Energiebereich zwischen nationaler und regionaler Ebene

Länder	Nationale Ebene	Regionale Ebene
AT	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Viel Gesetzgebungs- und Verwaltungskompetenz im Strombereich ▪ Gewährleistung der Versorgungssicherheit ▪ Festlegung von Mindestnormen für die Energieeffizienz ▪ Rahmengesetzgebung für die Stromnetze ▪ Preisfestsetzung für die Nutzung der Stromnetze ▪ Förderung von erneuerbarer Energie 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiepläne der Regionen/Provinzen ▪ Verwaltung der Politik für erneuerbare Energien ▪ Energiesteuern ▪ Finanzielle Zuschüsse zur Förderung der Entwicklung von Technologien für erneuerbare Energien ▪ Unterstützung der lokalen Behörden bei der Sensibilisierung und Ausbildung
CH	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kompetenzen bei nationaler Zielsetzung von Ausbauzielen von erneuerbarer Energie ▪ Rahmenbedingungen von kantonaler Förderung und Regulierung von erneuerbaren Energien, sonstige Energieträger ▪ Gestaltung nationaler Instrumente für EE ▪ Regulierung Strommarkt und Netze 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kantonale Energiestrategien mit Massnahmen (Förderung, Regulierung) ▪ Grundsätzlich ist Energie kantonale Angelegenheit, besondere Kompetenzen aber im Gebäudereich (MuKE) ▪ Kantone als Eigentümer von Energieversorgungsunternehmen
DE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verabschiedung von Rechtsvorschriften und Politik zur Verringerung Energieabhängigkeit ▪ Subventionen zur Senkung des Energieverbrauchs, Förderung von alternativen Energiequellen, zuständig für Kernenergie ▪ Online-Energieüberwachung, Energieausweise ▪ Deregulierung der Energieinfrastruktur ▪ Planfeststellungsverfahren für grenzüberschreitende Energieinfrastrukturprojekte und den Netzausbau 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiepläne und -Strategien der Regionen ▪ Umsetzung von Gesetzen ▪ Lokale Programme zur Förderung von Energieeinsparungen ▪ Länder als Träger von Planfeststellungsverfahren für länderspezifische Energieinfrastruktur- und Netzausbauprojekte ▪ Unterstützung der lokalen Behörden bei der Sensibilisierung und Ausbildung
IT	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kontrolle der nationalen Agentur für neue Technologien, Energie und Umwelt (ENEA) ▪ Erzeugung elektrischer Energie ▪ Festlegung von Zielen und nationalen Programmen für erneuerbare Energien und Energieeinsparung, Energieversorgungssicherheit ▪ Besteuerung von Erdölvorräten ▪ Regionalplanung für Wasserressourcen und die Koordinierung von Forschungsprogrammen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verwaltungsaufgaben, einschließlich erneuerbarer Ressourcen, die weder dem Staat noch den lokalen Behörden vorbehalten sind ▪ Zuschüsse zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien; Beiträge zur Reduzierung des Energieverbrauchs ▪ Koordinierungsaufgaben mit den lokalen Behörden und Unterstützung der lokalen Behörden bei der Sensibilisierung und Ausbildung

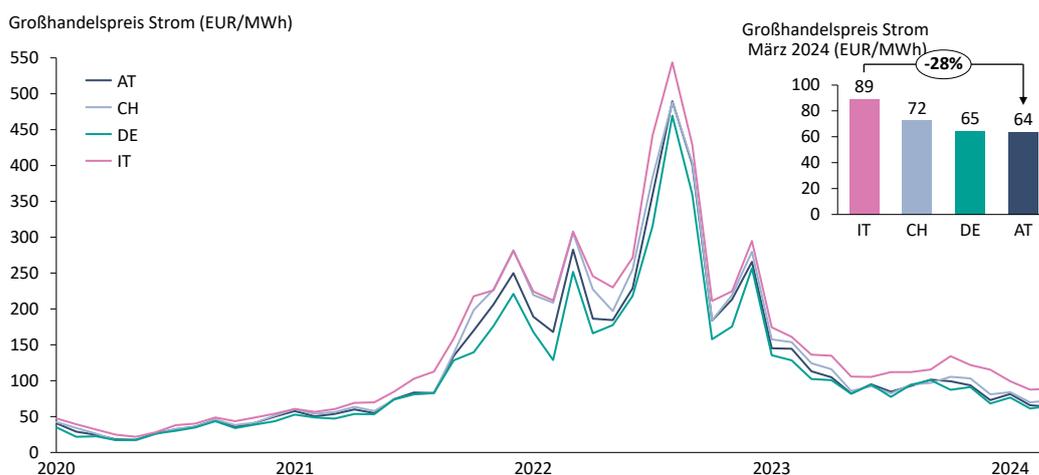
Tabelle INFRAS. Quellen: Faktenblätter der regionalen Energiestrategien (siehe Annex 2), European Committee of the Regions – Dashboard. "division of powers", (Krenn et al. 2023), . Keine vollständige Liste.

Nationalstaaten sind besonders für die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit verantwortlich. Diese Kompetenz wurde in der Energiekrise 2022/2023, welche die Vorteile und Grenzen von internationaler Zusammenarbeit in der Energieversorgung aufgezeigt hat, besonders genutzt, wie im Folgenden diskutiert wird.

Die Energiekrise 2022/2023 hat die Vorteile integrierter Energiemärkte aber auch die Grenzen der Zusammenarbeit und Solidarität in der Energieversorgung aufgezeigt.

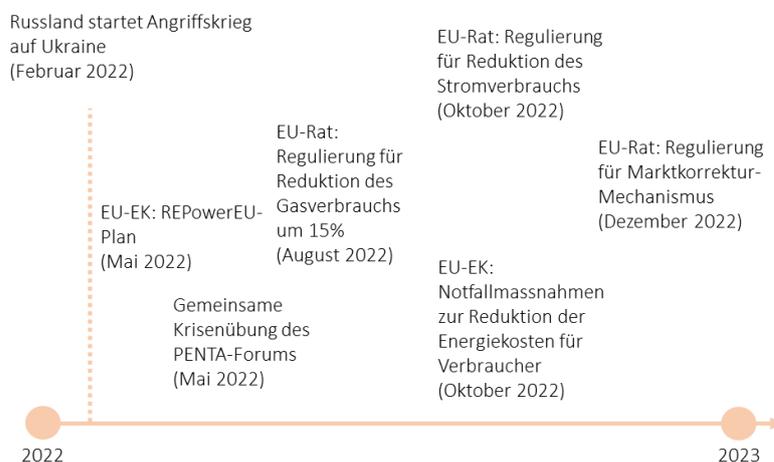
Im Jahr 2022 sah sich Europa mit einer Energiekrise konfrontiert, die in erster Linie durch die Reduzierung russischer Gaslieferungen verursacht wurde. Gleichzeitig war die Verfügbarkeit von Strom aus Kernkraftwerken, insbesondere in Frankreich, und die Wasserkraft weit unter dem historischen Niveau. Die Situation im Jahr 2022/2023 war jedoch **keine Energiemangel-lage**, sondern eine **Energiepreiskrise**. Energie war zu jeder Zeit ausreichend vorhanden [S10]. Aufgrund der Verknappung des Gasangebots stiegen allerdings die Gaspreise stark an, was über sich über die «Merit Order» auf die Strompreise ausgewirkt hat (siehe Abbildung 15).

Abbildung 15: Großhandelspreise für Strom in den Ländern der Arge Alp



Grafik INFRAS. Quelle: [EMBER Data Catalogue](#) (zugegriffen am 19.04.2024).

Die oben beschriebene **europäische Zusammenarbeit** verminderten die Auswirkungen dieser Energiekrise (ACER 2022b, 2023a). Die russischen Gaslieferungen konnten dank der verstärkten gemeinsamen Nutzung der Gasinfrastruktur in Europa schnell ersetzt werden. Auch im Elektrizitätssektor war der grenzüberschreitende Fluss von Strom ein Schlüssel zur Überwindung der Energiekrise, traditionelle Exporteure wie Frankreich wurden zu Importeuren von Strom [S2]. Es gab **zu keiner Zeit Handelsbeschränkungen** im EU-Energiemarkt. Auf europäischer Ebene gab es ausserdem einige Bemühungen, **eine koordinierte Antwort auf die Energiekrise** zu finden, wie in Abbildung 16 dargestellt. Massnahmen beinhalteten Energieeffizienz und Einsparziele als auch EU-Solidaritätsabkommen (SOS-Verordnung, Risk Preparedness Verordnung Strom).

Abbildung 16: Europäische Massnahmen zur Bewältigung der Energiekrise 2022/2023

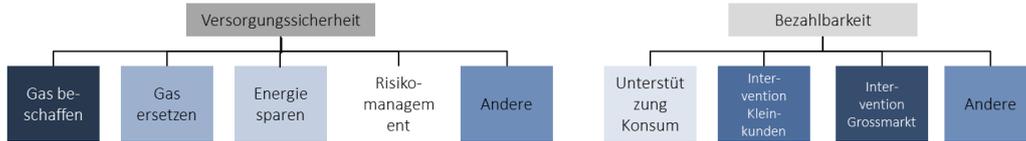
Grafik INFRAS. Quelle: (ACER 2022b, 2023a).

Dennoch wurden neben diesen europäischen Ansätzen auch drastische **nationale Massnahmen** ergriffen, wie in Abbildung 17 dargestellt. Diese Reaktionen auf die Krise haben gezeigt, dass **nationale Interessen** teilweise Priorität haben und die Funktionsweise des europäischen Energiemarkts beeinträchtigen können (ACER 2022a, 2023a). Konkrete Beispiele für nationale Massnahmen in den Ländern der Regionen der ARGE ALP sind in Tabelle 8 im Annex 1 aufgeführt. Generell liegt die **Versorgungssicherheit** weiterhin in der Verantwortung der Mitgliedstaaten [S10]. Es gibt keine Regelung auf EU-Ebene, wie in einer gleichzeitigen Energiemangel-lage in verschiedenen Ländern vorgegangen werden soll. Die Mitgliedstaaten planen die «**Resource Adequacy**» des Systems (Berücksichtigung von Nachfrage, Erzeugung, Einfuhr/Ausfuhr von Energie), und leitet daraus bestimmte Massnahmen ab wie strategische Reserven oder Kapazitätsmärkte (siehe dazu Abbildung 30 im Annex). Diese nationalen Ansätze für Resource Adequacy sind aber nicht immer komplementär und koordiniert. So rechnen die Staaten jeweils mit unterschiedlichen Importen und Exporten, welche nicht immer zur Planung von anderen Staaten passen.

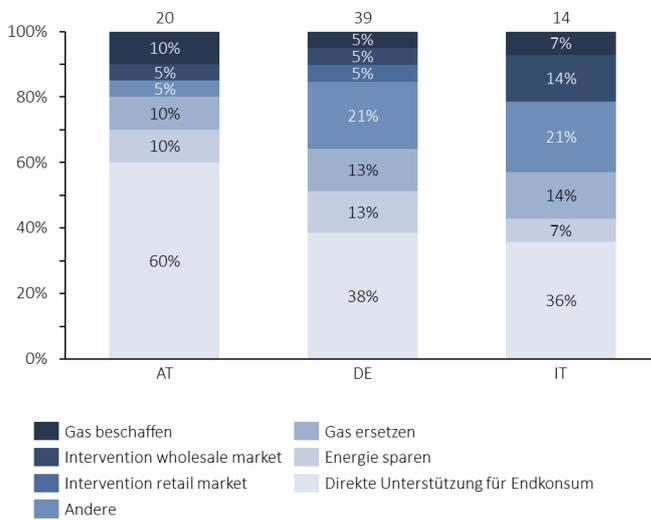
Im Fall einer Strommangellage ist es Aufgabe der nationalen Netzverantwortlichen den Betrieb des Stromnetzes möglichst aufrechtzuerhalten [F11]. Um die Konsequenzen für Wirtschaft und Gesellschaft zu mindern, übernehmen weiter nationale Organisationen die Regie, z.B. in der Schweiz u.a. das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, BWL. Die Abläufe werden durch **nationale Pläne** bestimmt, in der Schweiz ist das der sogenannte OSTRAL-Plan (Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen).

Abbildung 17: Notfallmassnahmen von AT, DE, und IT im Jahr 2022 als Antwort auf die Energiekrise

A) Kategorisierung der Notfall-Massnahmen (ACER 2023)



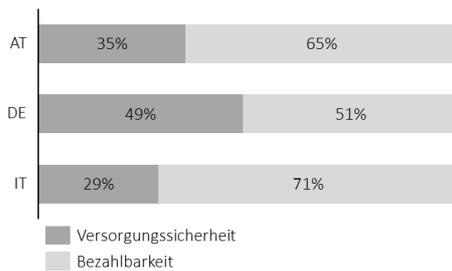
B) Notfall-Massnahmen von Mitgliedsstaaten der Europäischen Union im Jahr 2022 als Antwort auf die Energiekrise



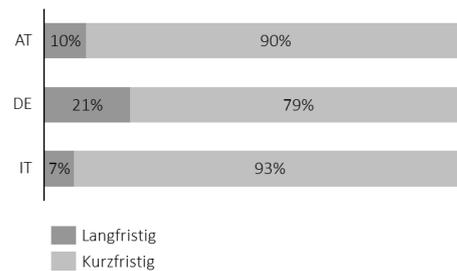
C) Sektoren auf welche die Notfall-Massnahmen abzielen



D) Ziel der Massnahmen



E) Wirkungs-Horizont der Massnahmen



Grafik INFRAS. Quelle: (ACER 2023b).

Neben europäischen und nationalstaatlichen Massnahmen gab es **bi- und multilaterale Abkommen** zur Minderung der Krise. Das Gasabkommen zwischen Italien und der Schweiz war zum Beispiel für das ans italienische Gasnetz angeschlossene Tessin zentral [F6]. Für das Fürstentum Liechtenstein war u.a. die Einbindung in den Zollvertrag mit der Schweiz wichtig [F8].

Grundsätzlich sind also Krisenfälle wie Energiemangellagen national geregelt, mit europäischen Rahmenbedingungen, und regionale Autoritäten haben wenig bis keinen Einfluss.

4. Energiepolitik in den Regionen der ARGE ALP

Trotz der starken Rolle der europäischen und nationalen Energiepolitik ist die regionale Ebene relevant für die Energieversorgung und grenzüberschreitende Zusammenarbeit in diesem Bereich.

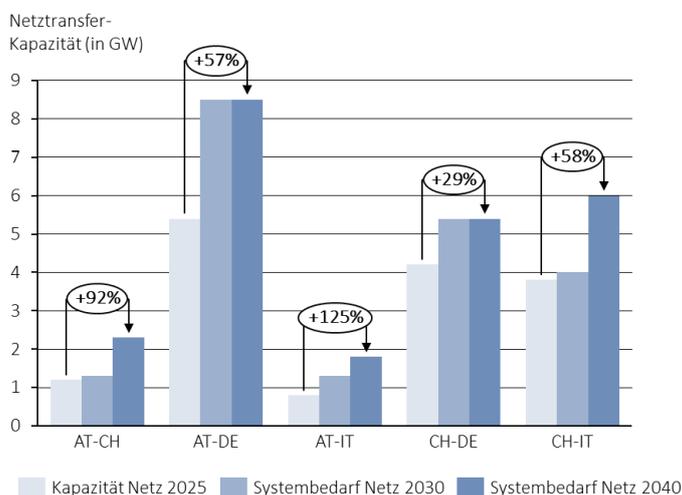
Wie oben diskutiert liegen die Kompetenzen für Energieversorgung (Produktion und Netze) vor allem auf nationaler und europäischer Ebene. Im Vergleich haben Regionen weniger Kompetenzen in der Gestaltung der Energieversorgung. Viele Massnahmen und Ziele von Regionen leiten sich aus nationalen und europäischen Gesetzen ab. Darüber hinaus spielt die EU eine tragende Rolle in der Gestaltung und Regulierung von grenzüberschreitenden Themen wie Netzausbau, Ausbau erneuerbarer Energie, oder Solidaritätsmechanismen bei Energiemangellagen. **Grenzüberschreitende Zusammenarbeit auf regionaler Ebene ist bislang sehr beschränkt.**

Wie schon oben (Abbildung 12 und Tabelle 2) dargestellt, ist die **regionale Ebene** aber dennoch relevant für die Energieversorgung und auch für grenzüberschreitende Themen. Die regionale Ebene ist zentral für die **Umsetzung** der europäischen und nationalen Massnahmen und Ziele vor Ort [S2]. Regionen spielt beispielsweise beim Ausbau erneuerbarer Energien eine zentrale Rolle, z.B. in der Raumplanung.

Regionen können auch zur stärkeren Integration und Vernetzung der europäischen Energiemärkte beitragen. Der Vorteil der regionalen Zusammenarbeit liegt im **Subsidiaritätsprinzip** (Gephart et al. 2015). Regionen sind am besten geeignet, die lokale Entwicklung zu fördern, wenn sie gemeinsame Merkmale aufweisen (Zenker et al. 2024). Dazu gehören spezifische geographische Merkmale (z. B. Alpenraum) oder spezifische infrastrukturelle Merkmale (z. B. Nachfragemuster wie Tourismus oder Wirtschaftsstruktur). Auch können Regionen durch die **Nähe zur lokalen Wirtschaft und Gesellschaft** die Beteiligung nichtstaatlicher Akteure in der Energiewende verbessern.

Speziell die **Regionen der ARGE ALP** haben durch ihre **geographische Lage in der Mitte Europas** eine zentrale Rolle beim Ausbau der erneuerbaren Energien und der Übertragungsnetze, bspw. in Bewilligungsverfahren und Moderation sozialer Akzeptanz [S10]. Die **Stromnetzinfrastuktur im Alpenraum** garantiert die wichtige Nord-Süd, sowie Ost-West-Verbindung im europäischen Verbundnetz [S9]. Während das Schweizer Stromnetz schon gut angebunden ist, bestehen bei der Anbindung Österreich-Deutschland und Italien Engpässe [S9], was sich auch in den Ausbauplänen im 10-Jahres-Netzausbauplan (TYNPD) zeigt (siehe Abbildung 18). Auch auf Ebene der **Verteilnetze**, welche in Zukunft wichtiger werden beim Ausbau dezentraler Energieproduktion, haben Regionen einen Hebel: Regionen sind oft Miteigentümer von Verteilnetzbetreibern, und können insofern die Gestaltung der lokalen Energiewende beeinflussen [S2].

Abbildung 18: In Zukunft nötige Netztransfer-Kapazität im Alpenraum, um Kosteneffizienz zu maximieren



Grafik INFRAS. Quelle: (ENTSOE 2023).

Ausserdem nimmt der Alpenraum, und damit die Regionen der Arge Alp eine spezielle Rolle in der zukünftigen Energieversorgung ein, da der **Bedarf an flexibler Stromerzeugung** wie aus Pumpspeicherkraftwerken steigen wird [S10]. Der Alpenraum wird oft auch als die **Batterie Europas** bezeichnet [S9].

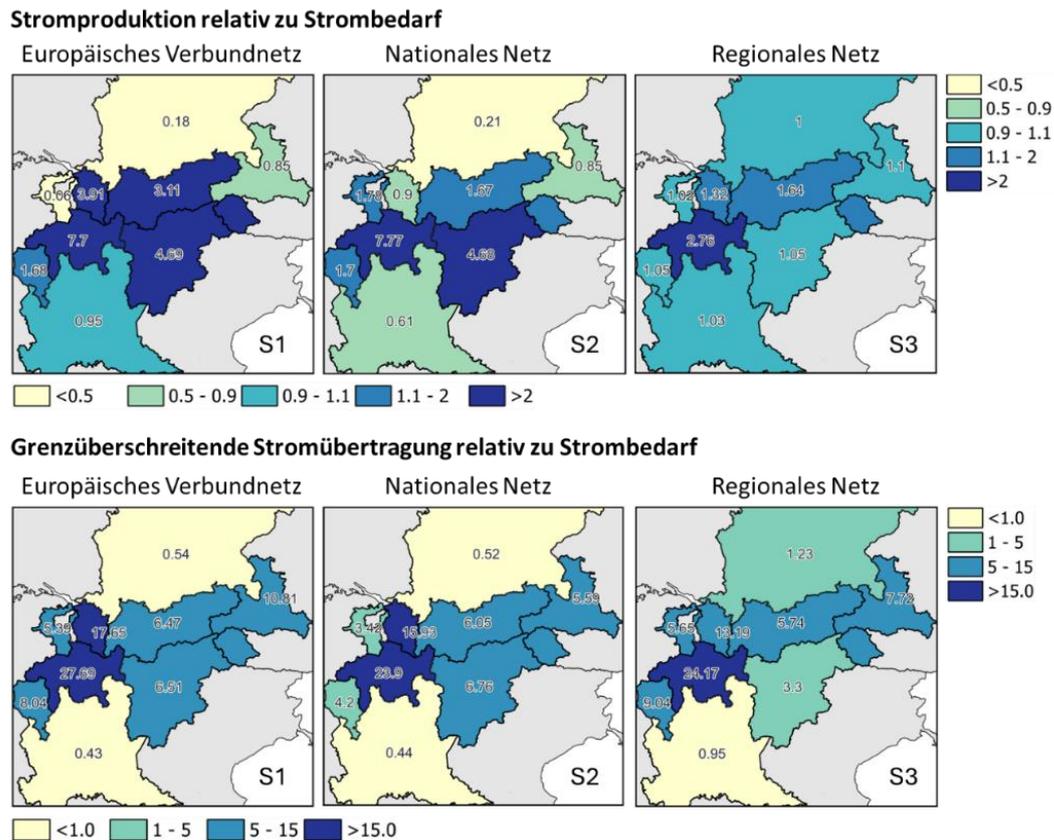
In anderen Worten: Die **Regionen der Arge Alp** sind unter verschiedenen Szenarien der Entwicklung des europäischen Stromsystems aufgrund Ihrer Lage und natürlichen Ressourcen **wichtige Produktions- und Transitregionen für Strom**.

Abbildung 19 veranschaulicht diese Rolle der Regionen der ARGE ALP auf Basis einer ETH-Studie von Tröndle et al. (2020) für die **drei Szenarien 100% erneuerbare Stromproduktion** mit (i) Kontinental: Strom wird in einem gesamteuropäischen System dort hergestellt, wo er am günstigsten ist; ii) Nationalstaatlich: Strom wird innerhalb einzelner Nationalstaaten dort hergestellt, wo er am günstigsten ist; iii) Regional: Die einzelnen Regionen sind autark in ihrer Stromproduktion.

In allen drei Szenarien (kontinentales, nationales, regional autarkes Stromsystem) erzeugen und übertragen die meisten Regionen der ARGE ALP laut der Studie **mehr Strom, als sie selbst benötigen**. Zum Beispiel produziert die Region Lombardei im Szenario «europäisches Verbundnetz» fast ihren benötigten Strombedarf (0.95).

Die Studie zeigt auf, dass das europäische Potential für Strom aus erneuerbaren Energiequellen ausreichend ist, um eine **vollständig erneuerbare Versorgung auf verschiedenen Ebenen zu ermöglichen**, von autarken, subnationalen Regionen bis hin zu einem voll integrierten kontinentalen Stromsystem.

Abbildung 19: Modellierung der räumlichen Verteilung von Strom-Erzeugung und -Übertragung im Verhältnis zur regionalen Nachfrage in den Regionen der Arge Alp unter verschiedenen Szenarien.



Grafik INFRAS. Quelle: (Tröndle et al. 2020). Szenarien: 100% erneuerbare Stromproduktion mit i) europäischem Verbundnetz, ii) nationalem Netz, und iii) regionalem Netz (regionaler Autarkie).

Allerdings ist laut der Studie ein System auf kontinentaler Ebene mit ausgebauten grenzüberschreitenden Netzkapazitäten und einer effizienten Verteilung der Energieproduktion (nach natürlichen Ressourcen) am kostengünstigsten.

Vor diesem Hintergrund gewinnen **mögliche Synergien in der Ressourcenverfügbarkeit** auf regionaler Ebene in einem erneuerbaren, dezentralen Energiesystem an Bedeutung. Abbildung 11 (Kapitel 2 oben) veranschaulicht die unterschiedlichen **Energiepotentiale** in den Regionen der ARGE ALP für Biomasse, Wind, und Solar. Es ist ersichtlich, dass die Ressourcen in Abhängigkeit von Grösse und topologischer Beschaffenheit der Regionen unterschiedlich verteilt sind, was mögliche Synergien suggeriert.

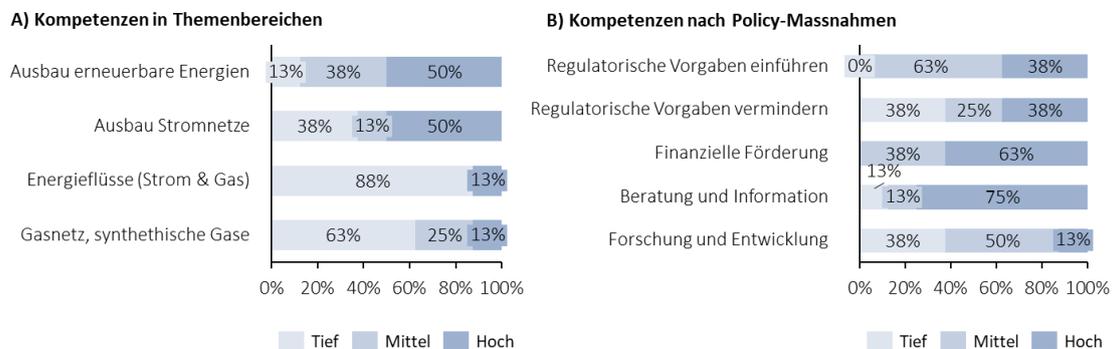
Da besonders die Verfügbarkeit von Flächen für den Ausbau von erneuerbaren Energien ein wichtiger Engpass ist, haben Regionen hier über Kompetenzen in der **Flächenplanung**, sowie **Genehmigungsverfahren** eine grosse Rolle [S2].

Die Regionen der ARGE ALP haben zahlreiche Kompetenzen in der Energieversorgung und nutzen vielfältige politische Massnahmen zur Förderung der Energiewende vor Ort.

Wie schon oben (Abbildung 12 und Tabelle 2) dargestellt, stehen den Regionen trotz der Einbettung in europäische und nationalstaatliche Politik **relevante Kompetenzen** und eine **Vielfalt an Politikinstrumenten** zur Verfügung, um auf die Energieversorgung einzuwirken. Abbildung 20 veranschaulicht die Einschätzung der Energiefachämtern der Regionen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein zu den regionalen Kompetenzen nach Themenbereichen (A) und nach Instrumententypen (B).

Die Mehrheit der Energiefachämter schätzen die Kompetenzen in den Themenbereichen **Ausbau erneuerbarer Energien** und **Ausbau der Stromnetze** als Hoch oder Mittel ein. Bei den Themen Energieflüsse (Handel mit Strom und Gas) sowie Gasnetze und synthetische Gase sieht die Mehrheit eine tiefe Kompetenz auf regionaler Ebene.

Abbildung 20: Einschätzung der Energiefachämter der Regionen der ARGE ALP zu regionalen Kompetenzen



Grafik INFRAS. Quelle: Umfrage unter den Energiefachämtern der Regionen der ARGE ALP. N=10 (Alle Energiefachämter ausser Bayern haben die Umfrage ausgefüllt).

Bei den Instrumententypen zeigt sich, dass Regionen vor allem in den Bereichen **finanzielle Förderung und Beratung/Information** Kompetenzen haben, weniger in regulatorischen Aspekten oder Forschung und Entwicklung.

Abbildung 21 illustriert konkrete Massnahmen der aktuellen Energie- und Klimastrategien der Regionen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein. Es wird ersichtlich, dass die Regionen eine Vielzahl an Kompetenzen haben und Massnahmen umsetzen, die auf unterschiedliche Elemente des Energiesystems abzielen.

Abbildung 21: Regionale Massnahmen in der Energieversorgung

	Ziele und Kompetenzen (illustrativ)	Politikinstrumente und -Grundlagen (illustrativ)
 Tirol	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau EE auf 65% Energiebedarf bis 2030 Ausbau Wasserkraft, Solar PV und KWK Energieraumplanung, Beschleunigungsgebiete 	<ul style="list-style-type: none"> Nachhaltigkeits- und Klimastrategie 2021 Programm Tirol 2050 energieautonom Regierungsprogramm für Tirol 2022-2027
 Salzburg	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau EE auf 65% Energiebedarf bis 2030 Ausbau Wasserkraft, Solar PV und KWK Entflechtung Gas- und Fernwärmeinfrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> Masterplan Klima + Energie 2030 Klima- und Energiestrategie Salzburg 2050 Umsetzungsfortschritt Klima + Energie 2030
 Vorarlberg	<ul style="list-style-type: none"> Kompetenzen bei Gebäuden, Baurecht heimische EE auf mind. 50% Endenergiebedarf 100% EE in Stromversorgung bis 2030 	<ul style="list-style-type: none"> Strategie Energieautonomie+ 2030 Strategie Energieautonomie 2050 Energieraumplanung
 Bayern	<ul style="list-style-type: none"> Jährliche Zubauziele (Energieplan Bayern 2040) Fokus auf überregionale Energieinfrastruktur Kompetenzen u.a. in Energieraumplanung 	<ul style="list-style-type: none"> Bayerisches Klimaschutzgesetz Energieplan Bayern 2040 (5 Teilstrategien) Wasserstoffstrategie
 Graubünden	<ul style="list-style-type: none"> Regulierung und Förderung im Gebäudebereich Ausbau EE gemäss Energierichtplan Wasserkraftstrategie 2022-2050 (Neu-Konz.) 	<ul style="list-style-type: none"> Kantonales Energiegesetz Kantonaler Energierichtplan Kantonales Förderprogramm Gebäude
 St. Gallen	<ul style="list-style-type: none"> Regulierung und Förderung im Gebäudebereich Ausbau neue EE von 2100 auf 3100 GWh Strombedarf konstant halten 	<ul style="list-style-type: none"> Kantonales Energiegesetz Konzepte für erneuerbare Wärmeversorgung Förderung Gebäude und Abwärmenutzung
 Tessin	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau EE und grössere Energieautonomie Neue Pumpspeicherkraftwerke Unterstützung beim Ausbau Fernwärmenetz 	<ul style="list-style-type: none"> PECC 2023 Scheda di Piano Direttore V3 "Energia" Kantonales Energiegesetz
 Lombardei	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau EE auf 36% Energiebedarf bis 2030 Ausbau Stromnetz Erhöhung Resilienz des Energiesystems 	<ul style="list-style-type: none"> PREAC 2030 (2023) PEAR (2015) Piano Lombardia
 Südtirol	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau EE auf 75% Energiebedarf bis 2030 Masterplan Modernisierung Strominfrastruktur Öl, Gas zu Heizwecken um 60% reduzieren 	<ul style="list-style-type: none"> Klimaplan Südtirol 2040 Landesgesetz Nr. 20 23. August 2023 Dekrets Nr. 13 „Nutzung von EE“
 Trentino	<ul style="list-style-type: none"> Energieautonomie bis 2050 Förderung Energiegemeinschaften Vereinfachung administrative Prozesse für EE 	<ul style="list-style-type: none"> PEAP 2021-2030 (2022) Legge provinciale sul autonomia energetica Strategia Provinciale per lo sviluppo sostenibile
 Liechtenstein	<ul style="list-style-type: none"> Ausbau EE auf 30% Energiebedarf bis 2030 33% inländische Stromproduktion bis 2030 Ersatz Ölheizungen durch Wärmepumpen 	<ul style="list-style-type: none"> Energiestrategie 2030, Energievision 2050 Klimastrategie Liechtenstein 2050 Monitoringbericht Energiestrategie 2030

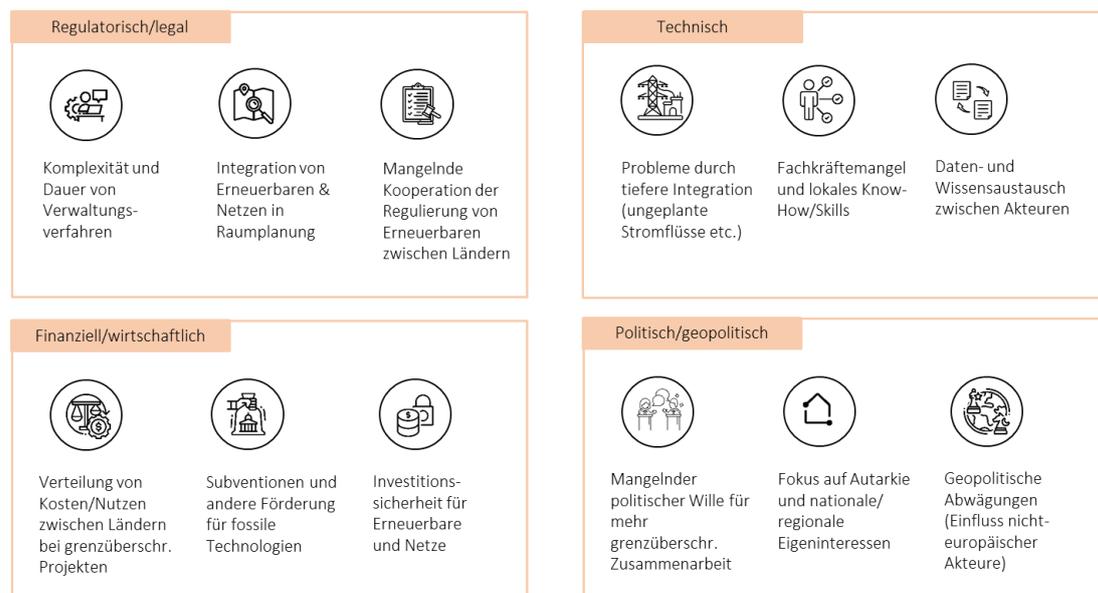
Grafik INFRAS. Quelle: Energie- und Klimastrategien der Regionen der ARGE ALP. Siehe auch regionale Faktenblätter (Annex 2).

5. Barrieren grenzüberschreitender Zusammenarbeit

Regulatorische, finanzielle, technische und politische Barrieren erschweren die grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung.

Mehrere **Barrieren** verlangsamen den Ausbau grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung. Diese Barrieren gelten für alle drei oben besprochenen Gouvernanz-Ebenen (europäisch, national, regional). Abbildung 22 fasst die verschiedenen Barrieren zusammen nach den Kategorien regulatorisch/legal, finanziell/wirtschaftlich, technisch, politisch/geopolitisch.

Abbildung 22: Überblick zu den Barrieren grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung



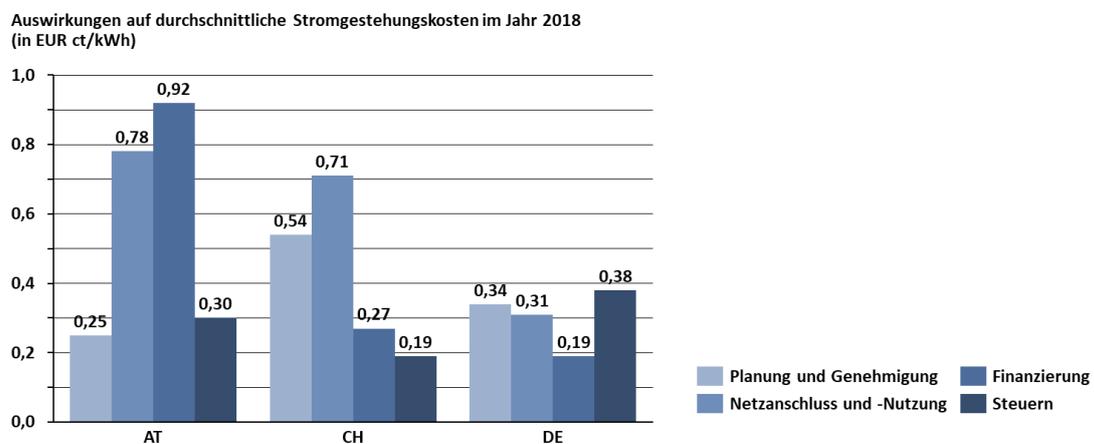
Grafik INFRAS. Quelle: (Caldés et al. 2019; EEA 2020; Falcan et al. 2022; Zachmann et al. 2024).

Regulatorische/legale Barrieren

EU-Vorschriften für erneuerbare Energien fördern eine verstärkte grenzüberschreitende Zusammenarbeit, bieten aber keinen einheitlichen Rahmen für die Umsetzung (Ecofys 2018). Regulatorische Unterschiede zwischen Nationalstaaten können zu zusätzlichen Kosten (z.B. Verwaltungskosten) führen, die die Vorteile der Zusammenarbeit schmälern können (Blücher et al. 2019). Regulatorische Unterschiede können unter anderem in Planung und Genehmigung, Netzanschluss, Besteuerung, und Finanzierung bestehen (Ecofys 2018).

Die regulatorischen Unterschiede können sich – zusätzlich zu anderen Faktoren wie Ressourcenverfügbarkeit (Wind, Sonne) - in den Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Energy, LCOE) niederschlagen (siehe Abbildung 23 für Österreich, Deutschland, und die Schweiz, Stand 2018). Regulatorische/legale Unterschiede können auch auf subnationaler Ebene entstehen, besonders bei den Themen Raumplanung, sowie Netzanschluss und Genehmigungen.

Abbildung 23: Auswirkungen von regulatorischen Unterschieden auf durchschnittliche Stromgestehungskosten in AT, CH, DE, im Jahr 2018 (in EUR ct/kWh)



Grafik INFRAS. Quelle: (Ecofys 2018).

Regulatorische Barrieren sind auch auf übergeordneter Ebene der Systemplanung der Stromnetze anzutreffen. Zwar gibt es mit dem Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) und der Liste von «Projekten gemeinsamen Interesses» Vehikel für Koordination und Planung. Allerdings können diese Vehikel Verzögerungen aufgrund von Genehmigungsverfahren oder Widerständen auf lokaler Ebene nicht oder nur beschränkt mindern (Glachant, Rossetto, and Vasconcelos 2017). Weiter fehlt politische Koordination bei den Themen i) Redispatching, ii) Reserve- und Kapazitätsmärkte, iii) grenzüberschreitenden Intraday-Zuteilungen mit Auktionen, iv) Harmonisierung von Netztariffen, sowie v) Koordination von load shedding (Glachant, Rossetto, and Vasconcelos 2017).

Finanziell/wirtschaftlich

Finanzielle/wirtschaftliche Barrieren wie Verteilungseffekte sind weitere wichtige Barrieren für eine vertiefte grenzüberschreitende Zusammenarbeit. Die (erwarteten) **Verteilungseffekte** von grenzüberschreitenden Energieprojekten oder Ausbau der Netzinfrastruktur können Präferenzen für Marktintegration beeinflussen. Zum Beispiel könnten Energieunternehmen in einem Importland finanzielle Verluste einfahren, wenn eine neue Übertragungsleitung billigeren

ausländischen Strom ins Netz einspeist (Zachmann et al. 2024). Gleichzeitig könnten sich die Verbraucher im Exportland über steigende Preise beschweren, wenn "ihr" billiger Strom ins Ausland verkauft wird.

Allgemeiner ausgedrückt besteht die wirtschaftliche Herausforderung bei der Integration darin, wie die Vorteile und Kosten zwischen den Marktteilnehmern aufgeteilt werden können. Dies gilt sowohl für die Investitionskosten (insbesondere für die grenzüberschreitende Übertragungsinfrastruktur oder lokale Infrastrukturinvestitionen mit grenzüberschreitenden Auswirkungen) als auch für die Betriebskosten (IEA 2019).

Ein weiterer finanzieller Faktor, der die Europäisierung der Elektrizitätswirtschaft blockieren kann, ist die **fehlende Harmonisierung der "staatlichen Beihilfen" für große Energieverbraucher**. Die Mitgliedstaaten können große Energieverbraucher von der vollständigen Zahlung von Netztarifen und Abgaben wie denen für die Subventionierung erneuerbarer Energien befreien, was zu ungleichen finanziellen Ausgangssituationen der Marktteilnehmer führen kann.

Technisch

Auch auf technischer Ebene gibt es zahlreiche Barrieren für vertiefte grenzüberschreitende Zusammenarbeit (IEA 2019). Eine enge Kopplung der Stromnetze über Grenzen kann mit **ungeplanten grenzüberschreitenden Stromflüssen** (oft als "Schleifen" oder "Transitflüsse" bezeichnet) einherkommen, welche eine technische Herausforderung für die Netzbetreiber darstellen. Dies ist vor allem in Regionen mit einem höheren Anteil an variablen erneuerbaren Energien ein wachsendes Problem. Weitere Probleme können im Bereich «re-dispatching» zur Vermeidung regionaler Überlasten im System und der Allokation von Übertragungskapazitäten entstehen (Glachant, Rossetto, and Vasconcelos 2017).

Weiter haben **lokale Massnahmen** im Energiesystem in Verbundsystemen **grenzüberschreitende Auswirkungen**. So können beispielsweise Maßnahmen zur Förderung lokaler Investitionen in erneuerbare Energien zu einer Zunahme unkoordinierter grenzüberschreitender Stromflüsse führen. Lokale Kapazitätsmechanismen können zu einem relativen Überangebot an Kapazitäten in einem Land im Verhältnis zum gesamten Systembedarf führen.

Politisch/geopolitisch

Auf übergeordneter Ebene sind vor allem politische Faktoren Barrieren für mehr Zusammenarbeit. **Mangelnder politischer Wille** aufgrund von tiefer Priorisierung oder Eigeninteresse ist eine Haupthürde, denn für mehr Integration der Energieversorgung ist eine Abweichung vom Status Quo nötig. Eigeninteressen können aus Autarkie-Überlegungen – dem Wunsch so wenig wie möglich abhängig von anderen Ländern zu sein – entstehen (im geltenden EU-Recht kann

jedes Mitgliedsland unter Einhaltung gewisser Randbedingungen über den eigenen Ressourcenmix entscheiden).

Grenzüberschreitende Zusammenarbeit hat auch **Verteilungseffekte** zwischen den Ländern. Einige Länder könnten befürchten, dass andere mehr von den Vorteilen der Integration profitieren, und dass mehr Integration dazu führt, dass Kompetenzen an die übernationale Ebene wandern.

Schließlich mangelt es an einer **umfassenden Koordinierung von Solidaritäts-Mechanismen**, was die Möglichkeiten des gesamten Systems einschränken kann, mit Schocks umzugehen, die die Energieversorgung gefährden (Glachant, Rossetto, and Vasconcelos 2017). Historisch betrachtet sind Krisen- und «Adequacy»-Management auf nationaler Ebene entstanden.

Das hat unter anderem dazu geführt, dass es eine **Vielzahl nationaler Kapazitätsmechanismen** gibt. Kapazitätsmechanismen finanzieren Back-Up-Kapazitäten im Energiesystem, welche bei Bedarf hinzugeschaltet werden können (Glachant, Rossetto, and Vasconcelos 2017). In den Ländern der Arge Alp gibt es bezüglich der Kapazitätsmechanismen deutliche Unterschiede (AT: kein Mechanismus; CH: kein Mechanismus; DE: strategische Reserven; IT: Marktmechanismus mit zentralem Käufer) (ACER 2023a).

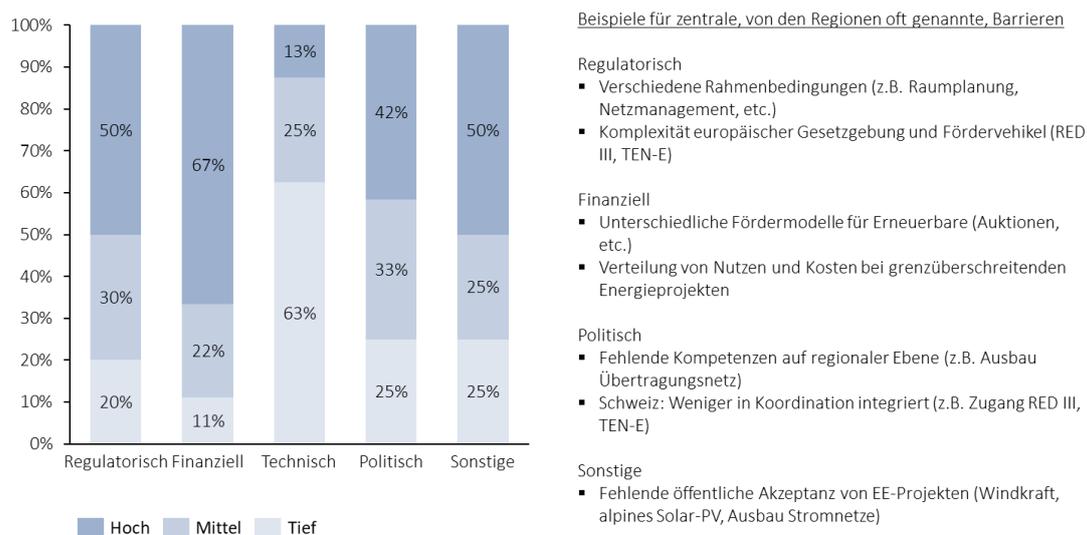
Zwar ist es seit 2020 möglich, Kapazitätsmechanismen grenzüberschreitend zu nutzen, das ENTSO-E führt dementsprechend ein Register (ACER 2023a). Allerdings gibt es bis dato wenige Länder, die von dieser Möglichkeit Gebrauch machen (ACER 2022b). **Vorreiter wie die italienischen Übertragungsnetzbetreiber** haben bereits Fortschritte gemacht und ausländische Kapazitäten für ihre Kapazitätsmechanismen in Betracht gezogen. Im italienischen Kapazitätsmechanismus können beispielsweise Kraftwerksbetreiber aus Österreich und der Schweiz teilnehmen (Stand 2022). ACER ruft dazu auf, weitere solche bilateralen Vereinbarungen abzuschliessen, um Kapazitätsmärkte effizienter nutzen zu können (ACER 2023a).

Eine weitere politische Barriere entsteht aus Opposition der lokalen Bevölkerung gegen Energieinfrastruktur-Projekte wie Stromnetze oder Windkraftanlagen.

Diese regulatorischen, finanziellen, technischen und politischen Barrieren schränken auch die Möglichkeiten für verstärkte grenzüberschreitende Zusammenarbeit auf regionaler Ebene ein.

Die oben diskutierten Barrieren sind auch relevant für die Regionen der ARGE ALP. Abbildung 24 zeigt die Einschätzung der Energiefachämter zur Relevanz dieser Barrieren. Vor allem regulatorische, finanzielle, und sonstige Barrieren (hier besonders fehlende öffentliche Akzeptanz und Widerstand gegen Energieinfrastruktur-Projekte) werden als relevant eingeschätzt. Die Relevanz technischer Barrieren wird als tief eingeschätzt.

Abbildung 24: Einschätzung von Energiefachämtern der Regionen der ARGE ALP zur Relevanz verschiedener Barrieren für grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung



Grafik INFRAS. Quelle: Umfrage unter den Energiefachämtern der Regionen der ARGE ALP. N=10.

Regulatorische Unterschiede sind vor allem eine Barriere für vertiefte grenzüberschreitende Zusammenarbeit [F6], da sie in klar getrennten Märkten und technischen Anforderungen resultieren [F3]. Zum Beispiel könnten grenzüberschreitende Umweltauswirkungsverfahren für gemeinsame Energieprojekte sehr komplex werden [F2], was zu Investitionsunsicherheit beiträgt. Diese Unterschiede und der hohe Planungs- und Bewilligungsaufwand haben zur Folge, dass Projekte innerhalb der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie III selten umgesetzt werden [S10].

Auch **finanzielle Faktoren** können Barrieren sein für grenzüberschreitende Zusammenarbeit auf regionaler Ebene. Die Verteilung von Kosten und Nutzen über verschiedene Partner ist

bei grenzüberschreitenden Projekten besonders schwierig [F2]. Es gibt Methoden zur Verteilung dieser Kosten/Nutzen, aber es bedarf noch an Fine-Tuning der Ansätze [S2].

Grosser **politischer Wille** ist oft der Haupttreiber für grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung. Zusammenarbeit fusst dabei meist auf einem schon bestehenden Vertrauensverhältnis [S1]. Im Kontext der RED III gibt es beispielsweise vor allem Projekte zwischen Nachbarstaaten mit langjähriger Zusammenarbeit im Energiebereich, wie zwischen Schweden und Norwegen. Im Umkehrschluss können Regierungswechsel zu Verzögerungen in der Projektrealisierung führen, wenn sich die Schwerpunkte der Regierung ändern [F2]. Unterschiedliche energiepolitische Prioritäten (Rolle von Gas, Rolle von Windkraft) können eine verstärkte grenzüberschreitende Zusammenarbeit schwierig machen [S2].

Sonstige Barrieren: Der Ausbau von Energieprojekten wie Übertragungsnetzen wird oft aufgrund von fehlender öffentlicher Akzeptanz verzögert. Aspekte sozialer Akzeptanz sollten auf regionaler Ebene angegangen werden, weil die regionalen Regierungen den Kontext kennen und näher an der Bevölkerung sind [S10]. Oft geht es auch um die Frage der Entschädigung lokaler Bevölkerung. Das gleiche gilt auch für Energieprojekte wie Windkraftanlagen oder alpine Solar-PV-Anlagen. Ein beträchtlicher Teil der alpinen Solarprojekte (in der Schweiz) wurde abgelehnt von der lokalen Bevölkerung auch aufgrund der Notwendigkeit, ein Mittelspannungsnetz auf Ebene 3 oder 5 zu errichten [S9].

Box 1: Das fehlende EU-CH-Stromabkommen als regulatorische Barriere

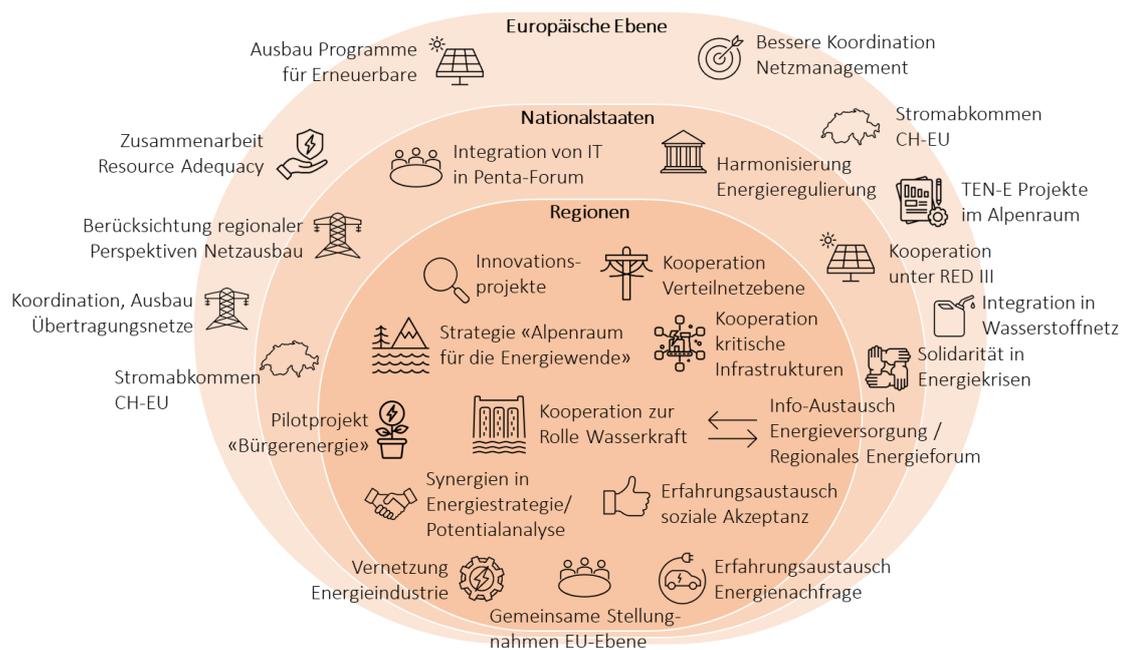
Die Schweiz spielt eine wichtige Rolle im europäischen Verbundnetz. Das fehlende Stromabkommen zwischen der EU und der Schweiz ist aber eine grosse Barriere für vertiefte grenzüberschreitenden Kooperation [F3, F11], zum Beispiel im Bereich Netzmanagement [F4]. Während sich in der EU die Integration der Energiemärkte verstärkt, wird die Schweiz zunehmend aus technischen und regulatorischen Gremien und Entscheidungen ausgeschlossen [S5]. Zwar ist die Schweiz noch Teil von multilateralen Foren wie dem Pentaforum, aber sie hat keinen direkten Zugang zum EU-Energiebinnenmarkt und handelt damit als Drittland, was zu Ineffizienzen führt [S10]. Auch bei neuen Förder- oder Kooperationsmodellen ist die Schweiz ausgeschlossen oder die Beteiligung ist nur mit speziellem Status/Auflagen möglich, z.B. im Rahmen der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie III [S2]. Ausserdem kann die Schweiz derzeit nicht an wichtigen TEN-E PCI-Projekten teilnehmen [S3]. Aufgrund des fehlenden Stromabkommens wird die Schweizer Energie- und Strompolitik stärker nach innen (Schweiz) ausgerichtet, nach Vorgabe der Elcom/Swissgrid [F11]. Aktuell finden Verhandlungen zwischen der EU und der Schweiz für ein Stromabkommen statt, allerdings im Kontext grösserer bilateraler Verhandlungen zu einem Rahmenabkommen. Der Entwurf für das Stromabkommen wird voraussichtlich bis Ende des Jahres von der EU-Seite vorliegen [S3].

6. Empfehlungen für vertiefte Zusammenarbeit

Empfehlungen an die ARGE ALP für eigene Massnahmen in den Bereichen Ausbau erneuerbarer Energie, Netzausbau und Nachfrageseite, sowie Versorgungssicherheit und Forderungen an die europäische und nationalstaatliche Ebene.

Um die Vorteile grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung zu realisieren, sowie Barrieren abzubauen, wird eine **vertiefte politische Zusammenarbeit** auf der europäischen, nationalstaatlichen, und regionalen Ebene benötigt.

Abbildung 25: Mögliche Massnahmen zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit der Regionen der ARGE ALP auf verschiedenen politischen Ebenen



Grafik INFRAS. Siehe Abbildung 31 in Annex 1 für eine alternative Darstellung der Empfehlungen sortiert nach Themenbereichen.

Abbildung 25 veranschaulicht unsere Empfehlungen an die ARGE ALP in den thematischen Bereichen **Ausbau erneuerbarer Energie, Netzausbau, und Versorgungssicherheit**, sortiert nach

- Mögliche Forderungen der ARGE ALP an die **europäische** und **nationalstaatliche Ebene** und
- Eigene Massnahmen auf **regionaler Ebene**.

Nur eine vertiefte politische Zusammenarbeit kann die Barrieren abbauen und Vorteile aus grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung realisieren.

Nur eine vertiefte politische Zusammenarbeit kann die Barrieren abbauen und Vorteile aus grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung realisieren. Zahlreiche Akteure rufen zu einer Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung auf, besonders auf europäischer Ebene. **Eine mögliche politische Resolution der ARGE ALP könnte in dieses Umfeld eingebettet werden.** In Box 2 unten sind ausgewählte Akteure und ihre Forderungen knapp beschrieben, Tabelle 10 in Annex 1 beinhaltet mehr Detail dazu.

Box 2: Forderungen grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung

- Der **Letta-Bericht** im Auftrag der Kommission und des europäischen Parlaments zeigt die Dringlichkeit weiterer Integration der europäischen Energie-Union auf (Letta 2024). Laut des Berichts bedarf es in den kommenden Jahren starker Bemühungen, um die Vorteile des Binnenmarktes im Energiesektor voll ausschöpfen zu können. Der Bericht zeigt mögliche Handlungsschritte für die nächste europäische Legislaturperiode (2024-2029) auf.
- Aus Sicht des **Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber** (ENTSO-E) könnte grenzüberschreitende Zusammenarbeit in verschiedenen Themenbereichen verstärkt werden (ENTSOE 2016, 2017).
- Für die **Internationale Energieagentur** (IEA) gibt es verschiedene nötige Massnahmen zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung (IEA 2019, 2023). Dabei betont die IEA die zentrale Rolle von **politischen Institutionen**. Ohne politische Unterstützung ist es unwahrscheinlich, dass eine grenzüberschreitende Integration stattfindet.

Im Folgenden beschreibt Tabelle 3 in mehr Detail die Empfehlungen für Massnahmen durch die Regionen der ARGE ALP und das Fürstentum Liechtenstein für die oben genannten drei thematischen Bereiche. Die Empfehlungen für Forderungen der ARGE ALP sind in Tabelle 4 (nationale Ebene) und Tabelle 5 (europäische Ebene) beschrieben.

Die Empfehlungen basieren auf wissenschaftlicher Literatur, der Umfrage unter den Energiefachämtern der Regionen und Interviews mit ExpertInnen. Wo möglich sind Quellen genannt (Interviews mit [Klammer] und Verweis auf Tabelle 6 in Annex 1).

Zum Schluss veranschaulicht Abbildung 26 konkrete Praxisbeispiele für bestehende grenzüberschreitende Energieprojekte im Alpenraum.

Tabelle 3: Mögliche Massnahmen der Regionen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung

Mögliche Massnahmen der Regionen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein

Ausbau erneuerbarer Energien



Gemeinsame Stellungnahmen EU-Ebene

- Die ARGE ALP könnte über Institutionen wie den Ausschuss der Regionen als Akteur und Multiplikator für eine verstärkte grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung auftreten. Thematisch relevant wäre hier vor allem die Arbeit der Fachkommission für Umwelt, Klimawandel und Energie (ENVE).
- Die ARGE ALP könnte ausserdem in ausgewählten Konsultationsverfahren für europäische Gesetzesvorschläge gemeinsam zu Energiethemen Position beziehen. Ein Fokus könnte hier auf Gesetzesvorschläge mit Fokus auf grenzüberschreitende Themen wie z.B. im Rahmen der TEN-E, oder des 10-Jahresnetzausbauplan der ENTSO-E (siehe auch oben unter «Forderungen an die europäische Union»).



Synergien in Energiestrategien und Potentialanalyse

- Grundsätzlich ist das **Potential grenzüberschreitender Zusammenarbeit auf regionaler Ebene beim Ausbau erneuerbarer Energien hoch**, u.a. da sich die natürlichen Ressourcen von Grenzregionen (Wind, Solar, Biomasse) ergänzen können [S2]. Eine regionale und grenzüberschreitende Perspektive kann auch sinnvoll sein für eine **Energiebedarfs- und Potentialanalyse** Besonders beim Thema Ausbau von alpinem Solar PV besteht Potential für mehr Zusammenarbeit in der ARGE ALP [F4]. Allerdings werden Potentialanalysen bisher (unseres Wissens) autonom durchgeführt ohne Austausch mit Nachbarregionen [F2].
- Regionen könnten zusammenarbeiten, um die **Raumplanungs- und Genehmigungsverfahren anzugleichen**, möglicherweise im Zusammenhang mit einer **regionalen Förderregelung für erneuerbaren Energien**.
- Ein Beispiel wäre eine mögliche Zusammenarbeit beim Thema **Ausweisung von sogenannten Beschleunigungsgebieten für den Ausbau von Erneuerbaren** [F2]. Hier gibt es viel Potential für verstärkte Abstimmung zwischen Grenzregionen. Man ist hier noch am Anfang, gegenseitige Unterstützung für die Planung (auf regionaler Ebene) könnte relevant sein. Zum Beispiel ist Tirol bei der Windplanung noch nicht sehr fortgeschritten, man könnte sich mit Nachbarregionen abstimmen für etwaige Zonen im Grenzbereich. Regionen könnten zusammenarbeiten, um die **Raumplanungs- und Genehmigungsverfahren anzugleichen**.
- Die ARGE ALP könnte in diesen Bereichen **Energiebedarfs und -Potentialanalyse, Gemeinsame Raumplanung oder Ausweisung Beschleunigungsgebiete** eine Zielvision formulieren sowie erste Massnahmen, z.B. ein Pilotprojekt mit interessierten Grenzregionen zur **Energiebedarfs- und Potentialanalyse, initiieren**.



Erfahrungsaustausch soziale Akzeptanz

- **Soziale Akzeptanz ist eine Barriere beim Ausbau von erneuerbaren Energien**, besonders im alpinen Raum. Die ARGE ALP könnte die Rolle der Regionen als «Mediator» zwischen **nationalstaatlicher/europäischer Ebene und der lokalen Bevölkerung/dem lokalen Kontext kommunikativ betonen und mit verschiedenen Massnahmen begleiten** [S10].
- Zum Beispiel könnte die ARGE ALP einen **Erfahrungsaustausch zu Nutzungskonflikten rund um Solar PV oder Windkraft im alpinen Raum initiieren** [F1, F2, F3]. Die Ausgangslage ist in den Regionen der ARGE ALP oft ähnlich: wenig nutzbare Flächen, wenig Potential für Wind, Widerstand gegen Freiflächen-PV, aber Möglichkeiten z.B. in Skigebieten.
- Die ARGE ALP könnte dabei **verstärkt die Sensibilisierung der Bevölkerung in den Blick nehmen**, das Teilen von Best Practices dazu könnte helfen, z.B. Erfahrungen der Schweizer Kantone im Bereich Alpine Solar PV [F2].

Mögliche Massnahmen der Regionen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein

Ausbau erneuerbarer Energien



Info-Austausch Energieversorgung/ Regionales Energieforum

- **Im Rahmen dieser Studie sind die Probleme der Datenlage zur Energieversorgung auf regionaler Ebene und der fehlende Austausch zwischen Grenzregionen ersichtlich geworden.** Das Erstellen der regionalen Vergleiche der Energiemixe und Ausbauziele hat viel Ressourcen benötigt – Berichterstattung und Transparenz ist auf regionaler Ebene weniger stark ausgeprägt wie auf nationaler Ebene.
- **Es würde einen Mehrwert bringen, wenn sich die Regionen stärker zu den verschiedenen Ausgangslagen ihrer Energieversorgung austauschen würden, auf Basis von transparenter Berichterstattung und einem offenen Austausch der Daten** [F3, F10, F11]. Man könnte sich an bestehenden Dashboards für nationale Energiemixe orientieren (der Internationalen Energieagentur oder nationaler/europäischer Organisationen, wie EMBER).
- **Auf Basis solcher Informationen könnten dann informelle Austausche zu bestimmten Themen im Rahmen von «regionalen Energieforen» stattfinden** zwischen Energiefachämtern und weiteren Stakeholdern wie EVU. Je konkreter das Thema, desto besser [F9].
- **Die Regionen der ARGE ALP erfüllen viele der von der ENTSO-E definierten Erfolgsfaktoren für regionale Energieforen:** Bottom-up-Prozesse, geographische Nähe der Beteiligten, Verbundnetze und komplementärer Energiemix, gemeinsame Anliegen in Bezug auf Versorgungssicherheit und Marktintegrität, ähnliche Marktbedingungen und -reife, überschaubare Größe der Region, möglichst auf den bereits bestehenden regionalen Kooperationsstrukturen aufbauen (ENTSOE 2017).
- **Die ARGE ALP könnte die Schaffung einer gemeinsamen Datenplattform/Dashboard sowie darauf aufbauend thematisch fokussierte regionale Energieforen anstossen.** Diese Massnahme könnte dann eine Basis bilden für andere Massnahmen, wie das stärkere Nutzen von Synergien zwischen Energiestrategien (siehe Massnahme oben).



Kooperation zur Rolle Wasserkraft

- **In vielen Regionen der ARGE ALP spielt Wasserkraft eine wichtige Rolle im Energiemix.** Insgesamt ist Wasserkraft zentral für die sogenannte «Strom-Winterreserve» im alpinen Raum. **Die Langzeitperspektiven der Wasserkraft sind momentan ein offenes Thema, da die meisten Wasserkraftwerke vor 50 bis 60 Jahren gebaut wurden.** Es besteht Bedarf an Sanierung, Ausbau und Erhalt, jedoch stehen diese Vorhaben vor **wirtschaftlichen Herausforderungen**, u.a. aufgrund von öfter vorkommenden niedrigen oder gar negativen Strompreisen im Zuge der Energiewende. Die **Konzessionen vieler Wasserkraftwerke** laufen ebenfalls aus, was z.B. zu Neuverhandlungen des Wasserzinses in der Schweiz führt.
- **Eine Möglichkeit für verstärkten grenzüberschreitenden Austausch läge darin, dass die Regionen der ARGE ALP einen koordinierten Auftritt für Wasserkraft im Alpenraum anstreben** sowohl gerichtet an die regionalen wie auch nationalen und europäischen Akteure und/oder im Zusammenhang mit Konzessionierung sowie Sanierung, Ausbau und Erhalt von Wasserkraft grenzüberschreitende Themen angehen [F1, F9, S3].



Strategie «Alpenraum für die Energiewende»

- Über den Energieträger Wasserkraft hinaus **könnten die Regionen der ARGE ALP sich miteinander abgestimmte, ambitionierte Ziele zum Ausbau von erneuerbaren Energien setzen**, unter Berücksichtigung der vergleichbaren Bedingungen im Alpenraum.
- **Aufbauend auf dem Vertrauensverhältnis innerhalb dieser regionalen Gruppierung könnte sich die ARGE ALP somit als «Ermöglicher und Katalysator» einer beschleunigten Energiewende in Position bringen. Dafür könnte die ARGE ALP einen Strategieprozess «Alpenraum für die Energiewende» in Gang setzen**, welche in einer ganzheitlichen Strategie für diesen Raum münden könnte.
- **Als Inspiration können regionale Strategien in anderen Teilen Europas dienen:** Im Jahr 2022 einigten sich mehreren Nationalstaaten (Deutschland, Dänemark, Niederlande, Belgien) im Rahmen der **«Esbjerg Deklaration»** auf eine intensive regionale Zusammenarbeit zur Förderung der Offshore-Windenergie aus der Nordsee.

Mögliche Massnahmen der Regionen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein

Ausbau erneuerbarer Energien



Gemeinsame Innovationsprojekte

- Im Zuge der Umsetzung der Energiewende und der erhöhten Relevanz dezentraler Erzeugung sowie der Verteilnetze stellen sich **noch viele ungelöste Fragen**. Gerade die **regionale Ebene scheint bisher wenig erforscht**, da die meiste Forschung sich auf geographisch grössere Gebiete bezieht.
- Die **Regionen der ARGE ALP könnten hier aktiv werden beim Anstossen und Durchführen gemeinsamer Innovations- und Forschungsprojekte**, welche sich mit der Umsetzung der Energiewende auf regionaler Ebene beschäftigten und besonders grenzüberschreitende Aspekte berücksichtigen.
- **Vereinzelt gibt es schon Aktivitäten in grenzüberschreitenden Forschungsprojekten, wie bspw. über INTERREG-Programme der EU oder sonstige Fördertöpfe**. Bspw. nimmt die Region Trentino am Projekt EcoEmpower zum Thema erneuerbare Energiegemeinschaften teil [F10]. Allerdings sind viele der Aktivitäten bisher auf nationalstaatlicher Ebene angesiedelt, es besteht deshalb wenig Erfahrung in der Umsetzung regionaler Projekte [F6].
- Die **ARGE ALP könnte eine teils existierende «Projektpipeline» für die regionale Zusammenarbeit im Bereich der erneuerbaren Energien nutzen**, um Finanzierungsmöglichkeiten in konkrete regionale Kooperationsprojekte umzusetzen, z.B. im Kontext von INTERREG Alpine Space, ERDF, CEF, EFSI.



Pilotprojekt grenzüberschreitende «Bürgerenergie»

- **Im Rahmen der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie III besteht die Möglichkeit für grenzüberschreitende Bürgerenergie-Gemeinschaften** [S4]. Bei der Umsetzung solcher Gemeinschaften gibt es aber **noch viele offene Fragen**, wie ein Pilotprojekt in der Region Emmen und Haren (SEREH) an der deutsch-holländischen Grenze gezeigt hat [S7].
- Ein **Handbuch zur praktischen Umsetzung solcher Gemeinschaften ist aktuell in Erarbeitung** durch das Forschungsinstitut Eurac (EU-Ausschreibung 2022CE160AT275) [S11].
- Die **ARGE ALP könnte ein Pilotprojekt für grenzüberschreitende Bürgerenergie im Rahmen der RED III initiieren**. Interessierte Grenzregionen müssten dafür einen «Experimentier-raum» aufmachen und interessierte PartnerInnen aus der Energiebranche und Zivilgesellschaft finden, um ein solches Projekt umzusetzen [S4]. Da schon ein Vertrauensverhältnis besteht könnte die ARGE ALP hier besonders gut positioniert sein.



Vernetzung regionaler Energieindustrie

- Die **ARGE ALP könnte zu einer stärkeren Vernetzung von Unternehmen im Bereich erneuerbare Energietechnologien beitragen im Sinne lokaler Wirtschaftsförderung und Innovationscluster** [F4]. Ein weiteres Thema könnte der Fachkräftemangel sein, welcher ggbs. durch mehr Arbeitnehmermobilität zwischen den Regionen gesenkt werden könnte.
- **Konkrete grenzüberschreitende Zusammenarbeit kann vor allem auf Unternehmensebene funktionieren, z.B. über die gemeinsame Finanzierung grösserer Energieprojekte**. Regionen können den Raum schaffen für mehr grenzüberschreitende Zusammenarbeit zwischen Unternehmen [F1].
- Die **Regionen und die ARGE ALP könnten als Plattform für verschiedene Stakeholder dienen** [F3]. Die Kooperation im Bereich Wasserstoff im Dreiländereck CH, DE, FR im Rahmen der Trinationalen Wasserstoff-Initiative könnte hier als Inspiration dienen.

Netzausbau und Nachfrageseite



Erfahrungsaustausch Energienachfrage

- **Nachfrage-seitige Veränderungen** (flexiblere Nachfrage durch Digitalisierung, Smart Metering, Dezentralisierung) und der Bedarf an **Elektrifizierung** (E-Mobilität, auch von Tourismus, Wärmepumpen auch von Industrieprozessen) ist in vielen Regionen der ARGE ALP vergleichbar.
- Ein Austausch über den Umgang mit nachfrage-seitigen Veränderungen im alpinen Raum und daraus resultierende Notwendigkeiten wie z.B. der Ausbau von Verteilnetzen (siehe nächster Punkt) könnte wertvoll sein. Die ARGE ALP könnte einen Austausch zu diesem Thema anstossen, z.B. im Rahmen der oben erwähnten «Energie-Foren» [S9].

Mögliche Massnahmen der Regionen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein

Netzausbau und Nachfrageseite



Kooperation Verteilnetz- ebene

- **Die Rolle von Verteilnetzen wird im Rahmen des Ausbaus dezentraler Energieträger sowie höherem Strombedarf durch Haushalte und Industrie massiv zunehmen.** Aktuelle Berichte des Verbands der europäischen Stromindustrie Eurelectric betonen, dass beim Ausbau der Verteilnetze eine gemeinsame, vorausschauende Planung sowie ein Austausch zur Digitalisierung (angesichts des unterschiedlichen Fortschritts in den Ländern) zentral ist (Eurelectric 2024a, 2024b).
- Im November 2023 publizierte die EU-Kommission einen **Aktionsplan für den Ausbau und die Modernisierung von Verteilnetzen** (geschätzter Investitionsbedarf bis 2030 in der EU: 375-425 Mrd. Euro). Neu müssen z.B. in Österreich auch Verteilnetzbetreiber **Ausbaupläne** machen (Entwurf von Januar 2024). Die Verteilnetzbetreiber spielen also eine immer wichtigere Rolle bei der Erleichterung der Energiewende (Eurelectric 2024a). Die Verteilnetzebene wäre also ein Ansatzpunkt für Regionen, um ihre Interessen einzubringen [F2].
- **Im Bereich Verteilnetze haben Regionen mehr Gestaltungsspielraum als bei Übertragungsnetzen.** Zwar macht ein grenzüberschreitender Ausbau der Verteilnetze (Netzebene 3 und 5) in den wenigsten Fällen Sinn: Per EU-Recht können Verteilnetze nicht grenzüberschreitend angelegt werden, internationale Verbindungen sind technisch nur über sogenannte «Interkonnektoren» auf Übertragungsebene vorgesehen [S7]. Allerdings besteht **Potential für Erfahrungsaustausch zu den Herausforderungen beim lokalen Ausbau der Verteilnetze**, da die Ausgangslagen in den Regionen teils ähnlich sein dürften.
- Weiter kann in manchen Fällen eine **Bündelung von Infrastruktur** (z.B. Strassen- und Stromnetzprojekten) und eine sorgfältige Planung sind z.B. auch im grenzüberschreitenden Kontext entscheidend sein, um niedrige Infrastrukturkosten zu erreichen [S6].
- **Die ARGE ALP könnte u.a. einen Austausch zum Thema regionalem Netzausbau initiieren**, oder spezifische Innovationsprojekte (siehe oben) dazu in Gang bringen.

Versorgungssicherheit



Kooperation kritische Infra- strukturen/Be- völkerungs- schutz bei Energienan- gellagen

- Zwar spielen die nationalen und europäischen Ebenen eine wichtigere Rolle beim Thema Versorgungssicherheit und Energiemangellagen, aber **auf lokaler Ebene besteht Potential für Zusammenarbeit, besonders in der Bewältigung der Sekundäreffekte einer Energiekrise im Bevölkerungsschutz.**
- **Regionen können bei der Resilienz kritischer Infrastrukturen im Energiebereich kooperieren und Best Practices austauschen** [F5]. Z.B. könnte die Schweizer Regionen Erfahrungswerte aus dem OSTRAL-Plan mit anderen Regionen teilen [F2, S6]. Das betrifft sowohl die Energiesysteme selbst (Netze, Erzeugungsanlagen), als auch **mögliche Folgen einer Energiemangellage für kritische Infrastruktur** wie z.B. im Gesundheitssystem oder Feuerwehrwesen [S10], wo eine Kooperation beitragen könnte Doppelstrukturen im lokalen Raum zu vermeiden [F2], zum Beispiel über eine bessere **Vernetzung von Krisenstäben**, oder **Koordination auch auf Gemeindeebene** [F1, F2, S3].
- Auch bei diesem Thema gibt es bislang auf regionaler Ebene keine Zusammenarbeit im Grenzraum. **Die ARGE ALP könnte dieses Thema durch verschiedene Massnahmen be-spielen**, z.B. im Rahmen eines Informationsaustausches, durch Pilotprojekte oder eine Auslegeordnung im Rahmen eines Berichts.

Tabelle INFRAS. Quelle: Literatur, Interviews mit ExpertInnen, Umfrage unter den Energiefachämtern der Regionen.

Tabelle 4: Mögliche Forderungen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein an die nationalstaatliche Ebene zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung

Mögliche gemeinsame Forderungen der ARGE ALP an die nationalstaatliche Ebene

Ausbau erneuerbarer Energien



Integration von IT in Penta-Forum

- Das **Pentalaterale Energieforum** ist eine regionale Partnerschaft zwischen Belgien, den Niederlanden, Luxemburg, Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz. Es unterstützt auf politischer Ebene den Prozess der **regionalen Integration** für einen zuverlässigen und nachhaltigen **europäischen Energiemarkt**. Beispielsweise haben die Mitgliedsstaaten des Penta-Forums gemeinsam Dekarbonisierungs-Ziele kommuniziert, oder gemeinsame Krisenübungen im Fall eines Stromausfalls durchgeführt. Italien ist nicht Teil dieses Forums.
- Die ARGE ALP könnte **Forderungen an verstärkten Austausch zwischen den Nationalstaaten AT, CH, DE, und IT im Energiebereich fordern**, beispielsweise über bestehende Foren wie das Pentalaterale Energieforum, die Alpenkonvention, oder (grösser gedacht) durch ein neu zu schaffendes «Energieforum Alpenraum». **Konkret könnte die ARGE ALP die Einbindung von Italien in das Pentalaterale Energieforum fordern.**



Kooperation unter RED III

- EU-Mitgliedsstaaten sind im Rahmen der **Erneuerbaren-Energien-Richtlinie III (RED III)** zur Förderung grenzüberschreitender Projekte für erneuerbare Energien verpflichtet (Artikel 9), mit mindestens einem Projekt bis 2025.
- Allerdings sind grenzüberschreitende **Projekte unter diesem Mechanismus bislang sehr rar**, Mitgliedsstaaten nutzen den Mechanismus selten und dann vor allem die sogenannten «statistischen Transfers» (und weniger gemeinsame Projekte). Es zeigt sich, dass die Gründe dafür im **komplexen regulatorischen Umfeld**, sowie der schwierigen Allokation von Kosten und Nutzen über Grenzen hinweg zu finden sind. Für die Ausarbeitung eines Abkommens über die grenzüberschreitende regionale Zusammenarbeit müssen ausreichend Zeit und Ressourcen bereitgestellt werden, was eine grosse Barriere darstellt (EEA 2020). Auch kann die Schweiz nur unter Bedingungen und für manche Mechanismen am RED III teilnehmen (siehe Stromabkommen CH-EU).
- Die ARGE ALP könnte die **nationale Ebene in AT, DE, IT (und CH) auffordern, Projekte im Rahmen von RED III im Alpenraum voranzutreiben** und so etwaige Vorteile grenzüberschreitender Zusammenarbeit (bessere Ausnutzung Ressourcenpotential, etc.) zu nutzen.



Harmonisierung von Regulierung

- Es gibt in Europa **keinen einheitlichen regulatorischen Rahmen** für die Umsetzung der Ausbauziele von erneuerbaren Energien. Regulatorische **Unterschiede in Planung und Genehmigung, Netzanschluss, Besteuerung, und Finanzierung** zwischen Nationalstaaten können zu zusätzlichen Kosten führen, die die Vorteile der Zusammenarbeit schmälern (Ecofys 2018).
- Die ARGE ALP könnte die **Nationalstaaten (besonders AT, CH, DE, IT) dazu auffordern, die Regulierung von erneuerbaren Energien wo relevanz zu harmonisieren**, um die Marktintegration zu vertiefen. Nationalstaaten müssen in den sogenannten **Nationalen Energie- und Klimaplänen (NEKP)** die Grundzüge ihrer Energiepolitik beschreiben, und sollten hier das Thema der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit und den Abbau der regulatorischen Hürden dafür thematisieren.

Mögliche gemeinsame Forderungen der ARGE ALP an die nationalstaatliche Ebene

Netzausbau und Nachfrageseite



Harmonisierung Netzregulierung und Koordination Ausbau und Digitalisierung

- Es gibt beim Thema Netzregulierung grosse Unterschiede zwischen den Nationalstaaten. Regulatorische **Unterschiede in Netzgebühr, Grad der Liberalisierung, und sonstige Regulierung von Netzbetreibern** können eine verstärkte Zusammenarbeit beim Netzausbau erschweren (Ecofys 2018). Gleichzeitig ist der Netzausbau eine zentrale Stellschraube für das Erreichen der Klima- und Energieziele der Staaten, und es besteht **hoher Investitionsbedarf in Ausbau und Digitalisierung** (Eurelectric 2024a, 2024b).
- Die ARGE ALP könnte die Nationalstaaten auffordern **wo relevant Regulierung von Stromnetzen zu harmonisieren**, um den Ausbau von Übertragungsnetzen und von Verteilnetzen nicht zu verlangsamen. **Auch könnte die ARGE ALP einen besseren Austausch zwischen den Nationalstaaten beim Thema Netzausbauplanung und Digitalisierung fordern.**



Bessere Integration der regionalen Perspektiven in Netzplanung

- Das Thema **Netzausbau** wird zwar auf europäischer Ebene koordiniert und teilweise finanziert (siehe oben), wird primär aber auf **nationalstaatlicher Ebene** geregelt. Es gibt auf zwischenstaatlicher Ebene einen etablierten Austausch zum Ausbau grenzüberschreitender Netze. Auf regionaler Ebene ist dies nicht der Fall. Bei Bewilligungsverfahren und sozialer Akzeptanz der Trassenlegung ist **die regionale/lokale Ebene aber relevant in der Umsetzung von nationalen Ausbauplänen**. Hier besteht Potential für mehr Abstimmung zwischen den Grenzregionen, z.B. durch gemeinsame Positionen.
- Die ARGE ALP könnte die relevanten Institutionen (**Netzbetreiber**) der Nationalstaaten auffordern, **die regionale Perspektive verstärkt bei Netzausbauplänen zu berücksichtigen, und dabei auch die grenzüberschreitenden Aspekte mehr zu beachten.**

Versorgungssicherheit



Stromabkommen CH-EU

- Das **fehlende Stromabkommen** zwischen der EU und der Schweiz ist aber eine grosse Barriere für vertiefte grenzüberschreitenden Kooperation und gefährdet unter anderem die Versorgungssicherheit, vor allem der Schweiz selbst (siehe detailliertere Beschreibung oben unter «Forderungen an die europäische Ebene», wo das Thema auch aufgeführt ist).
- Die ARGE ALP könnte sich bei den relevanten Nationalstaaten (**CH, aber auch AT, DE, IT**) für ein **Stromabkommen EU-CH einbringen. Das Stromabkommen wird voraussichtlich bis Ende des Jahres 2024 von der EU-Seite vorliegen.**



Solidarität in Energiekrisen und Austausch zu Krisenmanagement

- **Nationalstaaten** haben die Hoheit in der Versorgungssicherheit. Die Rolle von Regionen ist hier begrenzt. Staaten haben massive Pakete zur Unterstützung von Haushalten und Industrie in der Energiepreiskrise 2022/2023 geschnürt. Bei einer **Strommangellage** ist es Aufgabe der nationalen Netzverantwortlichen den Betrieb des Stromnetzes möglichst aufrechtzuerhalten. Ansätze zum Umgang mit Energiemangellagen unterscheiden sich stark, z.B. bei der Frage welche Akteure zuerst von Energierationierung betroffen sind.
- Die Regionen der ARGE ALP können die Nationalstaaten auffordern **die nationalen Ansätze zum Umgang mit Strommangellagen und Energiekrisen besser untereinander zu koordinieren und sich zu Best Practices vertieft auszutauschen**. Bestehender Austausch wie von AT, CH, und DE im Rahmen des Penta-Forums könnte ausgebaut werden.
- **Ausserdem könnte die ARGE ALP von Nationalstaaten fordern im Fall einer zukünftigen Krise gemeinschaftliche Krisenbewältigung zu priorisieren, und weniger stark auf nationale Massnahmen zu setzen wie im Krisenjahr 2022/2023.**
- **Konkret könnte die ARGE ALP auch einen verstärkten Austausch von Informationen zu Best Practices fordern.** So ist z.B. der **OSTRAL-Plans der Schweiz** innovativ und könnte deshalb relevant sein für die anderen Staaten und ihre Krisenmanagement-Ansätze.

Tabelle INFRAS. Quelle: Literatur, Interviews mit ExpertInnen, Umfrage unter den Energiefachämtern der Regionen.

Tabelle 5: Mögliche Forderungen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein an die europäische Ebene zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung

Mögliche gemeinsame Forderungen der ARGE ALP an die europäische Ebene

Ausbau erneuerbarer Energien



Ausbau der Programme für grenzüberschreitende Zusammenarbeit

- Die **Erneuerbare-Energien-Richtlinie III** sieht verschiedene Mechanismen zur Förderung grenzüberschreitender Zusammenarbeit vor, z. B. Kooperationsmechanismen, statistische Transfers oder gemeinsame Projekte.
- Der „**Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien**“ ist ein weiterer, neuer Mechanismus. Es werden Mittel für Finanzhilfen für grenzüberschreitende Energieprojekte im Rahmen von Auktionen bereitgestellt. Die Zuschüsse decken entweder die Errichtung einer Erzeugungsanlage (Investitionsförderung) oder die tatsächliche Erzeugung erneuerbarer Energie (Betriebsförderung) ab.
- Die **ARGE ALP könnte die EU auffordern, solche Instrumente zu stärken und die Nutzung durch Mitgliedsstaaten (bisher in nur geringem Umfang) weiter zu fördern und fordern**
- Es könnte z.B. ein **Malus-System** eingeführt werden, um mangelnde grenzüberschreitende Zusammenarbeit zu sanktionieren: Mitgliedstaaten, die beschliessen, den Ausbau erneuerbarer Energien nur auf nationaler Ebene umzusetzen, könnten verpflichtet werden, einen höheren Anteil erneuerbarer Energien als Benchmark zu erreichen (Gephard et al. 2015). Auch ein **Bonus-System** wäre denkbar, welches eher mit Anreizen arbeitet.

Netzausbau und Nachfrageseite



Mehr Koordination und Ausbau der Stromnetze und sonstiger grenzüberschreitender Infrastruktur

- Der massive Zubau von erneuerbaren Energien und wachsenden Strombedarf machen einen **Ausbau und die Digitalisierung der Übertragungs- und Verteilnetze notwendig** (IEA 2023). Eine Logik der nationalen Selbstversorgung ist kostspielig im Vergleich zu einem stark integrierten Szenario im europäischen Verbundnetz. Gerade im Alpenraum ist der Ausbau der Übertragungsnetze zentral, die Grenze nach Italien ein Engpass.
- Auf EU-Ebene gibt es deshalb Planung über den **10-Jahresnetzausbauplan (TYNDP)**, und Projektfinanzierung durch die **Trans-European Networks for Energy (TEN-E)** und die **Connecting Europe Facility**. Finanzierung der TEN-E zielt darauf ab, die Energieinfrastrukturen der EU-Länder in ausgewählten Korridoren und Themengebieten durch **Projects of Common Interest (PCI)** besser miteinander zu verbinden.
- Die **ARGE ALP könnte fordern, dass im Alpenraum TEN-E-Projekte stärker umgesetzt werden, und im TYNDP die Netze im Alpenraum der ARGE ALP unter Einbindung der Regionen ausgebaut werden.**
- Die ARGE ALP könnte den Selektionsprozess von Projekten der TEN-E beeinflussen, um regionale Projekte im Alpenraum zu fördern. PCIs unter der TEN-E werden in Stakeholder-Prozessen und in regionalen Gruppen anhand definierter Kriterien ausgewählt und **alle 2 Jahre neu verhandelt**. Allerdings kann die **Schweiz** derzeit nicht an TEN-E PCI-Projekten teilnehmen [S3]. Eine mögliche Einbeziehung von Drittstaaten seitens der EU ist eine Verhandlungsfrage. Auch hier könnte die Arge Alp Forderungen für die Integration der Schweiz stellen [S3], siehe auch Forderung zum Stromabkommen CH-EU unten.

Mögliche gemeinsame Forderungen der ARGE ALP an die europäische Ebene

Netzausbau und Nachfrageseite



Bessere Koordination Netzmanagement

- Engpässe der Übertragungskapazitäten im Netz können im **Netzmanagement** vermindert werden durch sogenanntes **Re-Dispatch**. Redispatch bezeichnet eine kurzfristige Änderung des Kraftwerkseinsatzes auf Anordnung eines Netzbetreibers zur Vermeidung von Netzengpässen, also einer ex-post-Anpassung der Stromproduktion an die Nachfrage im relevanten Marktbereich. Ähnliche Ansätze werden auch diskutiert auf der Nachfrageseite. Der Staat bezahlt dann stromintensive Firmen für den Produktionsausfall, wenn sie bei Engpässen die Last reduzieren.
- **Die ARGE ALP könnte sich als zentrale Region im europäischen Stromnetz dafür einsetzen, dass das Netzmanagement und konkret das Re-Dispatch besser koordiniert wird** auf europäischer Ebene und zwischen betroffenen Institutionen (Übertragungsnetzbetreiber, Netzagenturen), was die Effizienz im europäischen Verbundnetz erhöhen würde [S9]



Integration in Wasserstoff-Backbone und Umgang mit Gasnetzen⁴

- **Grenzüberschreitende Zusammenarbeit ist auch relevant für den Netzausbau/Netzaufbau im Bereich Gas und Wasserstoff.** Die Energiekrise 2022/2023 hat die internationale Vernetzung im Gasbereich deutlich gemacht – der Transport und Handel mit Gas ist von intrinsisch internationalem Charakter, mit Massnahmen auf europäischer und multilateraler Ebene. Zum Beispiel plant die EU momentan eine neue Wasserstoff-«Backbone»-Infrastruktur.
- **Auch für die Regionen der ARGE ALP kommt dieser grenzüberschreitende Charakter von Gas und Wasserstoff zum Tragen:** Zum Beispiel haben die Regionen Vorarlberg und Tirol keine inner-österreichische Gasleitung, sondern bekommen Gas ausschliesslich über Deutschland/Italien. Für Regionen der ARGE ALP stellt sich beim Abbau von Gasinfrastruktur und dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur also die Frage, welche Regionen wie angeschlossen werden, und wo Nachfrage bestehen könnte. Das sind Themen von grenzüberschreitender Reichweite, und insofern relevant für Informationsaustausch und Abstimmung in der ARGE ALP [F1].
- **Die ARGE ALP könnte an bestehende Aktivitäten zum Thema Wasserstoffinfrastruktur anknüpfen. Konkret könnte die ARGE ALP eine gute Integration der Alpenregion in die EU-Wasserstoff-Backbone fordern.**
- **Weiter könnte die ARGE ALP auf regionaler Ebene das Thema Abbau von Gasnetzen bearbeiten,** da sich beim Abbau von Gasinfrastruktur schwierige Fragen auf regionaler und lokaler Ebene stellen, welche in den verschiedenen Regionen ähnlich aussehen dürften, was **einen Erfahrungsaustausch und den Austausch von Best Practices** relevant macht.

⁴Das Thema Gas und Wasserstoff wurde im Rahmen dieser Studie aufgrund von Fokussierung auf erneuerbare Energien nur am Rande betrachtet. Die ARGE ALP hat das Thema Wasserstoff schon 2023 separat bearbeitet. Gas und Wasserstoff sind aber für die Frage von Netzausbau und Umbau in der Energieversorgung relevant, weshalb wir dieses Thema hier zumindest in den Empfehlungen knapp aufführen.

Mögliche gemeinsame Forderungen der ARGE ALP an die europäische Ebene

Versorgungssicherheit



Zusammenarbeit und Harmonisierung der «Resource Adequacy»

- Nationalstaaten sind für die **Resource-Adequacy-Pläne** verantwortlich, in welchen die Verfügbarkeit von Energie unter verschiedenen Szenarien getestet wird und welche die Basis bilden für Ausbauziele und die Gestaltung von Kapazitätsmechanismen. Die Erstellung der nationalen **Resource-Adequacy-Pläne wird zu einem gewissen Grad koordiniert** und unter anderem von der Agentur der Europäischen Energieregulatoren (ACER) zusammengeführt. Allerdings gibt es weiterhin **keine einheitliche Methode** zur Bewertung der Resource Adequacy und es **fehlt an Abstimmung** zu Annahmen für Import und Export zwischen einzelnen Nationalstaaten. Diese fehlende Harmonisierung kann die Resilienz des europäischen Energiemarktes untergraben.
- Darüber hinaus hat die EU verschiedene **Massnahmen im Zuge der Energiekrise 2022/2023** auf den Weg gebracht, welche eine koordinierte Antwort zum Ziel hatten. Beispielsweise gab es Vorgaben für die Reduktion des Strom- und Gasverbrauchs. Allerdings haben **nationale Massnahmen**, besonders zum Schutz der Haushalte, eine koordinierten EU-weite Antwort auf die Krise erschwert.
- **Die ARGE ALP könnte eine bessere Abstimmung der nationalen Adequacy-Pläne fordern**, um auf eine erhöhte Versorgungssicherheit im europäischen Verbundnetz hinzuwirken.
- Zur Vorbereitung einer möglichen nächsten Energiekrise könnte **die ARGE ALP ausserdem die Formulierung und Umsetzung eines ausgewogenen Pakets von EU-Notfallmassnahmen fordern** aufbauend auf bestehenden Massnahmen wie z.B. der SOS-Regulierung im Gasbereich. Ein solches Paket sollte Solidarität zwischen Nationalstaaten fördern und fördern und allzu starken nationalen Alleingängen im Krisenfall entgegenwirken.



Stromabkommen CH-EU

- **Das fehlende Stromabkommen** zwischen der EU und der Schweiz ist aber eine grosse Barriere für vertiefte grenzüberschreitenden Kooperation [F3, F11] und gefährdet unter anderem die Versorgungssicherheit, vor allem der Schweiz selbst (Hug et al. 2023). Zwar ist die Schweiz noch Teil von multilateralen Foren wie dem Pentaforum, aber sie hat keinen direkten Zugang zum EU-Energiebinnenmarkt und handelt damit als Drittland, was zu Ineffizienzen führt [S10]. Auch bei neuen Förder- oder Kooperationsmodellen ist die Schweiz ausgeschlossen oder die Beteiligung nur mit speziellem Status/Auflagen möglich. **Aktuell finden Verhandlungen zwischen der EU und der Schweiz für ein Stromabkommen statt**, allerdings im Kontext grösserer bilateraler Verhandlungen zu einem Rahmenabkommen.
- **Die ARGE ALP könnte sich bei den relevanten EU-Institutionen für ein Stromabkommen EU-CH einbringen. Das Stromabkommen wird voraussichtlich bis Ende des Jahres 2024 von der EU-Seite vorliegen** [S3].
- Regionen könnten den Schweizer Bundesrat und die EU-Kommission auffordern, das Stromabkommen zu ermöglichen. Das **Argumentarium der Konferenz kantonaler Energiedirektoren (EnDK)** könnte als Basis genommen werden und nochmals verstärkt, ggbf. angepasst, und breit kommuniziert werden (EnDK 2023).

Tabelle INFRAS. Quelle: Literatur, Interviews mit ExpertInnen, Umfrage unter den Energiefachämtern der Regionen.

Praxisbeispiele für grenzüberschreitende Zusammenarbeit

Abbildung 25 illustriert anhand von vier Beispielen aus dem Alpenraum, wie eine grenzüberschreitende, regionale Zusammenarbeit in der **Praxis** konkret aussehen und gelingen kann.

Abbildung 26: Beispiele für grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung

- A) Seit 2022: Laufwasserkraftwerk Inn (CH/AT)
 - 400 GWh Strom
 - 620 Mio. Euro
 - Engadiner Kraftwerke AG & Tiroler Wasserkraft AG



- B) 2021: Wiederverbindung Stromnetz Brenner (AT/IT)
 - 123 kV Leitung (Verteilnetz)
 - Verbindet Netzbereiche Nord- und Südtirol
 - 1961 durch terroristische Anschläge zerstört



- C) In Planung: Wärmeverbund Rupertiwinkel (AT/DE)
 - Grobschätzungen: 2 TWh Wärme pro Jahr
 - 200.000 Euro für Potentialstudie (bis August 2024)
 - Salzburg AG, Regionalwerk Chiemgau-Rupertiwinkel



- D) Seit 1920er: Kraftwerksgruppe Obere Ill Lünensee
 - Als Spitzenkraftwerk für Ruhrgebiet gebaut
 - Erzeugter Strom gehört zum dt. Regelblock
 - EnBW & Vorarlberger Illwerke



Grafik INFRAS.

Als Inspiration können ausserdem regionale Initiativen in anderen Teilen Europas dienen: Im Jahr 2022 haben sich mehreren Nationalstaaten (Deutschland, Dänemark, Niederlande, Belgien) im Rahmen der **«Esbjerg Deklaration»** auf eine intensive regionale Zusammenarbeit zur Förderung der Offshore-Windenergie aus der Nordsee geeinigt. Unterzeichnende Staaten verpflichteten sich, die kombinierte Offshore-Windkapazität der vier Länder auf 65 GW bis 2030 und 150 GW bis 2050 zu erweitern, und den Betrieb und die Finanzierung sogenannter «Energieinseln» für Offshore-Wind gemeinsam zu organisieren.

Literatur

- ACER. 2022a. *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. Brussels: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf (March 28, 2024).
- ACER. 2022b. *Security of EU Electricity Supply: Report on Member States Approaches to Assess and Ensure Adequacy*. Brussels: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Security_of_EU_Electricity_Supply_2021.pdf (April 22, 2024).
- ACER. 2023a. *Security of EU Electricity Supply*. Brussels: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- ACER. 2023b. *Wholesale Electricity Market Monitoring 2022 High-Level Analysis of Energy Emergency Measures*. Brussels: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- Bartek-Lesi, Mária, Gustav Resch, László Szabó, Lukas Liebmann, and Jasper Geipel. 2023. "Measuring the Benefits of Cross-Border Renewable Auctions in Central and Eastern Europe — The Theoretical Case of Hungary." *Energy Reports* 9: 5004–14. doi:10.1016/j.egy.2023.04.023.
- BFE. 2022. *Windpotenzial Schweiz 2022*. Bern: Bundesamt für Energie BFE. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/72771.pdf> (April 30, 2024).
- Blücher, F, M Gephard, F Wig, V Anatolitis, J Winkler, A Held, JK Sekamane, and L Kitzing. 2019. *Design Options for Cross-Border Auctions*. Brussels: AURES Project Deliverable D6.1. http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/06/AURES_II_D6_1_final.pdf. http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/06/AURES_II_D6_1_final.pdf (February 13, 2024).
- Caldés, Natàlia, Pablo Del Río, Yolanda Lechón, and Agime Gerbeti. 2019. "Renewable Energy Cooperation in Europe: What Next? Drivers and Barriers to the Use of Cooperation Mechanisms." *Energies* 12(1): 70. doi:10.3390/en12010070.
- Ecofys. 2018. *Cross-Border Renewables Cooperation*. Berlin: Ecofys und Eclareon im Auftrag von Agora Energiewende.
- EEA. 2020. *Cross-Border Regional Cooperation for Deployment of Renewable Energy Sources*. Brussels: European Environment Agency. Eionet Report.
- EnDK. 2023. *Argumentarium Und FAQ Zum Stromabkommen*. Bern: Konferenz kantonaler Energiedirektoren EnDK.
- ENTSOE. 2016. *Regional Cooperation and Governance in the Electricity Sector*. Brussels: European Network of Transmission System Operators for Electricity.

- IEA. 2023. *Electricity Grids and Secure Energy Transitions: Enhancing the Foundations of Resilient, Sustainable and Affordable Power Systems*. Paris: Internationale Energieagentur. doi:10.1787/455dd4fb-en.
- Krenn, Martina, Günter Pauritsch, Michael Rohrer, and Marcel Schweitzer. 2023. *Klima- und Energiestrategien der Länder: 2023*. Wien: Austrian Energy Agency.
- Letta, Enrico. 2024. *Much More than a Market - Empowering the Single Market to Deliver a Sustainable Future and Prosperity for All EU Citizens*. <https://www.consilium.europa.eu/media/ny3j24sm/much-more-than-a-market-report-by-enrico-letta.pdf> (April 24, 2024).
- Meus, Jelle, Hanne Pittomvils, Stef Proost, and Erik Delarue. 2022. "Distortions of National Policies to Renewable Energy Cooperation Mechanisms." *The Energy Journal* 43(4). doi:10.5547/01956574.43.4.jmeu.
- Roth, Alexander, and Wolf-Peter Schill. 2023. "Geographical Balancing of Wind Power Decreases Storage Needs in a 100% Renewable European Power Sector." *iScience* 26(7). doi:10.1016/j.isci.2023.107074.
- Ruiz, P., W. Nijs, D. Tarvydas, A. Sgobbi, A. Zucker, R. Pilli, R. Jonsson, et al. 2019. "ENSPRESO - an Open, EU-28 Wide, Transparent and Coherent Database of Wind, Solar and Biomass Energy Potentials." *Energy Strategy Reviews* 26: 100379. doi:10.1016/j.esr.2019.100379.
- Thees et al., Oliver. 2017. *Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET*. Birmensdorf: WSL. <https://www.wsl.ch/de/publikationen/biomassepotenziale-der-schweiz-fuer-die-energetische-nutzung-ergebnisse-des-schweizerischen-energiekompetenzzentrums-sccer-biosweet/> (April 30, 2024).
- Tröndle, Tim, Johan Lilliestam, Stefano Marelli, and Stefan Pfenninger. 2020. "Trade-Offs between Geographic Scale, Cost, and Infrastructure Requirements for Fully Renewable Electricity in Europe." *Joule* 4(9): 1929–48. doi:10.1016/j.joule.2020.07.018.
- Zachmann, Georg, Carlos Batlle, Francois Beade, Monika Morawiecka, and Fabien Roques. 2024. *Unity in Power, Power in Unity*. Brussels: Bruegel.
- Zenker, Andrea, Florian Wittmann, Thomas Stahlecker, Daniel Posch, and Ralf Lindner. 2024. *Transformation von unten gestalten: Wie missionsorientierte Politik auf regionaler Ebene gelingen kann*. Berlin: Bertelsmann-Stiftung. <https://www.bertelsmann-stiftung.de/doi/10.11586/2024082> (August 13, 2024).

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Methodisches Vorgehen der Studie _____	15
Abbildung 2: Veränderungen auf Angebots- und Nachfrageseite im Energiesystem _____	16
Abbildung 3: Konzeptionelle Darstellung der Veränderungen im Energiesystem _____	17
Abbildung 4: In Zukunft nötige Netztransfer-Kapazität, um Kosteneffizienz zu maximieren ____	18
Abbildung 5: Anteile erneuerbarer Energien und Strom am Gesamtenergiebedarf der Regionen der ARGE ALP – Status Quo und Ziel 2030 _____	20
Abbildung 6: Aktueller und zukünftiger Strommix der Regionen der ARGE ALP _____	21
Abbildung 7: Gesamtenergie- und Strombedarf der Regionen der ARGE ALP heute und 2030 __	22
Abbildung 8: Aktueller und zukünftiger Energiemix der Regionen der ARGE ALP _____	23
Abbildung 9: Überblick zu den Vorteilen grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung _____	24
Abbildung 10: Vorteile von grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung durch weniger Bedarf an Speicherkapazität (A) und geringere Preisvolatilität (B) _____	25
Abbildung 11: Potential erneuerbarer Energien in den Regionen der Arge Alp _____	26
Abbildung 12: Drei Ebenen für Massnahmen zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung _____	27
Abbildung 13: Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien und relevante Massnahmen der EU	28
Abbildung 14: Strommix und Gesamtenergieverbrauch in Österreich, Schweiz, Deutschland und Italien _____	29
Abbildung 15: Grosshandelspreise für Strom in den Ländern der Arge Alp _____	32
Abbildung 16: Europäische Massnahmen zur Bewältigung der Energiekrise 2022/2023 _____	33
Abbildung 17: Notfallmassnahmen von AT, DE, und IT im Jahr 2022 als Antwort auf die Energiekrise _____	34
Abbildung 18: In Zukunft nötige Netztransfer-Kapazität im Alpenraum, um Kosteneffizienz zu maximieren _____	36
Abbildung 19: Modellierung der räumlichen Verteilung von Strom-Erzeugung und -Übertragung im Verhältnis zur regionalen Nachfrage in den Regionen der Arge Alp unter verschiedenen Szenarien. _____	37
Abbildung 20: Einschätzung der Energiefachämter der Regionen der ARGE ALP zu regionalen Kompetenzen _____	38
Abbildung 21: Regionale Massnahmen in der Energieversorgung _____	39
Abbildung 22: Überblick zu den Barrieren grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung _____	40

Abbildung 23: Auswirkungen von regulatorischen Unterschieden auf durchschnittliche Stromgestehungskosten in AT, CH, DE, im Jahr 2018 (in EUR ct/kWh)	41
Abbildung 24: Einschätzung von Energiefachämtern der Regionen der ARGE ALP zur Relevanz verschiedener Barrieren für grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung	44
Abbildung 25: Mögliche Massnahmen zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit der Regionen der ARGE ALP auf verschiedenen politischen Ebenen	46
Abbildung 26: Beispiele für grenzüberschreitende Zusammenarbeit in der Energieversorgung	57
Abbildung 27: Potentielle «Bottlenecks»	64
Abbildung 28: Potential regionale Kooperation	64
Abbildung 29: Geplante Netzinfrastruktur in den Regionen der Arge Alp nach TYNDP 2022	65
Abbildung 30: Adequacy Assessments und Mitigations-Massnahmen für verschiedene Zeitfenster	65
Abbildung 31: Mögliche grenzüberschreitende Zusammenarbeit in den Bereichen Ausbau erneuerbarer Energie, Netzausbau und Nachfrageseite, sowie Versorgungssicherheit	66

Tabellenverzeichnis

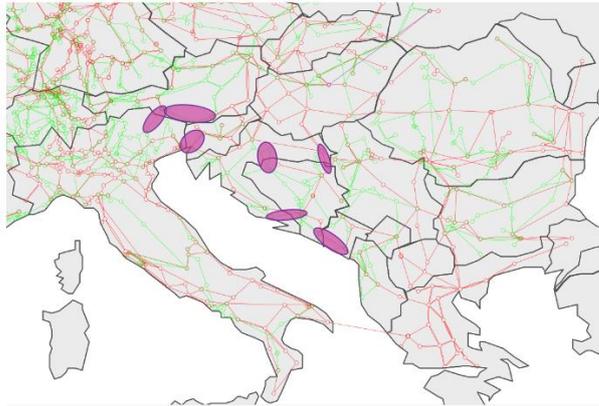
Tabelle 1: Multilaterale Zusammenarbeit auf Ebene Nationalstaaten in der Energieversorgung in Europa _____	30
Tabelle 2: Verteilung der Kompetenzen im Energiebereich zwischen nationaler und regionaler Ebene _____	31
Tabelle 3: Mögliche Massnahmen der Regionen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung _____	48
Tabelle 4: Mögliche Forderungen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein an die nationalstaatliche Ebene zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung _____	52
Tabelle 5: Mögliche Forderungen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein an die europäische Ebene zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung _____	54
Tabelle 6: Liste der Interviews _____	67
Tabelle 7: Für die Regionen der Arge Alp relevante Ausbauprojekte von Übertragungsnetzen (TYNDP 2022) _____	69
Tabelle 8: Beispiele für nationale Massnahmen zur Bewältigung der Energiekrise 2022/2023 __	69
Tabelle 9: Wichtigste Quellen aus der Literaturrecherche _____	72
Tabelle 10: Zusammenfassung verschiedener Aufrufe zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung _____	73

Annex 1: Abbildungen und Tabellen

Abbildungen

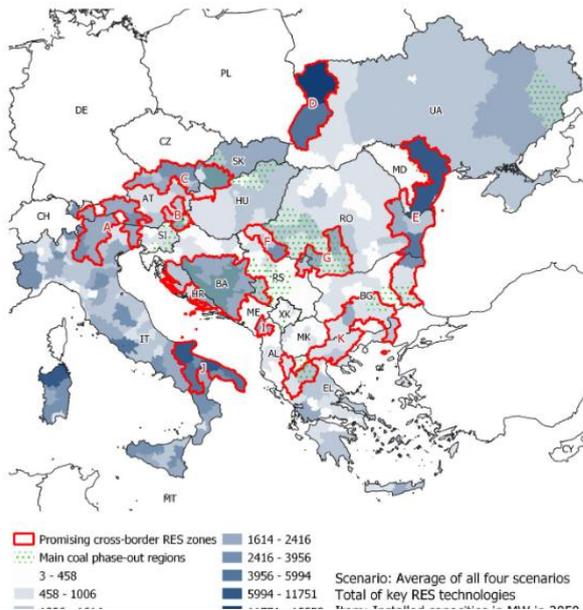
Abbildung 27: Potentielle «Bottlenecks»

Figure 4.9 Potential bottlenecks for scenario "RefRES_NoCoop"



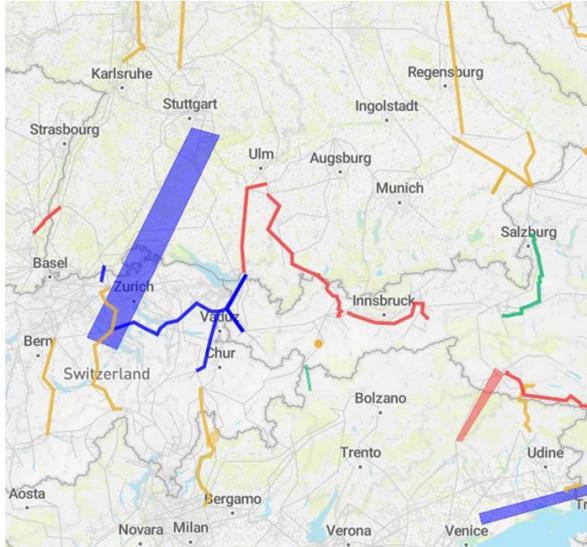
Grafik INFRAS. Quelle: (Falcon et al. 2022).

Abbildung 28: Potential regionale Kooperation



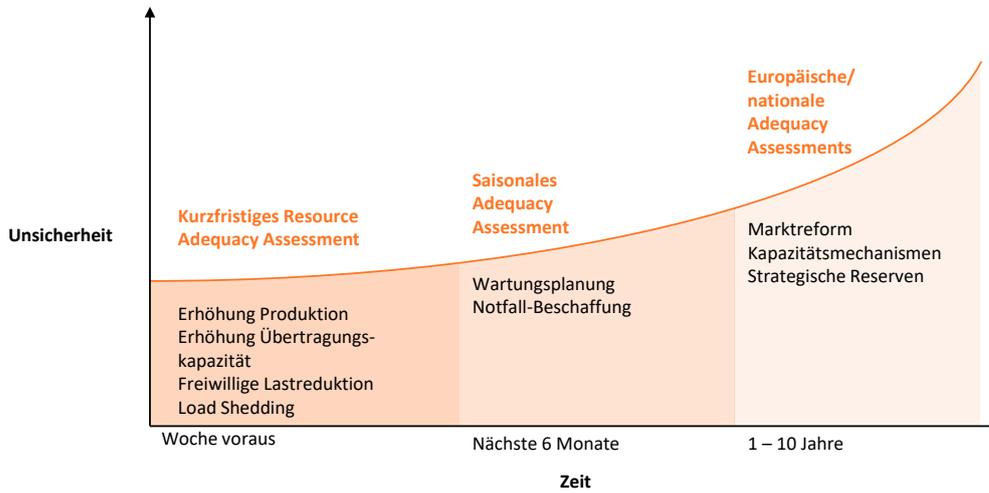
Grafik INFRAS. Quelle: (Falcon et al. 2022)

Abbildung 29: Geplante Netzinfrastruktur in den Regionen der Arge Alp nach TYNDP 2022



Grafik INFRAS. Quelle: Screenshot (19.04.2024) von der [TYNDP 2022 Projektplattform](#).

Abbildung 30: Adequacy Assessments und Mitigations-Massnahmen für verschiedene Zeitfenster



Grafik INFRAS. Quelle: (ACER 2023a).

Abbildung 31: Mögliche grenzüberschreitende Zusammenarbeit in den Bereichen Ausbau erneuerbarer Energie, Netzausbau und Nachfrageseite, sowie Versorgungssicherheit

 Ausbau erneuerbare Energie	 Netzausbau und Nachfrageseite	 Versorgungssicherheit
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verstärkte Nutzung von gemeinschaftlicher Finanzierung und Regulierung von Projekten (über RED III, TEN-E) ▪ Bessere Koordination/ Informationsaustausch zum Ausbau EE über die NEKPs ▪ Stromabkommen CH-EU abschliessen (bessere Einbindung in Energie-Union) ▪ Energiepotential-Studien ▪ Koordinierte Entwicklung von Energiestrategien ▪ Informationsaustausch zu Best Practices (z.B. Alpines Solar PV) ▪ Strategie für koordinierten EE-Ausbau im Alpenraum, Umgang mit Wasserkraft ▪ Umsetzung gemeinsamer Projekte (Forschung, Investitionen, Infrastruktur) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Engere Kooperation bei Netzausbauplänen, z.B. im Rahmen von ACER oder den TYNDP ▪ Harmonisierung von Netzregulierung ▪ Bessere Koordination von Netzmanagement (Re-dispatching) ▪ Stromabkommen CH-EU abschliessen ▪ Zusammenarbeit bei Raumplanung/sonst. Regulatorik ▪ Stärkere Integration der ARGE ALP in europäisches Verbundnetz (z.B. Übertragungsnetz AT-IT) ▪ Punktuelle Kooperation bei Verteilnetzen (wo sinnvoll) ▪ Koordination Ausbaubedarf Netze (Transit- und Tourismus-bedingt) ▪ Austausch Know-How zu Energieflüssen und Gasmarkt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Harmonisierung Resource Adequacy-Pläne der Nationalstaaten ▪ Dauerhafte bidirektionale Handelskapazität an allen Grenzen (für Gas) ▪ Stärkung von Solidaritätsabkommen über Foren wie dem Pentalateralen Energie-Forum ▪ Austausch zu nationalen Risiko-Plänen (z.B. OSTRAL in CH, Energielenkungsgesetz in AT) ▪ Stromabkommen CH-EU abschliessen ▪ Informationsaustausch Vorgehen bei Energiemangellagen ▪ Informationsaustausch zu kritischer Infrastruktur/ Bevölkerungsschutz ▪ Gemeinsames Auftreten der ARGE ALP in europäischen Gremien

Grafik INFRAS. Quelle: Interviews mit den Energiefachämtern der Regionen der ARGE ALP, Literatur.

Tabellen

Tabelle 6: Liste der Interviews

#	Name	Funktion	Organisation	Datum
Fachämter der Regionen der Arge Alp				
F1	Christian Vögel	Leitung Fachbereich Energie und Klimaschutz	Amt der Vorarlberger Landesregierung	25.04.2024
F2	Leo Satzinger	Energiekoordinator Land Tirol	Amt der Tiroler Landesregierung	26.04.2024
F3	Thomas Schmid	Leiter des Amts für Energie und Verkehr	Amt für Energie und Verkehr, Kanton Graubünden	03.05.2024
F4	Paola Caglio	Leitende Angestellte	Organisationseinheit Energieressourcen in der Region Lombardei	10.05.2024
F5	Christian Egetemeyer	Ministerialrat, Referat Gasinfrastruktur, Wasserstoff, Versorgung mit Energieträgern	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie	16.05.2024
F6	Michele Fasciana	Leiter Ufficio dell'aria, del clima e delle energie rinnovabili	Sezione della protezione dell'aria, dell'acqua e del suolo del Dipartimento del territorio, Kanton Tessin	14.05.2024
F7	Gerhard Loeffler	Leiter Referat Energiewirtschaft und -beratung	Amt der Salzburger Landesregierung, Abteil 4: Lebensgrundlagen und Energie	13.05.2024
F8	Jürg Senn	Leiter Energiefachstelle	Amt für Volkswirtschaft, Fürstentum Liechtenstein	14.05.2024
F9	Flavio Ruffini	Abteilungsdirektor	Landesagentur für Umwelt und Klimaschutz Südtirol	04.06.2024
F10	Massimo Plazzer	Technischer Sachbearbeiter	Büro für Planung und Studien über Energieressourcen des Provinzialamts für Wasserressourcen und Energie, Autonome Provinz Trient.	11.06.2024
F11	Marcel Sturzenegger	Leiter Energie	Amt für Wasser und Energie, Kanton St. Gallen	07.05.2024

Tabelle auf nächster Seite weitergeführt

Stakeholder und weitere Expert*innen				
S1	Francesca Tedeschi	Wissenschaftliche Mitarbeiterin	Joanneum Research, Institut für Klima, Energiesysteme und Gesellschaft, Graz	11.04.2024
S2	Christian Redl	Senior Associate European Energy Cooperation	Agora Energiewende	18.04.2024
S3	Matthias Haller	Botschaftsrat, Energie, Galileo	Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten (EDA), Mission der Schweiz bei der EU	23.04.2024
S4	Andreas Stroink	Wiss. Mitarbeiter	Hochschule Osnabrück Fakultät Management, Kultur und Technik	25.04.2024
S5	Jörg Spicker	Senior Strategic Advisor	SwissGrid	26.04.2024
S6	Lukas Küng	Geschäftsführer, Primeo Netz AG, Leiter OSTRAL	Primeo Netz AG, Organisation für die Stromversorgung in aussergewöhnlichen Lagen (OSTRAL)	29.04.2024
S7	Lea Diestelmeier	Assistant Professor	Faculty of Law, Groningen Centre of Energy Law and Sustainability, University of Groningen	30.04.2024
S8	Tobias Bossmann	Independent consultant	Independent, formerly Artelys Consulting	30.04.2024
S9	Alexander Fuchs	Wissenschaftlicher Mitarbeiter	Forschungstelle Energienetze (FEN) der ETH Zürich	02.05.2024
S10	Martin Povh	Team Leader - Market Codes	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)	03.05.2024
S11	Flavia Trovalusci	Researcher	Institute for Renewable Energy - Eurac Research, Bozen, Italien	16.05.2024

Tabelle INFRAS.

Tabelle 7: Für die Regionen der Arge Alp relevante Ausbauprojekte von Übertragungsnetzen (TYNDP 2022)

Ländergrenze	Projektname	Stand und Verantwortlichkeit
AT-IT	Reschenpass Interconnector Project	Im Bau: APG; TERNA
AT-DE	Westtirol - Vöhringen	In Planung: AMPRION; APG
AT-DE	St. Peter (AT) - Pleinting (DE)	In Planung: APG; TENNET-DE
AT-IT	Wurmlach (AT) - Somplago (IT) interconnection	In Planung: Alpe Adria Energia Srl
CH-DE	Beznau - Tiengen	In Diskussion: Swissgrid; Amprion
CH-IT	Merchant line: Castasegna (CH) - Mese (IT)	Im Genehmigungsverfahren: Mera srl
AT-CH-DE	Lake Constance East	Diskussion: Swissgrid; Amprion; TransnetBW
AT-DE	Isar/Altheim/Ottenhofen (DE) - St. Peter (AT)	In Planung: TenneT-DE; APG
AT-IT	Lienz (AT) - Veneto region (IT) 220 kV	In Planung: TERNA; APG
AT-AT	Westtirol (AT) - Zell/Ziller (AT)	In Planung: APG
CH-IT	Greenconnector	Im Genehmigungsverfahren: Worldenergy
CH-DE	HVDC Interconnector DE-CH	In Diskussion: TransnetBW; Swissgrid
AT-AT	St. Peter – Tauern	In Bau: APG

Tabelle INFRAS. Quelle: (ENTSOE 2023).

Tabelle 8: Beispiele für nationale Massnahmen zur Bewältigung der Energiekrise 2022/2023

Massnahmen (Beispiele)

- AT
- Staatseigene Gasreserve wurde etabliert (20 TWh)
 - Direkte Unterstützung von Haushalten: einmalige Zahlung von 150 Euro für Haushalte mit geringem Einkommen, insgesamt 600 Millionen Euro.
 - Strom- und Gasausgaben von Steuern befreit von April 2022 bis Juni 2023
 - Subventionen an energie-intensive Unternehmen (mit mind. 3% Ausgaben für Energie)
 - Klimabonus von bis zu 500 Euro für alle berechtigten Personen, insgesamt 1.5 Milliarden Euro
 - Mission 11: Energiesparkampagne um Energieverbrauch um insgesamt 11% zu senken
 - Mechanismus zur Reduktion von Strompreisen für Endkonsumenten (Energieversorgungsunternehmen über staatliche Zahlungen für Differenz bezahlt).
 - Kreditanleihen für Energieversorgungsunternehmen (Wien Energie: 2 Milliarden)
 - Investitionsbeiträge für Solar und Wind in Höhe von 250 Millionen Euro
 - Familienbonus für berechnete Haushalte (einmalig, und jährlicher Bonus erhöht von 1500 auf 2000 Euro), insgesamt 630 Millionen Euro
 - Redispatching-Priorität für nicht-gas-betriebene Kraftwerke (Regulierung)
 - Aussetzen der Ökostrompauschale und des Ökostromförderbeitrags, insgesamt 900 Millionen Euro
 - Besteuerung von «Windfall profits» von Erdgas- und Ölunternehmen
 - Einführung CO₂-Besteuerung von 30 Euro/Tonne verschoben von Juli auf Oktober 2022

Tabelle auf nächster Seite fortgeführt

CH Betroffene Massnahmen bei der Gasversorgung:

- Aufgrund mangelnder eigener Speicher wurde die Gasbranche verpflichtet, Speicherkapazitäten in den Nachbarländern und Optionen für zusätzliche Gaslieferungen zu sichern.⁵
- Die Schweiz hat mit Italien im Juli 2023 ein Gasabkommen unterzeichnet. Demnach verpflichtet sich Italien die Schweiz zu unterstützen sollte Deutschland wegen einer Mangellage den Export beschränken.⁶

Getroffene Massnahmen bei der Stromversorgung:

- Sparappelle an die Bevölkerung (Energiesparkampagne)⁷
- Inbetriebnahme von Reservekraftwerken (Birr, Cornaux, Monthey), welche im Notfall Strom ins Netz einspeisen.
- Künftig soll eine Wasserkraftreserve bei Speicherkraftwerken eingerichtet werden, um kritische Engpässe bei der Stromversorgung zu überbrücken.⁸
- Temporäre Spannungserhöhung des Übertragungsnetzes für die beiden Übertragungsleitungen zwischen Bickingen und Chippis sowie zwischen Bassecourt und Mühleberg von 220 kV auf 380 kV.⁹

Folgende Massnahmen sind als Kaskade angedacht.

- Bei einer Gasmangellage stehen dem BWL folgende Instrumente zur Verfügung:¹⁰
 1. Sparappelle bei einer unmittelbar drohenden Mangellage;
 2. Umstellung von Zweistoffanlagen beim Eintritt einer Mangellage;
 3. Verbrauchseinschränkungen und Verbote bestimmter Verwendungszwecke;
 4. Kontingentierung nicht geschützter Kunden per Verordnung und parallel Verschärfung der Verbrauchseinschränkungen.
- Bei einer Strommangellage kann der Bund auf der Angebotsseite einheimische Kraftwerke zentral steuern. Auf der Nachfrageseite kann der Bund folgende Massnahmen ergreifen:¹¹
 1. Sparappelle an die Bevölkerung (eingetreten);
 2. Verbrauchseinschränkungen von stromintensiven nicht-lebensnotwendigen Anwendungen;
 3. Kontingentierung von Grossverbrauchern
 4. Rollierende Netzabschaltungen (sollten die Stromeinsparungen der Massnahmen 1-3 nicht ausreichen).

Tabelle auf nächster Seite fortgeführt

⁵ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen/bundesrat.msg-id-88888.html>

⁶ <https://openep.ch/wp-content/uploads/2023/07/schweiz-schliesst-gasabkommen-mit-italien-www.energiate-messen-ger.ch.pdf>

⁷ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen/bundesrat.msg-id-90158.html>

⁸ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-90259.html>

⁹ <https://www.swissgrid.ch/de/home/about-us/company/winter23-24.html#spannungserhöhung>

¹⁰ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-90169.html>

¹¹ <https://www.ostral.ch/de>

- DE
- Strom- und Gaspreisbremse und Gesetzespaket zum Schutz von Konsumenten vor hohen Energiepreisen, darunter auch einmalige Zahlungen an berechnigte Haushalte (einkommensschwache Haushalte, Senioren, Studierende), einer Obergrenze von Energiekosten für Haushalte und KMUs (z.B. 80% des Gaskonsums eines Verbrauchers mit Obergrenze bei 12 Cents/kWh), insgesamt ca. 65 Milliarden Euro
 - Nationalisieren von Gazprom Germania, Kredit in Höhe von ca. 9 Milliarden Euro zur Vermeidung von Insolvenz
 - Besteuerung von «Windfall profits» von Erdgas- und Ölunternehmen
 - Erhöhung der CO₂-Besteuerung von 30 auf 35 Euro/Tonne verschoben auf 1. Januar 2024
 - Schutz von Haushalten vor Einstellen der Gaslieferung bei Nicht-Zahlen (alternative Zahlungsoptionen müssen angeboten werden).
 - 17 Milliarden Bail Out von Uniper (Energieversorgungsunternehmen)
 - Stabilisieren der Netzaufgaben auf 2022-Level (via Subventionen in Höhe von ca. 13 Milliarden Euro)
 - Energiesparkampagne «80 Millionen gemeinsam für Energiewechsel»
 - Gasnachfrage um 20% reduzieren (via versch. Massnahmen wie weniger Heizen in öffentlichen Gebäuden, weniger Belichtung, Optimierung und Inspektion bestehender Gasanlagen, etc.)
 - Priorisierung von Kohletransport auf Schienen
 - Verlängerung der Laufzeit von Atomkraftwerken
 - Änderungen im Gesetz «Bundesförderung für effiziente Gebäude»
 - Deutsch-Französisches Solidaritätsabkommen (vom 25. November 2022)
 - Erhöhung der Effizienzstandards für alle neuen Gebäuden auf KfW55 ab 2023
 - Erhöhte Ziele für Biogas-Produktion
 - Höhere Speichervorgaben für Gas: 85% am 01.10. jedes Jahr, etc.
 - Reduktion der EEG-Abgabe auf Strom von 6.5 auf 3.72 Cent/kWh (Kosten von ca. 3.3 Milliarden Euro)
 - Lancierung eines «gas balancing» Produkts für die Industrie
 - Heizungsgesetz: Neu installierte Heizungen müssen mind. 65% erneuerbar beheizbar sein
-
- IT
- Erhöhung nationaler Kapazitäten von Re-Gasifizierung von LNG
 - Nationales Ziel, mind. 90% der Speicherkapazitäten zu füllen vor Winter
 - Verstärkte Kooperation für Gaslieferungen mit Algerien und Aserbaidschan
 - Direkte Unterstützung von Endkonsumenten (ca. 1.5 Milliarden Euro)
 - Vereinfachung der administrativen Prozesse für Erneuerbare Energie-Projekte
 - Verschiedene Steuererleichterungen für Industrie und Unternehmen (30 Milliarden Euro)
 - Massnahmen zur Reduktion von Gas- und Stromkosten (ca. 19 Milliarden Euro)
 - Verstärkter «sozialer Bonus» für Haushalte im Jahr 2022 (Kosten ca. 10 Milliarden Euro)
 - Extra-Besteuerung von 50% auf bestimmte Energieunternehmen
 - Maximal beheizte Temperatur in Gebäuden auf 19 Grad festgesetzt (Regulierung)
 - Mehrwertsteuer auf Gas um 5% reduziert, Kosten von ca. 4 Milliarden Euro

Tabelle INFRAS. Quelle: (ACER 2023a).

Tabelle 9: Wichtigste Quellen aus der Literaturrecherche

Referenz

Berichte, Policy-Dokumente

- ACER. 2023a. *Security of EU Electricity Supply*. Brussels: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- Ecofys. 2018. *Cross-Border Renewables Cooperation*. Berlin: Ecofys und Eclareon im Auftrag von Agora Energiewende.
- EEA. 2020a. *Cross-Border Cooperation on Renewable Energy*. Brussels: European Environment Agency.
- ENTSOE. 2023b. *Regional Investment Plan: Continental Central South*. Brussels: ENTSOE.
- International Energy Agency. 2019. *Integrating Power Systems across Borders*. OECD.
- Letta, Enrico. 2024. *Much More than a Market - Empowering the Single Market to Deliver a Sustainable Future and Prosperity for All EU Citizens*.
- Zachmann, Georg, Carlos Batlle, Francois Beade, Monika Morawiecka, and Fabien Roques. 2024. *Unity in Power, Power in Unity*. Brussels: Bruegel.

Wissenschaftliche Studien

- Caldés, Natàlia, Pablo Del Río, Yolanda Lechón, and Agime Gerbeti. 2019. "Renewable Energy Cooperation in Europe: What Next? Drivers and Barriers to the Use of Cooperation Mechanisms." *Energies* 12(1): 70.
- Stroink, Andreas, Lea Diestelmeier, Johann L. Hurink, and Tim Wawer. 2022. "Benefits of Cross-Border Citizen Energy Communities at Distribution System Level." *Energy Strategy Reviews* 40: 100821.
- Tröndle, Tim, Johan Lilliestam, Stefano Marelli, and Stefan Pfenninger. 2020. "Trade-Offs between Geographic Scale, Cost, and Infrastructure Requirements for Fully Renewable Electricity in Europe." *Joule* 4(9): 1929–48.
- Ruiz, P., W. Nijs, D. Tarvydas, A. Sgobbi, A. Zucker, R. Pilli, R. Jonsson, et al. 2019. "ENSPRESO - an Open, EU-28 Wide, Transparent and Coherent Database of Wind, Solar and Biomass Energy Potentials." *Energy Strategy Reviews* 26: 100379.

Tabelle INFRAS.

Tabelle 10: Zusammenfassung verschiedener Aufrufe zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung

Letta-Bericht – Mögliche Massnahmen der neuen EU-Kommission für die Energieversorgung

Der Letta-Bericht beinhaltet verschiedene Forderungen (Letta 2024):

- Einführung einer **grenzüberschreitenden Kosten-Nutzen-Allokationsmethode** für erneuerbare Energieprojekte und Entwicklung gemeinsamer Systeme für die grenzüberschreitende Beschaffung von Flexibilität und Auktionen für erneuerbare Energien.
- **Verstärkung der regionalen Zusammenarbeit** und stärkere politische Lenkung hochrangiger regionaler Gruppen.
- **Strenge Cybersicherheitsstandards** als verbindliches Kriterium bei der Beschaffung neuer **Energieinfrastrukturen** einführen.
- Eine systematische Überprüfung des Rahmens für die **Gasversorgungssicherheit** durchführen.
- Vorbereitung der Inbetriebnahme des **Carbon Border Adjustment Mechanisms** im Jahr 2026 und Überprüfung ihres Anwendungsbereichs.
- **Stärkung des TEN-E Programms**, Vereinfachung der Verfahren und Förderung einer integrierten Planung.
- Einrichtung einer europäischen **Agentur für erneuerbare Energien**, die die Bereitstellung technischer Unterstützung zentralisiert, Finanzierungsprogramme verwaltet und als Anlaufstelle für die Beteiligten dient.
- Schaffung von **Anreizen für die Nachfrage nach sauberen Technologien** durch Finanzinstrumente und einen Fonds für den Einsatz sauberer Energie zur Erleichterung von Investitionen in Technologien für eine Netto-Nullstellung.
- **Entwicklung neuer Finanzinstrumente** wie grüne Anleihen, um privates Kapital für Infrastrukturprojekte anzuziehen.
- **Konsolidierung des Energiedialogs** mit zuverlässigen Partnern in der Nachbarschaft und in Afrika, auch durch Infrastrukturprojekte von gemeinsamem Interesse.

Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E

Aus Sicht des **Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber** könnte grenzüberschreitende Zusammenarbeit in verschiedenen Themenbereichen verstärkt werden (ENTSOE 2016, 2017):

- Marktentwicklung und Kapazitätsmechanismen
- Förderregelungen und Energiemix
- Marktintegration von erneuerbaren Energien
- Energiesicherheit und «Adequacy»
- Risiko- und Krisenmanagement
- Regionale Pläne für Verbindungsleitungen/Übertragungsnetze
- Ermöglichung eines zuverlässigen grenzüberschreitenden Austauschs
- Erleichterung der Klimaziele für die Region, einschließlich sektorübergreifender Lösungen wie Power-to-Gas und Power-to-Heat

Internationale Energieagentur IEA

- Für die Internationale Energieagentur gibt es verschiedene nötige Massnahmen zur Vertiefung grenzüberschreitender Zusammenarbeit in der Energieversorgung (IEA 2019, 2023):
- Die grenzüberschreitende Integration der Stromnetze benötigt eine Weiterentwicklung von **grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen**.
- Um die «Resource Adequacy» in einem Verbundnetz zu garantieren wird eine **Zusammenfassung lokaler Netzentwicklungspläne zu regionalen/europäischen Plänen** benötigt, was mehr Zusammenarbeit voraussetzt. Es benötigt Koordination, wie **grenzüberschreitende Verbindungskapazitäten** gemessen und zugewiesen werden sollen.
- **Politischen Institutionen kommt eine Schlüsselrolle zu**, sowohl bei der Ermöglichung der Integration als auch bei der Unterstützung der Gesamtkoordination. Ohne politische Unterstützung ist es unwahrscheinlich, dass eine grenzüberschreitende Integration stattfindet.

Tabelle INFRAS.

Annex 2: Faktenblätter zu regionaler Energiepolitik

Im Folgenden sind die Faktenblätter der Regionen der ARGE ALP und des Fürstentums Liechtenstein aufgeführt. Die Faktenblätter basieren auf i) den **Energie- und Klimastrategien der Regionen** und ii) wo nötig **weiteren Quellen** wie wissenschaftlichen Studien (z.B. Energiesystemanalyse von Bayern) oder nationalen Statistikämtern (z.B., Statistik Austria). Die Faktenblätter wurden den **Energiefachämtern** der Regionen für Feedback geschickt und wurden auch im Rahmen der ExpertInnen-Interviews mit den Fachämtern diskutiert.

Es wurde jeweils der **aktuelle Stand der Energie- und Klimastrategien** beachtet, neuere Entwicklungen wie Updates der Strategien haben wir ab **Mai 2024** aber nicht mehr berücksichtigen können. So ist beispielsweise der Freistaat Bayern im Sommer 2024 dabei, seine Energiestrategie für verschiedene Schwerpunkte zu formulieren, was wir nicht mehr berücksichtigen können. Das bedeutet auch, dass die Referenzjahre teilweise bis 2019 zurückreichen, und die Faktenblätter den tatsächlichen Status Quo nur ungenau widerspiegeln.

Insgesamt ist im Vergleich zur nationalen Ebene die Datenlage auf regionaler Ebene **weniger transparent** und auch **weniger gut vergleichbar**, da teilweise andere Systemgrenzen und Definitionen angenommen werden. Die hier vorliegenden Faktenblätter bieten vor dem Hintergrund fehlender Datentransparenz und Berichterstattung aus unserer Sicht einen Mehrwert, sollten aber nur unter Berücksichtigung der **Unsicherheiten** in den Daten und der teils fehlenden Aktualisierung des Status Quo genutzt werden. Die Faktenblätter dienen als Grundlage für die Vergleiche im Bericht oben, wo auch auf diese Unsicherheiten hingewiesen wird.

Im Folgenden sind die Faktenblätter der hier betrachteten 11 Regionen alphabetisch aufgeführt. Die Faktenblätter haben folgende Struktur:

- **Synthese:** Zusammenfassung der übergeordneten Themen
- **Einordnung der institutionellen Ebenen und Kompetenzen:** wichtige gesetzliche Grundlagen auf regionaler, nationaler Ebene (nationale Ebene: kein Anspruch auf Vollständigkeit)
- **Überblick zu den Schwerpunkten und Zielen der Energiekonzepte/-Strategien**, sowie dem aktuellen und angezielten Energiemix (Endenergieverbrauch)
- **Genauere Zahlen zum Status Quo und der angezielten Entwicklung** der genutzten Energiequellen (entweder politische Ziele oder wie im Fall von Bayern Szenario-basierte Modellergebnisse): Endenergieverbrauch, Strommix, Gasmix
- **Status Quo und Entwicklung in Energieinfrastruktur und Energieflüssen:** Erneuerbare Energie, Stromnetzausbau, Umgang mit Gasnetz, Fernwärmenetz
- **Regionale Ziele und Massnahmen für den Umbau des Energiesystems:** in den Bereichen Ausbau Stromproduktion, Stromnetz, Gas
- **Agenda-Setting:** Geplante bzw. aktuell diskutierte Massnahmen und Projekte

Faktenblatt Bayern



Synthese

- Elektrizität
 - Verbrauch bis 2030 und 2040 stark steigend
 - Produktion: Konvent. Energien (v.a. Kernkraft & Erdgas) wurden bereits substituiert bzw. sollen bis 2040 substituiert werden. Gesamthaft Erhöhung der Stromerzeugung, v.a. durch starken Ausbau bei PV und Wind
 - Importe & Exporte: 2019 entsprechen Netto-Importe rund 11% des Stromverbrauchs, bis 2030 & 2040 je nach Szenario vgl. steigende Netto-Importe. Zeitabhängig hohe Exporte v.a. von PV-Strom
 - Speicher: Zunehmende Bedeutung von Energiespeichern in einem von Erneuerbaren Energien dominierten Stromsystem und für Synchronisierung von Stromnachfrage und -bereitstellung
- Wärme: Reduktion fossiler Brennstoffe & Substitution mit Erneuerbaren (v.a. Umgebungswärme, z.T. FW).
- Wasserstoff: Bayern setzt auch auf Wasserstoff; es gibt eine separate Bayerische Wasserstoffstrategie 2.0

Einordnung institutionelle Ebenen und Kompetenzen

Freistaat Bayern	Relevante gesetzliche Grundlagen und strategische Dokumente: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Bayerisches Klimaschutzgesetz (BayKlimaG) ▪ Energieplan Bayern 2040 bestehend aus 5 Teilstrategien in den Bereichen: Speicherstrategie (veröffentlicht), Erneuerbare Energien, Wärme, Versorgungssicherheitsstrategie, Wasserstoffstrategie 2.0 (veröffentlicht). ▪ Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral (FFE, März 2024, «ESA-BK»): Studie zeigt anhand von untersch. Szenarien mögliche Wege zu einem treibhausgasneutralen bayerischen Energiesystem
------------------	---

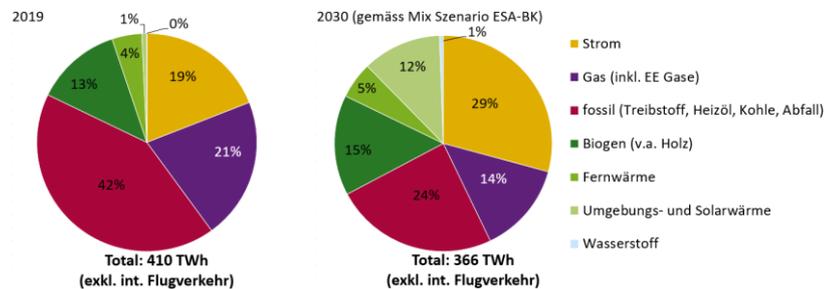
Deutschland (national)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klimaneutral bis 2045, -65% bis 2030 ggü. 1990
------------------------	--

Überblick: Schwerpunkte, übergeordnete Ziele und Energiequellen der Energiekonzepte/Strategien

Übergeordnete Ziele bis 2040	<ul style="list-style-type: none"> ▪ BayKlimaG: Klimaneutral bis 2040, -65% THG-Emissionen je Einwohner bis 2030 ggü. 1990. ▪ Energieplan Bayern 2040 und entsprechende Ziele der Staatsregierung derzeit überwiegend in Erarbeitung
------------------------------	--

Schwerpunkte	Energieplan Bayern 2040: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Der Energieplan Bayern 2040 zeigt als strategisches Gesamtkonzept Wege auf, mit welchen energiepolitischen Massnahmen und Prioritäten die bayerische Staatsregierung im Bereich der Energieversorgung das Ziel der Klimaneutralität 2040 erreichen will (auf Basis der wissenschaftlichen Erkenntnisse aus der „Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral“) Ergebnisse der Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral (ausgewählte Kernaussagen): <ul style="list-style-type: none"> ▪ Zubau Erneuerbare Energien gemäss MixPfad des Energieplans Bayern bis 2040 je Woche (Kernaussage 1 für den Bereitstellungssektor): <ul style="list-style-type: none"> ▪ PV-Freiflächenanlagen auf einer Fläche von 86 Fussballfeldern ▪ 3.250 PV-Aufdachanlagen mit 10 kW Leistung ▪ 3 Windenergieanlagen mit je 5,5 MW Leistung ▪ Kernaussagen in folgenden Bereichen: Energiesystemanalyse, Industriewende, Verkehrswende, Gebäudesektor, Bereitstellungssektor, Infrastruktur
--------------	---

Übersicht End-energieverbrauch


Status Quo und Entwicklung der genutzten Energiequellen gemäss Szenario-basierten Modellergebnissen ESA-BK (Mix-Szenario)

	Status Quo 2019	Mix-Szenario ESA-BK, 2030 ¹⁾	Mix-Szenario ESA-BK, 2040 ¹⁾	
Energieverbrauch- und Produktion (detailliert)	Energieverbrauch total 410 TWh ¹⁾	366 TWh¹⁾	306 TWh¹⁾	
	▪ Strom (Anteil Import)	78 TWh (19%)	107 TWh (21%)	132'000TWh(21%)
	▪ Gas (Anteil Import = fossil)	86 TWh (kA)	50 TWh (kA)	0 TWh (kA)
	▪ fossile (ohne Erdgas)	173 TWh	89 TWh	13 TWh
	▪ Biogen (v.a. Holz)	52 TWh	55 TWh	53 TWh
	▪ Fernwärme	18 TWh	20 TWh	25 TWh
	▪ Umgebungs- und Solarwärme	3 TWh	43 TWh	65 TWh
	▪ Wasserstoff	0 TWh	2 TWh	18 TWh
	Ausbau heimische Erneuerbare 111 TWh	202 TWh	290 TWh	
	▪ Stromerzeugung erneuerbar ²⁾	38 TWh	84 TWh	147 TWh
	▪ Wärme erneuerbar ³⁾	73 TWh	118 TWh	143 TWh
Strommix	Stromerzeug. (inkl. Import)⁴⁾ 89 TWh	118 TWh	180 TWh	
	▪ heimisch:	74 TWh (51%EE)	96 TWh (88%EE)	152 TWh (97%EE)
	▪ Wasserkraft	12 TWh	10 TWh	10 TWh
	▪ PV ⁵⁾	12 TWh	46 TWh	100 TWh
	▪ Biogene	9 TWh	10 TWh	6 TWh
	▪ Wind onshore	5 TWh	18 TWh	31 TWh
	▪ Kernenergie ⁶⁾	22 TWh	0 TWh	0 TWh
	▪ thermische Kraftwerke	36 TWh	10 TWh	5 TWh
	▪ Importsaldo:	15 TWh	22 TWh	28 TWh
Gasmix	▪ Anteil Biogas an Gasabsatz	kA	kA	

Quellen: 1) gemäss Mix-Szenario der EKS-BK, Abbildung 4-1 (exkl. intern. Flugverkehr); 2) gemäss Mix-Szenario der EKS-BK, Abbildung 8-10; 3) Summe aus Biogen + Fernwärme + Umgebungs- und Solarwärme; 4) gemäss Mix-Szenario der EKS-BK, Abbildungen 8-2, 8-3 und 8-10; 5) 2030: 50% Dach, 50% Freifläche; 2040: 40% Dach, 60% Freifläche; 6) Ausstieg Kernkraft per April 2023; 7) gemäss Mix-Szenario der EKS-BK, abgeleitet aus Abbildungen 1-2 und 4-1

Status Quo und Entwicklung der (grenzüberschreitenden) Energieinfrastruktur und Energieflüsse

Erneuerbare Energie-Projekte, Stromnetz und Energieflüsse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stromnetz: Überregionale Energieinfrastruktur muss ausgebaut werden: Übertragungs- und Transportnetze stellen die grösste Flexibilität dar, aber auch verbrauchsnahe Flexibilitäten wie elektrische und nichtelektrische Speicher bieten grosses Ausgleichspotenzial ▪ Stromimport: Mit der Zeit steigender Import (v.a. im Winter und nachts) und steigender Jahresimportsaldo ▪ Stromexport: Steigender Export (d.h. insgesamt mehr Import und Export über Jahresbilanz)
---	---

Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wasserstoff: «Mit der Bayerischen Wasserstoffstrategie 2.0 wollen wir den Aufbau der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette von der Produktion über die Logistik und die Speicherung bis zu seiner Nutzung in verschiedenen Verwendungsbereichen weiter voranbringen und Wasserstoff als flexibel einsetzbare Option im Energiesystem fest verankern. Dabei stehen wir der möglichen Vielfalt an Technologien und Anwendungen offen gegenüber. Damit klimaneutraler Wasserstoff langfristig erfolgreich zum Einsatz kommen kann, ist ein entsprechendes Angebot an Wasserstoff auf dem Markt erforderlich. Ein Fokus ist daher auf die Beschaffung und Bereitstellung von Wasserstoff über den nationalen sowie den internationalen Markt durch Importe zu legen, da die künftigen Bedarfe in Bayern die heimischen Produktionskapazitäten deutlich übersteigen werden. Parallel dazu muss die Nachfrageseite bereit und in der Lage sein, Wasserstoff für die verschiedenen Verwendungen zu nutzen. Voraussetzung dafür sind günstige Rahmenbedingungen und das Vorhandensein der nötigen Infrastruktur» (Wasserstoffstrategie 2.0)- ▪ Gasimport- und Export: Der Import von fossilem Gas nimmt bis 2040 auf Null ab (sowohl für Stromproduktion als auch Wärme)
FW-Netz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Studienergebnisse aus ESA-BK (Mix-Szenario): Erhöhung des Fernwärmeabsatzes bis 2030 und 2040.

Regionale Ziele, Massnahmen & Instrumente für Umbau Energiesystem (Energiewende, Energiesicherheit)

Bereich	Policy-Ziele / strateg. Stossr.	Policy-Mittel (Instrumente, Massnahmen)
Ausbau Stromproduktion	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Studienergebnisse aus ESA-BK (Mix-Szenario) Ausbau Stromproduktion 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ in gewissen Teilstrategien abgedeckt (in Erarbeitung)
Stromnetz, Flexibilität Energiespeicher	<ul style="list-style-type: none"> ▪ In den bayerischen Strom-Verteilungsnetzen entsteht flächendeckend und bereits kurzfristig ein erheblicher Investitionsbedarf ▪ Auch die Anforderungen an das bayerische Übertragungsnetz steigen gegenüber heute stark an ▪ Der Import und Export von Strom und Wasserstoff ist die wichtigste Flexibilitätsoption: Der Ausbau des Stromnetzes sowie der Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur werden folglich priorisiert. Aufgrund der Volatilität der Energiebereitstellung findet ein hoher Austausch mit Nachbarregionen statt. ▪ Ausbau von Stromspeicher als eine Flexibilitätsoption voranbringen: Mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien werden Stromspeicher neben Stromleitungen und in Verbindung mit regelbaren Gas-/Wasserstoff-Kraftwerken eine immer bedeutsamere Rolle spielen. Dabei wird eine kosteneffiziente Integration von Speichern in das Stromsystem angestrebt, um die Systemkosten insgesamt zu minimieren. Auch bidirektionale Elektrofahrzeuge können dabei perspektivisch einen Teil der Speicherkapazitäten bereitstellen. 	
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Für die bayerischen Gas-Verteilungsnetze (CH4 und H2) ist ein Rückgang der benötigten Leitungslänge für CH4 abzusehen, während der Bedarf für H2- Netze zunimmt ▪ Ausbaupfade gemäss Mix-Szenario ESA-BK (+2 TWh bis 2030 und +18 TWh bis 2040) ▪ Regulatorischer Rahmen für eine künftige Wasserstoffwirtschaft (Wasserstoffstrategie 2.0) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Grundlagen und Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf ▪ Verabschiedung eines konsistenten und Anreize setzenden Rechtsrahmens für den Wasserstoffhochlauf, ▪ Sicherstellung der Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur verbunden mit Anreizen zum raschen Ausbau, ▪ Schaffung der Voraussetzungen für einen funktionierenden Wasserstoffmarkt (internationale Marktfähigkeit von Wasserstoff mit Standards/Zertifizierung, förderliche Marktmechanismen und -instrumente, Regulierung, Marktanreize auf Angebots- und Nachfrageseite 	

Ausbau FW Studienergebnisse aus ESA-BK (Mix-Szenario): Erhöhung des Fernwärmeabsatzes bis 2030 und 2040. (bei der Umsetzung hängt es insbes. von der kommunalen Wärmeplanung und den Entscheidungen über die Wärmeversorgung vor Ort ab)

Energieeinsp. ■ kA

Agenda Setting: Geplante bzw. aktuell diskutierte Massnahmen und Projekte im Energiebereich

- Prozess für genauere Ausgestaltung der Massnahmen startet im Sommer 2024 (aufgeteilt in 5 Teilbereiche)

EE = Erneuerbare Energien, ESA-BK = Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral 2024, FW = Fernwärme, H2 = Wasserstoff, kA = keine Angabe, PV = Photovoltaik, THG = Treibhausgase

Tabelle INFRAS. Quelle: Verschiedene Dokumente Bayern, Interview. Quellen Daten und Kuchendiagramme: Status Quo und Werte 2030 bzw. 2040 aus Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral (ESA-BK 2024) Mix-Szenario.

Faktenblatt Graubünden



Synthese

- Elektrizität
 - Produktion & Nachfrage: Wasserkraft als wichtigste Stromerzeugungsquelle (v.a. Grosswasserkraft). Starker Ausbau v.a. bei PV bei Stromerzeugung. Strombedarf bleibt bis 2035 konstant.
 - Importe & Exporte: Graubünden ist dank der Wasserkraft bereits ein Exporteur, Tendenz steigend, u.a. dank des hohen Potentials für erneuerbare Energien, insbesondere für PV im Winterhalbjahr, unterstützt von den bestehenden Stärken in der Wasserkraft (Positionierung als «Winterstromkanton»)
- Wärme: Insgesamt geringerer Wärmebedarf. Deutlich mehr Umweltwärme und biogen (Holz), Ausbau FW. Starke Abnahme von fossilem Gas und Heizöl.
- Zielsetzungen gemäss Bündner Energiegesetz (BEG): Substitution von fossilen Energien (mit FW, Holz, Umgebungswärme) und Stärkung der Energieeffizienz.

Einordnung institutionelle Ebenen und Kompetenzen

Kanton Graubünden	Relevante gesetzliche Grundlagen und strategische Dokumente:	Kompetenzen:
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strombericht 2012 der Regierung des Kantons GR ▪ Bündner Energiegesetz (BEG) ▪ Energiekonzept Bericht 2018 ▪ Wasserkraftstrategie 2022-2050 des Kantons GR ▪ Aktionsplan Green Deal (AGD) 2022-2050 ▪ Energierichtplan (Vernehmlassungsversion 2023) ▪ Gesamtenergiestrategie (Vorarbeiten initialisiert) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gebäudebereich Kompetenz Kanton ▪ Ausbau Stromnetz, Import/Export Strom & Gas mit anderen Regionen: Nationale Aufgabe bzw. der Branche ▪ Gasnetz & erneuerbare/synth. Gase: Aufgabe der Branche

Lokale Akteure	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kommunal: 101 Gemeinden; Strom- und Wärmeversorgung als Gemeindeaufgabe ▪ EVUs: Agieren im Auftrag der öffentl. Hand lokal oder regional. Sind in der Schweiz «überstrukturiert» (650 EVUs für 2'136 Gemeinden)
----------------	--

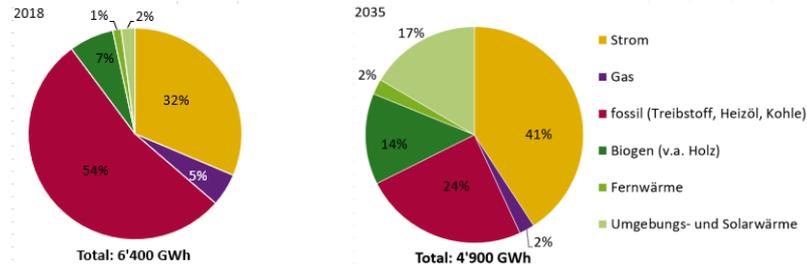
Überregional und national (Schweiz)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiegesetz und Stromversorgungsgesetz ▪ Gewässerschutzgesetz, Wasserrechtsgesetz ▪ Energiestrategie 2050 des Bundes ▪ CO2-Gesetz, Klima- und Innovationsgesetz
-------------------------------------	--

Überblick: Schwerpunkte, übergeordnete Ziele und Energiequellen der Energiekonzepte/Strategien

Übergeordnete Ziele bis 2035 bzw. 2050	<ul style="list-style-type: none"> ▪ BEG: Substitution von fossilen Energien und Stärkung der Energieeffizienz. ▪ AGD: Graubünden wird bis 2050 klimaneutral ▪ Ausbauziele erneuerbare Stromproduktion gemäss kant. Energierichtplan ▪ Strombericht 2012: Maximal 2'000 GWh Strom/Jahr bis 2035
--	---

Schwerpunkte	<p>Aus AGD, Bereich Klimaschutz:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Massnahmen fokussieren sich auf die Bereiche Gebäude, öffentlicher Verkehr, Industrie, Energiewirtschaft und innovative Technologien.
--------------	---

Übersicht End-energieverbrauch



Status Quo und Ziele/Entwicklung der genutzten Energiequellen

	Status Quo (2018)*	Ziel/Entwicklung 2035*	2050 (geschätzt)**
Energieverbrauch- und Produktion (detailliert)	Energieverbrauch total 6'400 GWh	4'900 GWh	4'860 GWh
	▪ Strom (Anteil Import)	2'021 GWh (kA)	2'000 GWh (kA)
	▪ Gas (Anteil Import = fossil)	321 GWh (kA)	112 GWh (kA)
	▪ Weitere fossile (Treibst., Öl)	3'440 GWh	1'197 GWh
	▪ Biogen (v.a. Holz)	436 GWh	667 GWh**
	▪ Fernwärme	83 GWh	113 GWh**
	▪ Umgebungs- und Solarwärme	133 GWh	808 GWh**
	Ausbau heimische Erneuerbare 8'050 GWh	9'970 GWh	12'260 GWh
	▪ Stromerzeugung erneuerbar	7'400 GWh	7'940 GWh
	▪ Wärme erneuerbar	650 GWh	2'030 GWh
Strommix	Stromerzeugung (inkl. Import) 7'400 GWh	7'940 GWh	9'480 GWh
	▪ heimisch:	7'400 GWh	7'940 GWh
	▪ Wasserkraft:	7'200 GWh	7'240 GWh
	▪ PV:	54 GWh	554 GWh
	▪ Weitere (Holz, KVA, ARA):	140 GWh	180 GWh
	▪ Wind	5 GWh	5 GWh
	▪ Import:	kA	kA
	▪ Export:	5'380 GWh	5'940 GWh
Gasmix	▪ Anteil Biogas an Gasabsatz (absolut in GWh)	kA	kA

*gemäss Energiekonzept 2018, Green Deal und Energierichtplan; **Schätzungen INFRAS basierend auf Green Deal, Energierichtplan Zielwerten sowie z.T. Schweizer Zielwerte

Status Quo und Entwicklung der (grenzüberschreitenden) Energieinfrastruktur und Energieflüsse

Erneuerbare Energie-Projekte, Stromnetz und Energieflüsse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EE-Projekte: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Umgesetzt (seit 2023 am Netz): Gemeinschafts-Kraftwerk-am Inn, GKI, Laufwasserkraftwerk im Alpenraum (Graubünden / Tirol). ▪ Potenzial für Solar und Biomasse vorhanden, Problem liegt bei Netzen (grenzüberschreitende Netze auf tieferer Netzebene fehlt) ▪ Stromimport: Importe und Exporte im Rahmen von Netzstabilität CH. ▪ Stromexport: Graubünden ist dank der Wasserkraft bereits heute ein Stromexporteur.
Gasnetz	▪ Gasimport- und Export: Der Import von fossilem Gas nimmt bis 2035 bzw. 2050 ab.
Fernwärme-netz	▪ Fernwärme von GEVAG (KVA Trimmis) bestehend mit Ausbau- bzw. Verdichtungspotenzial nach Landquart und Chur.

Regionale Ziele, Massnahmen & Instrumente für Umbau Energiesystem (Energiewende, Energiesicherheit)

Bereich	Policy-Ziele / strategische Stossrichtung	Policy-Mittel (Instrumente, Massnahmen)
Ausbau Stromproduktion	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbauziele für die heimische Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen gemäss kantonaalem Energierichtplan bis 2050: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Wasserkraft: +400 GWh/a ▪ PV: + 1'200 GWh/a ▪ Wind: +240-650 GWh/a ▪ Ziel gem. BEG: Substitution von fossilen Energien ▪ Umsetzung der aktualisierten MuKEn 2025 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wasserkraftstrategie 2022-2050 des Kantons GR (Heimfallstrategie bzgl. Konzessionserneuerungen) ▪ Förderung erneuerbare Stromproduktion, besonders Winterstromproduktion (aus AGD, Massnahme KS. E-1.1) ▪ Interessensabwägung bei Projekten zu erneuerbaren Energien (aus AGD, Massnahme KS. E-1.3) ▪ Förderung und regulatorische Vorgaben: Anpassung BEG und Fortführung AGD ▪ Energieberatung ▪ Instrumente: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Kantonales Energiegesetz (BEG) ▪ Kantonaler Energierichtplan ▪ Kantonales Förderprogramm
Stromnetz, Flexibilität Energiespeicher		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Förderung und Ausbau von situativen Speicherkapazitäten wie Power-to-Gas (Wasserstoffproduktion), Batteriespeicher oder Pumpspeicherkraftwerke (aus AGD, Massnahme KS. E-1.1)
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strategie bzgl. Dimensionierung Gasnetz für GR weniger relevant, da bereits sehr klein (nur 4-5 % Gasanteil am Verbrauch) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ggf. in fernerer Zukunft: Alternative Nutzungen von alten Ölpipelines prüfen z.B. für Wasserstoff (z.B. Ölpipelines aus Italien)
Ausbau Fernwärme	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fernwärme von GEVAG (KVA Trimmis) bestehend mit Ausbau- bzw. Verdichtungspotenzial nach Landquart und Chur. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklung erneuerbarer Fernwärme und -kälte (aus AGD, Massnahme KS. E-1.2)
Energieeinsparung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ziel gem. BEG: Stärkung Energieeffizienz ▪ Strombericht 2012: Maximal 2'000 GWh Strom/Jahr bis 2035 	

Agenda Setting: Geplante bzw. aktuell diskutierte Massnahmen und Projekte im Energiebereich

- Beispiel Pumpspeicherkraftwerk Lago di Lei im Valle di Lei: Das Speichervolumen befindet sich vollständig auf italienischem Grund. Die natürliche Entwässerung des Tals geschieht jedoch in Schweizer Richtung (aus Energiekonzept 2018)

BEG = Bündner Energiegesetz, EHS = Emissionshandelssystem, FW = Fernwärme, KA = keine Angabe, MuKEn = Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich, PV = Photovoltaik

Tabelle INFRAS. Quelle: Verschiedene Dokumente Graubünden. Umfrage und Interview. Quellen Daten und Kuchendiagramme: Status Quo aus Energiekonzept 2018, Werte 2035 aus Energierichtplan (April 2023) und abgeleitet aus Green Deal.

Faktenblatt Liechtenstein



Synthese

Stark abhängig von Import von Energie. Sowohl Energiestrategie 2030 als auch Energievision 2050 setzen auf Stromhandel im Netzverbund, aber Rolle von speicherfähigen lokal verfügbaren Energieträgern wird unterstrichen. Hohe installierte PV- Leistung mit 1'500Wp/Einwohner (Ende 2023)

Einordnung institutionelle Ebenen und Kompetenzen

Fürstentum Liechtenstein	Relevante gesetzliche Grundlagen und strategische Dokumente: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiestrategie 2030, Energievision 2050 ▪ Klimastrategie Liechtenstein 2050 ▪ 3. Monitoringbericht Energiestrategie 2030 ▪ EU-Ebene: Strommarktgesetz und Gasmarktgesetz auf Stand des 3. EU-Binnenmarktpakets ▪ Anbindung an Zollvertrag mit der Schweiz
--------------------------	---

Lokale Akteure ▪ Strom- und Gasversorger

Überblick: Schwerpunkte, übergeordnete Ziele und Energiequellen der Energiekonzepte/Strategien

Übergeordnete Ziele	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptziel A: Gemessen am Referenzjahr 1990 müssen die Emissionen im Energiesektor bis 2030 um rund 50 % (alle Sektoren: 55%) und bis 2050 vollständig eliminiert werden. ▪ Hauptziel B: Bis 2030 soll der Energiebedarf um 20% gegenüber 2008 reduziert werden (40% bis 2050). ▪ Hauptziel C: Bis 2030 sollen 30% des Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien stammen, und 17% des Energiebedarfs im Inland produziert werden.
---------------------	---

Schwerpunkte ▪ Insgesamt 3 Massnahmenbündel der Energiestrategie 2030 des Fürstentums Liechtenstein:

▪ Massnahmenbereiche

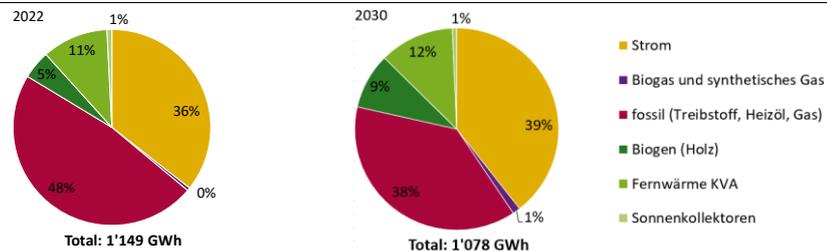
- Gebäude
- Verkehr
- Erzeugung und Beschaffung

Weitere Handlungsfelder der Klimastrategie 2050 sind

- Energie – Mobilität und Raum
- Landwirtschaft
- Industrielle Abgase
- Abfall und Abwasser

Landnutzungsänderungen und Wald

Übersicht Energieverbrauch



Status Quo und Ziele/Entwicklung der genutzten Energiequellen (aus Energiestrategie 2030)

	Status Quo (2022)	Ziel/Entwicklung 2030	Ziel/Entwicklung 2050	
Energieverbrauch- und Produktion (detailliert)	Energieverbrauch total	1'148 GWh	1'078 GWh	807 GWh
	▪ Strom (Import in GWh)	▪ 409 (308)	▪ 425 (287)	▪ 435 (217)
	▪ Fernwärme KVA	▪ 124	▪ 127	▪ 145
	▪ Holz (Import in GWh)	▪ 53 (17)	▪ 95 (32)	▪ 96 (32)
	▪ Sonnenkollektoren	▪ 9.3	▪ 7.5	▪ 3.2
	▪ Biogas & synthetisches Gas	▪ 5.7	▪ 13	▪ 129
	▪ Benzin, Diesel	▪ 219	▪ 186	▪ 0

	▪ Heizöl, Flüssiggas, Erdgas	▪ 327	▪ 222	▪ 0
	Ausbau heimische Erneuerbare			
	▪ Stromerzeugung erneuerbar	▪ 98	▪ 137	217 (50%)
	▪ Wärme erneuerbar	▪ 35	▪ 63	67
Strommix	Stromerzeugung (inkl. Import)	408 GWh	425 GWh	
	▪ heimisch:	▪ 98	▪ 137	▪ 217
	▪ Wasserkraft:	▪ 61	▪ 67	▪ 65
	▪ PV:	▪ 36	▪ 69	▪ 152
	▪ Biogas/Biomasse	▪ 0.0635	▪ 0.080	▪ 0
	▪ Import:	▪ 308	▪ 287	▪ 217
Gasmix	Biogas & synthetisches Gas (ab- 5.7 solut in GWh)		13	129

Status Quo und Entwicklung der (grenzüberschreitenden) Energieinfrastruktur und Energieflüsse

Stromnetz und Energieflüsse	▪ Liechtenstein bezieht rund 87 % der gesamten Energie und 75 % der Elektrizität aus dem Ausland
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	▪ Die physische Gaslieferung erfolgt via Vorarlberg. Es bestehen auch Leitungen von/nach der Schweiz.
Fernwärmenetz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Fernwärmenutzung aus der Kehrlichtverbrennungsanlage um rund 21 GWh/Jahr steigern ▪ Es ist absehbar, dass bei konsequentem Fernwärmeausbau eine wesentlich grössere Menge möglich sein wird.

Regionale Ziele, Massnahmen & Instrumente für Umbau Energiesystem (Energiewende, Energiesicherheit) laut Energiestrategie 2030 und Klimastrategie des Fürstentums Liechtenstein (ohne Verkehr)

Bereich	Policy-Ziele / strategische Stossrichtung	Policy-Mittel (Instrumente, Massnahmen)
Ausbau erneuerbare Energien	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die heute installierte Leistung bei der Photovoltaik verdreifachen (+5 MWp/Jahr) ▪ Das Energiepotenzial aus Biomasse (Holz, Gülle, Grüngut) nutzen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Innovationsprojekte unterstützen, welche der Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2030 dienen, wie z. B. eine Importstrategie für erneuerbaren Strom und erneuerbares Gas, Technologiebewertungen, Pilotanlagen etc. ▪ Pflicht für Photovoltaikanlagen (PV) bei Neubauten und Dachsanierungen ▪ Rechtliche Grundlagen für freistehende PV-Anlagen in- und ausserhalb der Bauzone und bei Doppelnutzungen ▪ Förderung von Photovoltaik ▪ Erstellung einer Energiepotenzialkarte ▪ Bevölkerung und Akteure sensibilisieren
Lokale Energieproduktion	▪ Bis 2030 sollen 33 % der gesamten Elektrizität im Inland produziert werden, hauptsächlich aus erneuerbaren Quellen. Der aus dem Ausland importierte Strom soll bis 2025 zu 100% erneuerbar sein.	▪ Siehe Ausbau erneuerbare Energien und Fernwärme
Fernwärme	▪ Die Fernwärmenutzung aus der Kehrlichtverbrennungsanlage um rund 21 GWh/Jahr steigern	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau der Fernwärme aus der Kehrlichtverbrennungsanlage des Vereins für Abfallentsorgung (VfA) ▪ Drei Viertel der Ölheizungen u.a. durch Fernwärme ersetzen

- Gebäude er-
neuerbar und
effizient heizen
- Heizöl- und Erdgasverbrauch soll bis 2030 gegenüber 1990 um 50 % reduziert werden.
 - Abkehr von fossilen Heizsystemen bei Neubauten und Ersatz
 - Möglichkeit einer Vereinfachung des Bewilligungsverfahrens für Wärmepumpen wird geprüft
 - Drei Viertel der Ölheizungen durch erneuerbar betriebene Wärmepumpen oder Fernwärme ersetzen
 - Strengere Energiestandards einführen für Gebäude (z. B. MuKEn 2014) zur Umsetzung der EU-Gebäudeeffizienzrichtlinie 2010/31/EU
 - Grossverbraucherartikel (MuKEn 2014 Teil L) und freiwillige Zielvereinbarungen in der Industrie umsetzen
 - Förderung für weitergehende Anstrengungen bei Neubauten und Sanierungen sowie Unterstützung von Pilotprojekten (Minergie P/A)

Agenda Setting: Geplante bzw. aktuell diskutierte Massnahmen und Projekte im Energiebereich

- Die Einführung von strengeren Energiestandards für Gebäude (z. B. MuKEn 2014) zur Umsetzung der EU-Gebäudeeffizienzrichtlinie 2010/31/EU ist am 21.01.2024 an der Urne gescheitert.
- Umsetzung weiterer EU-Rechtakte in Vorbereitung um die EWR-Vorgaben zu erfüllen.
- Aktivitäten im Bereich Wind, Nutzung von Biomasse (Biogene Abfälle) für die Biogasgewinnung, Ausbau PV.

EE = Erneuerbare Energien, FW = Fernwärme, kA = keine Angabe, MuKEn = Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich, PV = Photovoltaik

Tabelle INFRAS. Quelle: Verschiedene Dokumente Liechtenstein. Quellen Daten und Kuchendiagramme: Status Quo und 2030 aus Energiestrategie 2030 Fürstentum Liechtenstein und Energiestatistik Liechtenstein 2022.

Faktenblatt Lombardei



Synthese

- Elektrizität: Ausbau Stromproduktion insbesondere Photovoltaik.
- Wärme: Grosser Fokus des Konzepts auf den Ausbau des Fernwärmenetzes.
- Effizienz & Suffizienz: Energieeffizienz soll insb. in der Industrie und im Gebäudebereich erhöht werden.

Einordnung institutionelle Ebenen und Kompetenzen

Region Lombardei (Region)	<p>Relevante gesetzliche Grundlagen und strategische Dokumente:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ PREAC 2030 (2023) ▪ PEAR (Programma Energetico Ambientale Regionale, 2015) ▪ Piano Lombardia ▪ Programma Interreg SFC 2021 ▪ PRSS – Programma regionale di Sviluppo Sostenibile ▪ Programma FSE+ ▪ POR-FESR ▪ Piano sviluppo di Terna ▪ Art. 30 l.r. 26/2003¹² ▪ Legge Regionale 2/2022, Entwicklung Energiegemeinschaften ▪ Legge Regionale 6/ 2022 (Photovoltaik) 	<p>Kompetenzen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau erneuerbare Energien: Die Region kann in erster Linie auf staatliche Einrichtungen und Unternehmen einwirken. ▪ Finanzierung erneuerbare Energien: Unternehmen und Kommunen. ▪ Stromnetzausbau: Lokale Netze können in Zusammenarbeit mit lokalen Stakeholdern ausgebaut werden. ▪ Gasnetzausbau: Kompetenz des Staates. Die Region kann Projekte z.B. im Zusammenhang mit grünem Wasserstoff anstossen, welche vom Staat finanziert werden.
Lokale Akteure	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kommunen ▪ Verteilnetzbetreiber (DSO) ▪ Energieproduzenten ▪ Azienda regionale per l'innovazione e gli acquisti (ARIA) ▪ Politecnico di Milano (v.a. Expertise zu Entwicklungsmöglichkeiten) 	
Italien (Bund)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nationaler Energie- und Klimaplan PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima), seit 9. Mai 2023 Konsultation zur Erneuerung. 30% des Energiekonsums mit erneuerbaren Energiequellen bis 2030 abgedeckt. Reduktion des CO₂-Austschosses um 33% (ETS-Sektoren ausgeschlossen) bis 2030 im Vergleich zu 2005. Ausbau Netzinfrastruktur national und international. ▪ PNRR – Piano nazionale di ripresa e resilienza ▪ Plan für ökologischen Übergang (Piano per la transizione ecologica) ▪ Klimadekret Decreto Clima (2019) 	

Überblick: Schwerpunkte, übergeordnete Ziele und Energiequellen der Energiekonzepte/Strategien

Übergeordnete Ziele bis 2030	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erhöhung Energieeffizienz, Reduktion Energieendverbrauch um 35,2 % bis 2030 im Vergleich zu 2005. ▪ Weiterentwicklung lokaler erneuerbarer Energie und Förderung des Eigenverbrauchs, bis zu einer Abdeckung des Endenergieverbrauchs von 35,8%. ▪ Wachstum «grüner» Wirtschaft und Entwicklung der «Clean Economy», Reduktion des Treibhausgasausstosses um 43.8% bis 2030 im Vergleich zu 2005. ▪ Erhöhung Resilienz des Energiesystems, um besser mit dem Klimawandel umgehen zu können.
------------------------------	--

¹² siehe https://normelombardia.consiglio.regione.lombardia.it/NormeLombardia/Accessibile/main.aspx?exp_coll=lr002003121200026&view=showdoc&iddoc=lr002003121200026&selnode=lr002003121200026.

Schwerpunkte

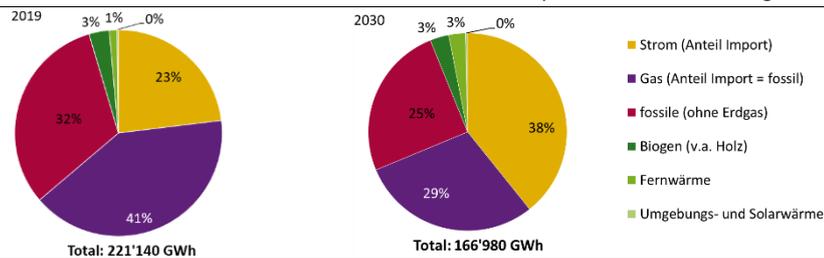
Sektor Energie

- Biogas
- Fernwärme
- Photovoltaik
- Energieeffizienz

Weitere:

- Sektor Gebäude
- Sektor Mobilität
- Raumordnung
- Vereinfachung Regulierungen
- Anreizsysteme
- Partizipation und Networking

Übersicht Endenergieverbrauch

**Status Quo und Ziele/Entwicklung der genutzten Energiequellen**

	Status Quo (2019)	Ziel/Entwicklung 2030
Energieverbrauchs- und Produktion (detailliert)	Energieverbrauch total¹³ <ul style="list-style-type: none"> ▪ Strom (Anteil Import) ▪ Gas (Anteil Import = fossil) ▪ Weitere fossile (Treibst., Heizöl) ▪ Biogen (v.a. Holz) ▪ Fernwärme¹⁴ ▪ Umgebungs- und Solarwärme¹⁵ 	221'257 GWh <ul style="list-style-type: none"> ▪ 51'000 GWh (29%) ▪ 90'000 GWh (99.8%) ▪ 70'000 GWh ▪ 7'000 GWh ▪ 2'675 GWh ▪ 465 GWh
		166'980 GWh (43.5 Mt. Ziel) <ul style="list-style-type: none"> ▪ 64'000 GWh (NA) ▪ 52'000 GWh (92%) ▪ 41'000 GWh¹⁶ ▪ 5'000 GWh ▪ 4'420 GWh ▪ 560 GWh
	Ausbau heimische Erneuerbare¹⁷ <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stromerzeugung erneuerbar ▪ Wärme erneuerbar 	37'425 GWh <ul style="list-style-type: none"> ▪ 15'912 GWh ▪ 21'513 GWh
Strommix	Stromerzeugung (inkl. Import)¹⁸ <ul style="list-style-type: none"> ▪ heimisch: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Wasserkraft: ▪ PV: ▪ Biogene: ▪ Biomethan ▪ Import: 	65'691 GWh <ul style="list-style-type: none"> ▪ 50'161 GWh <ul style="list-style-type: none"> ▪ 11'614 GWh ▪ 2'441 GWh ▪ 4'387 GWh ▪ 1'050 GWh ▪ 15'530 GWh
		64'000 GWh (Konsum PREAC) <ul style="list-style-type: none"> ▪ NA: keine Daten in PREAC <ul style="list-style-type: none"> ▪ 11'030 GWh ▪ 11'050 GWh ▪ 8'400 GWh ▪ 990 GWh ▪ NA: keine Daten in PREAC
Gasmix	▪ Anteil Biogas an Gasabsatz (absolut in GWh)	0.13% (ca. 117 GWh ¹⁹ von 90'000 GWh)
		6% (ca. 4'000 GWh)

Status Quo und Entwicklung der (grenzüberschreitenden) Energieinfrastruktur und Energieflüsse

Stromnetz und Energieflüsse

- **Stromnetz:** FNB betrieben durch Terna. Verschiedene VNB sind in der Region tätig.

¹³ Quelle: Fig. 75 PREAC – Energieverbrauch aus Grafik abgelesen.

¹⁴ Tabelle 6 PREAC: Erneuerbare Energien (nur Fernwärme erneuerbar, von Erdöläquivalent in GWh umgerechnet).

¹⁵ Tabelle 6 PREAC: Erneuerbare Energien (nur Solarwärme, von Erdöläquivalent in GWh umgerechnet)

¹⁶ Fig. 75. Benzin, Flüssiggas und Heizöl (keine Zahl in Grafik, grob abgeschätzt).

¹⁷ Quelle: Tabelle 6 PREAC

¹⁸ Siehe https://www.energielombardia.eu/produzione_energia_elettrica Grafik «Produzione di energia elettrica in Lombardia» für das Jahr 2020. Ergänzt mit Angaben von Frau Caglio (Region Lombardei) gemäss E-Mail vom 27.06.2024.

¹⁹ Tabelle 6: Erneuerbare Energien (ins Netz eingespeistes Biomethan, von Erdöläquivalent in GWh umgerechnet)

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stromimport: Deutliche Verringerung der Stromimporte (Jahresbilanz) in den Jahren 2014 bis 2020. Stromimport: von 38% auf 24% gesunken (2022). ▪ Stromexport: Ungefähr durchschnittlich 17% pro Jahr (2021).
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gasnetz: Das Gasnetz wird vom Staat geplant und die Region ist an der Umsetzung beteiligt. Zurzeit bestehen vier Projekte. Der Ausbau der Produktion von synthetischem Gas steht dabei im Vordergrund. Der Ausbau des Gasnetzes ist zweitrangig. Es bestehen keine Pläne zur Verkleinerung des Gasnetzes (die Kompetenz dazu läge beim Staat). ▪ Gasimport und -export: (fossil): Mehrheitlich importiert. Italien verfügt zwar über Gasvorkommen, dieses reicht aber nur aus um 10% des nationalen, heimischen Verbrauchs zu decken. ▪ Biogas spielt zurzeit eine untergeordnete Rolle im gesamten Energiemix und wird zurzeit hauptsächlich verstromt. Ein kleiner Anteil Biomethan ist ebenfalls vorhanden.
Fernwärme-netz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fernwärme-Netz: Spielt im Gesamtenergiemix zurzeit nur eine untergeordnete Rolle.

Regionale Ziele, Massnahmen & Instrumente für Umbau Energiesystem (Energiewende, Energiesicherheit)

Bereich	Policy-Ziele / strategische Stossrichtung	Policy-Mittel (Instrumente, Massnahmen)
Ausbau Stromproduktion	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erneuerbare Energien fördern 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wasserkraft: 300 MW an Leistung zubauen. ▪ Photovoltaik: 8'000 MW an Leistung zubauen ▪ Reduktion Verstromung Biogas zugunsten Umwandlung zu Biomethan.
Stromnetz, Flexibilität Energiespeicher	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau Stromnetz und Flexibilität des Stromnetzes steigern. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investments EUR 1.3 Mrd. in den Ausbau des Lombardischen Stromnetzes²⁰ ▪ Energiegemeinschaften fördern (Instrument auf nationaler Ebene) ▪ Noch nicht genau definierte Massnahme des Europäische Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) für den Aufbau eines Smart Grids. Das Ziel ist die Verbesserung der Infrastrukturen der Verteilnetze.
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Biogasproduktion steigern. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gemäss Modellrechnungen Zuwachs von 153 Mio m³ Biogas und Biomethan. ▪ Grössere Biogas-/Biomethanproduktionsanlagen fördern mittels Anreizsystem bei landwirtschaftlichen Betrieben. ▪ Erneuerbare Energiegemeinschaften bieten Möglichkeiten für kleinere Produktionsanlagen (grössere soziale Akzeptanz) ▪ Grössere Menge an Biogas/Biomethan aus Abfall produzieren. ▪ 75% weniger Biogas elektrifizieren, dafür in Biomethan umwandeln (8.4 TWh)
Ausbau Fernwärme	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fernwärme/-kältenetz ausbauen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neue Fernwärmenetze bauen für eine Kapazität bis zu 85 MW_{th} ▪ Verdoppelung der Wärmepumpen
Energieeinsparung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energieeffizienz steigern ▪ Reduktion des Energiekonsums zwischen 28% und 32% im Vergleich zu 2005 bis 2030. 	

²⁰ <https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/incontro-regione-lombardia-piano-sviluppo-2023>

Agenda Setting: Geplante bzw. aktuell diskutierte Massnahmen und Projekte im Energiebereich

Einige der untenstehenden Punkte werden bereits umgesetzt und werden finanziert von der EU (EFRE).

- Weiterentwicklung von effizienten Fernwärmesystemen
- Förderung von Energiegemeinschaften
- Steigerung der Energieeffizienz im privaten Gebäudebau
- Steigerung der Energieeffizienz im öffentlichen Gebäudebau und Einsparungen der öffentlichen Beleuchtung
- Weiterentwicklung der Photovoltaik
- Weiterentwicklung der Biomasse (Holz)
- Dekarbonisierung der Industrie
- Mobilität und Transportwesen
- Energiewende und Dekarbonisierung der Landwirtschaft: Bioenergie und Kohlenstoffabsorption
- Massnahmen zur Förderung der Kreislaufwirtschaft
- Weiterentwicklung der Wasserkraft
- Entwicklung der Wasserstoffversorgungskette
- Weiterentwicklung der Produktionsketten in der Lombardei für die Energiewende
- Regulierung vereinfachen und neue Instrumente zur Regulierung einführen
- Massnahmen gegen die Energiearmut einführen
- Anpassung der Energieproduktion an die Klimaveränderungen

EHS = Emissionshandelssystem, FW = Fernwärme, kA = keine Angabe, PV = Photovoltaik

Tabelle INFRAS. Quelle: PREAC 2030, Atto di Indirizzo, energialombardia.eu, terna.it, rinnovabili.it.

Faktenblatt Salzburg



Synthese

- **Elektrizität:** Die erneuerbare Stromproduktion und das Netz sollen ausgebaut werden. Zudem soll die Region energieautonom werden.
- **Wärme:** Der Wärmebedarf soll bis 2030 aus über 50% erneuerbaren Quellen stammen. Dazu sollen Ölkessel laufend ersetzt werden und der Umstieg auf Fernwärme aus erneuerbaren Quellen gefördert werden.

Einordnung institutionelle Ebenen und Kompetenzen

Bundesland Salzburg (Land)	Relevante gesetzliche Grundlagen und strategische Dokumente: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Masterplan Klima + Energie 2030 ▪ Klima- und Energiestrategie Salzburg 2050 ▪ Umsetzungsfortschritt Masterplan Klima + Energie 2030 (April 2023) Kompetenzen: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Kompetenzen im Bereich Ausbau EE und lokale Strom- und Gasnetze ▪ Sonst Einbindung in nationale, europäische Regulierung
Lokale Akteure	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Arbeitsgruppe SALZBURG 2050 ▪ Fachbeirat SALZBURG 2050 ▪ Politisches Steuerungsgremium SALZBURG 2050 („Klimakabinett“)
Österreich (Bund)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klimaschutzgesetz (KSG, seit 2011) ▪ Nationalen Energie und Klimaplänen (NEKP) von EU-Mitgliedstaaten: Für Österreich wird von einem Ziel von minus 50 % bis 2030 gegenüber 2005 ausserhalb des EHS ausgegangen. ▪ Nationaler Netzinfrastukturplan (ÖNIP)

Überblick: Schwerpunkte, übergeordnete Ziele und Energiequellen der Energiekonzepte/Strategien

Übergeordnete Ziele bis 2030	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptziel A: Ausbau des Anteils heimischer, erneuerbarer Energieträger auf mindestens 65% am Endenergiebedarf bis 2030 (2050: energieautonom) ▪ Hauptziel B: Reduktion Treibhausgasemissionen um 50% bis 2030 ▪ Hauptziel C: 100% erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in der Jahresbilanz, Warmwasser 100% solar
Schwerpunkte	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Insgesamt 8 Schwerpunkte in verschiedenen Sektoren

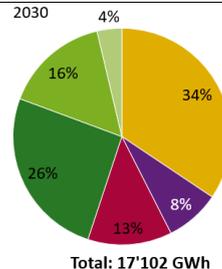
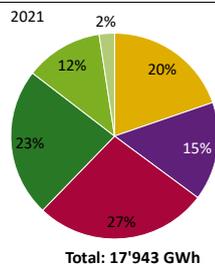
Sektor Energie

- HF: Fernwärmestrategie Salzburg
- HF: Ausbau erneuerbarer Strominfrastruktur

Weitere:

- Sektor Gebäude
- Sektor Mobilität
- Raumordnung & Gemeinden
- Vorbildwirkung des Landes

Übersicht Endenergieverbrauch



Status Quo und Ziele/Entwicklung der genutzten Energiequellen

	Status Quo (2021)	Ziel/Entwicklung 2030
Energieverbrauch total	17'943 GWh	17'102 GWh
▪ Strom (Anteil Import)	▪ 3'536 GWh (kA)	▪ 5'886 GWh (kA)

Energiever- brauch- und Produktion (detailliert)	▪ Gas (Anteil Import = fossil)	▪ 2'848 GWh (97.5%)	▪ 1'390 GWh (97.5%)
	▪ weitere fossile (Treibst., Heizöl)	▪ 4'841 GWh	▪ 2'139 GWh
	▪ Biogen (v.a. Holz)	▪ 4'182 GWh	▪ 4'382 GWh (Grobannahme)
	▪ Fernwärme	▪ 2'175 GWh	▪ 2'675 GWh
	▪ Umgebungs- und Solarwärme	▪ 428 GWh	▪ 628 GWh (Grobannahme)
	Ausbau heimische Erneuerbare	4'455 GWh	5'805 GWh
	▪ Stromerzeugung erneuerbar	▪ 4'027 GWh	▪ 5'077 GWh
	▪ Wärme erneuerbar	▪ 6'786 GWh ²¹	▪ 7'686 GWh
Strommix (approx.)	Stromerzeugung (inkl. Import)	4'439 GWh	5'489 GWh
	▪ heimisch:	▪ 4'439 GWh	▪ 5'489 GWh
	▪ Wasserkraft:	▪ 3'855 GWh	▪ 4'075 GWh
	▪ PV:	▪ 155 GWh	▪ 655 GWh
	▪ Biogen:	▪ 17 GWh	▪ 97 GWh
	▪ Gas:	▪ 412 GWh	▪ 0 GWh
	▪ Windkraft	▪ 0 GWh	▪ 250 GWh
	▪ Netto-Import:	▪ kA	▪ kA
Gasmix	▪ Anteil Biogas an Gasabsatz (absolut in GWh)	2.4% (67 GWh)	4.6% (67 GWh)

Regionale Ziele, Massnahmen & Instrumente für Umbau Energiesystem (Energiewende, Energiesicherheit)

Bereich	Policy-Ziele / strategische Stossrichtung	Policy-Mittel (Instrumente, Massnahmen)
Ausbau Strom- produktion	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau der erneuerbaren Strominfrastruktur (2030: 5.886 GWh/a), bei einem Anteil erneuerbarer Strom 100% ▪ Reduktion der Energieimporte um 40 Mio. €/a 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau der Wasserkraft um 220 GWh ▪ Ausbau Windkraft um 250 GWh ▪ Ausbau der Photovoltaik um 500 GWh ▪ Ausbau KWK um 80 GWh ▪ Beratung zur Umsetzung von erneuerbaren Energieprojekten für Private und Gewerbe ▪ Förderung für PV für Private und Gewerbe ▪ Ausweisung geeigneten Gebieten für Windkraft und PV-Freiflächen ▪ Ausbau der Netzinfrastruktur ▪ Demoprojekte Sektorkopplung („Power to X“)
Gasnetz, er- neuer- bare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau von Fernwärme, siehe unten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entflechtung von Erdgas- und Fernwärmeinfrastruktur durch Energieraumplanung, Förderung und Novellierungen im Baurecht ▪ Umrüstung von Heizwerken von Erdgas auf Erneuerbare
Ausbau Fern- wärme	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zusätzliche Anschlussleistung im Zentralraum 150 MW ▪ Anteil erneuerbarer Wärmezeugung im Zentralraum >50% ▪ Reduktion Umwandlungseinsatz Erdgas um 200 GWh ▪ Phase out Ölkessel (Ersatz von 26.000 Ölkesseln) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Umsetzung von Projekten zur erneuerbaren Wärmezeugung im Zentralraum im Ausmass von 300 GWh (Biomasse KWK, Abwärme, therm. Reststoffverwertung, Geothermie, sonst.) ▪ Ausbau der Fernwärmeversorgung im Zentralraum Halles – Salzburg um 150 MW bzw. 200 GWh ▪ Entflechtung von Erdgas- und Fernwärmeinfrastruktur durch Energieraumplanung, Förderung und Novellierungen im Baurecht ▪ Umrüstung von Heizwerken von Erdgas auf Erneuerbare

²¹ Nur Umgebungs- und Solarwärme, da der Anteil erneuerbarer Wärme bei Fernwärme nicht bekannt ist (gleiches gilt bei Ziel 2030).

- Förderung des Umstiegs von fossilen Heizanlagen auf Fernwärme für Private und Gewerbe
- Förderung der erneuerbaren Erzeugung und des Netzausbaus
- Weiterentwicklung der Tools zur Energieraumplanung
- Umsetzung des Phase Out Heizöls im Salzburger Bau-recht

Agenda Setting: Geplante bzw. aktuell diskutierte Massnahmen und Projekte im Energiebereich

- keine

EHS = Emissionshandelssystem, FW = Fernwärme, KA = keine Angabe, PV = Photovoltaik

Tabelle INFRAS. Quelle: Verschiedene Dokumente Salzburg. Quellen Daten und Kuchendiagramme: Status Quo aus Statistik Austria für Salzburg, Werte 2030 aus Statistik Austria für Salzburg ergänzt mit Ausbauzielen aus Masterplan Klima + Energie 2030.

Faktenblatt St.Gallen



Synthese

- Elektrizität: Produktion & Verbrauch bis 2030: Produktion deutlich ausbauen, v.a. Sonne und Wind, Strombedarf konstant halten. Produktion heute v.a. Wasserkraft, Anteil PV: rund 10 Prozent
- Importe & Exporte: hoher Anteil (70%) Stromverbrauch über Importe gedeckt, durch Ausbau EE erwartete Entwicklung im Jahr 2030 sinkender Import
- Wärme: Effizienzsteigerung, Reduktion fossile Brennstoffe & Substitution mit Erneuerbaren (v.a. Umgebungswärme und FW).

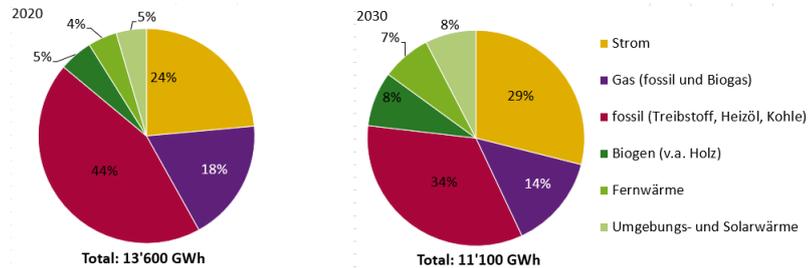
Einordnung institutionelle Ebenen und Kompetenzen

Kanton St. Gallen	Relevante gesetzliche Grundlagen und strategische Dokumente: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiekonzept 2021-2030 <ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiekonzept Monitoring 2023 ▪ Steckbrief Energiekonzept ▪ kantonales Energiegesetz (Gebäudevorschriften in Anlehnung an MuKEn) ▪ Stromversorgungssicherheit im Kanton St. Gallen (Okt 2022) ▪ Beschluss Kantonsrat bzgl. Übereinkommen von Paris (Ziele als verbindliche Grundlage) ▪ Kapitel in kantonalem Richtplan zu Energie 	Kompetenzen: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gebäudebereich Kompetenz Kanton ▪ Stromnetz: ▪ Bund: Stromversorgungsgesetz Ausbau Stromnetz, Import/Export Strom & Gas: Nationale Aufgabe (Swissgrid/Elcom) bzw. der Branche; eidg. Stromversorgungsgesetz ▪ Gasnetz & erneuerbare/synth. Gase: Aufgabe der Branche
Lokale Akteure	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kommunal: 75 Gemeinden; Strom- und Wärmeversorgung als Gemeindeaufgabe, sowie Vollzugsaufgaben im Planungsrecht und Energierichtplanung ▪ Energieagentur St. Gallen 	
Überregional und national (Schweiz)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiegesetz und Stromversorgungsgesetz ▪ Gewässerschutzgesetz, Wasserrechtsgesetz ▪ Energiestrategie 2050 des Bundes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ CO₂-Gesetz ▪ Klima- und Innovationsgesetz

Überblick: Schwerpunkte, übergeordnete Ziele und Energiequellen der Energiekonzepte/Strategien

Übergeordnete Ziele bis 2030	<ul style="list-style-type: none"> ▪ CO₂: 50% weniger CO₂-Emissionen (bzgl. 1990). 1.65 Mio. t CO₂ bis im Jahr 2030. ▪ Strombedarf: gemäss Zielen des Bundes: keine Zunahme im Vergleich zu 2020 ▪ Erneuerbare Energien: Mindestens 1'110 GWh neue erneuerbare Energien. Neue erneuerbare Energien von rund 2'000 GWh (2020) auf mind. 3'100 GWh). 	
Schwerpunkte	5 übergeordnete Massnahmen: <ul style="list-style-type: none"> ▪ (Weiter-)Bildung zu energierelevanten Themen stärken ▪ Kommunikation & Sensibilisierung intensivieren ▪ Vorbildfunktion stärken und weiterentwickeln ▪ Dialog & Kooperation mit Bevölkerung und Akteuren stärken ▪ Versorgung & Sicherheit stärken und Energiespeicherung ermöglichen 	5 Schwerpunkte mit total 16 Massnahmen: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stadt, Gemeinde und EVUs (3 Mn) ▪ Quartiere & Areale (3 Mn) ▪ Im und ums Haus (3 Mn) ▪ Unterwegs sein (4 Mn) ▪ Arbeiten (3 Mn)

Übersicht Endenergieverbrauch



Status Quo und Ziele/Entwicklung der genutzten Energiequellen

	Status Quo (2020)	Ziel/Entw. 2030	Ziel 2050	
Energieverbrauch- und Produktion (detailliert)	Energieverbrauch total	13'600 GWh	11'100 GWh	kA
	▪ Strom (Anteil Import)	3'200 GWh (70%)	3'200 GWh ¹⁾ (55%)	
	▪ Gas (Anteil Import = fossil)	2'500 GWh (kA)	1'600 GWh (70%) ²⁾	
	▪ weitere fossile (Treibst., Heizöl)	6'000 GWh	3'700 GWh ²⁾	
	▪ Biogen (v.a. Holz)	685 GWh	900 GWh ³⁾	
	▪ Fernwärme	590 GWh	800 GWh ³⁾	
	▪ Umgebungs- und Solarwärme	614 GWh	850 GWh ³⁾	
	▪ Wasserstoff	0 GWh	kA	
	Ausbau heimische EE	2'100 GWh	3'200 GWh⁴⁾	kA
	▪ Stromerzeugung (neue EE)	▪ 200 GWh	▪ 630 GWh	
	▪ Wärme erneuerbar	▪ 1'900 GWh	▪ 2'570 GWh	
1) Hauptziel: Strombedarf konstant; 2) Annahme INFRAS basierend auf CO2-Absenkepfad gemäss Energiekonzept 2018; 3) Zubau neue erneuerbare Energien; 4) Hauptziel Ausbau EE				
Strommix	Stromerzeugung (inkl. Import)	3'200 GWh	3'200 GWh (konst.)	kA
	▪ heimisch:	▪ 992 GWh	▪ kA	
	▪ Wasserkraft:	▪ 614 GWh	▪ 614 GWh*	
	▪ PV:	▪ 194 GWh	▪ 550 GWh	
	▪ Wind	▪ 0 GWh	▪ 80 GWh	
	▪ Weitere EE (KVA, Klärgas, Holz, Biogas):	▪ 146 GWh	▪ 146 GWh*	
	▪ weitere fossil	▪ 21 GWh	▪ 21 GWh*	
	▪ Import:	▪ 2'200 GWh	▪ 1'800 GWh	
*Annahme INFRAS (Werte wie 2020)				
Gasmix	▪ Anteil Biogas an Gasabsatz	1.6%	30%	kA

Status Quo und Entwicklung der (grenzüberschreitenden) Energieinfrastruktur und Energieflüsse

Erneuerbare Energie-Projekte, Stromnetz und Energieflüsse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vor allem das Stromnetz muss in der Lage sein, die erneuerbaren Energien zu integrieren. Die Herausforderung ist, dass das Stromnetz historisch auf grosse und zentrale Stromproduzenten ausgelegt ist und nun vermehrt dezentrale und variierende Stromeinspeisung entgegennehmen und verteilen muss. In der Schweiz werden Teile der «Strategie Stromnetze» seit dem 1. Juli 2019 vollzogen. Einige wenige Bestimmungen werden ab Juni 2020 beziehungsweise ab Juni 2021 vollzogen. In Europa bedeuten die Veränderungen unter anderem einen Ausbau der Übertragungskapazitäten, um Strom aus den Windparks in der Nord- und Ostsee nach Süden transportieren zu können. ▪ Stromimport: 2'200 GWh (2020) → gewisse Reduktion durch Ausbau PV (keine konkrete Zielangabe)
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gasimport (fossil): 2'500 GWh (2018) → Reduktion aufgrund Klimaziele (keine konkrete Zielangabe)

- Fernwärme-
netz
- Für den Gebäudebereich ist der Ausbau des Fern- und Nahwärmenetzes notwendig. Neben den grossen Abwärmequellen wie Kehrichtverbrennungsanlagen oder industriellen Prozessen sind auch Niedertemperaturquellen wie Oberflächengewässer oder Serverfarmenwertvolle Energiequellen, die mit Hilfe von Wärmepumpen effizient genutzt werden können.

Regionale Ziele, Massnahmen & Instrumente für Umbau Energiesystem (Energiewende, Energiesicherheit)

Bereich	Policy-Ziele / strategische Stossrichtung (u.a. aus Kapitel 3.6)	Policy-Mittel (Instrumente, Massnahmen)
Ausbau Stromproduktion	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gasversorger, Wärmenetzbetreiber, Gemeinden und weitere Interessierte gestalten die Wärmeversorgung so, dass die CO₂-Emissionen des Gebäudeparks zielkonform sinken. Erneuerbarer Strom aus der Region wird als tragende Säule der Stromversorgung geschätzt. ▪ Hauseigentümerinnen und Hauseigentümer beheizen neu erstellte Wohn- und Zweckbauten oder bestehende Bauten nach einem Heizungsersatz mehrheitlich erneuerbar. Die Stromproduktion auf oder am eigenen Gebäude gehört im Jahr 2030 zum Standard. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 1) Konzepte für die kommunale und regionale Wärmeversorgung werden erarbeitet und umgesetzt. ▪ 2) Verteilnetzbetreiber tragen zur vermehrten Produktion von erneuerbarem Strom bei. ▪ 3) Versorgungssicherheit und Flexibilität erhöhen durch Speicherung und Lastmanagement. ▪ 4) Energie- und Klimapolitik weiterentwickeln. ▪ 14) Produktion von Solarstrom auf grossen Flächen ausbauen. ▪ 15) Grossverbraucher sind Vorbilder. ▪ 16) Energieeffizienz bei KMU und Landwirtschaftsbetrieben steigern. ▪ 7) Produktion und Nutzung erneuerbarer Energien steigern.
Stromnetz, Energiespeicher		<ul style="list-style-type: none"> ▪ durch nationales StromVG geregelt ▪ Netzkapazitäten ist Sache der Swissgrid/Elcom, Energiehandel ist Sache der Energiewirtschaft
Gasnetz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ s. Punkte oben unter «Ausbau Stromproduktion», keine Aussage zu H₂ 	
Ausbau Fernwärme	<ul style="list-style-type: none"> ▪ s. Punkte oben unter «Ausbau Stromproduktion» ▪ Ausbau neue erneuerbare Energien (Strom und Wärme). Bei Wärme v.a. über Fernwärme und Umweltwärme 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 5) Quartiere und Areale vernetzen und integral entwickeln. ▪ 6) Kanton fördert Nutzung von Abwärme mit Wärmenetzen.
Energieeinsparung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ St.Galler Gebäude brauchen wenig Energie und bieten Wohnkomfort, Winter & Sommer 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 9) Energieberatung verbreiten und Anreize für energetisch effizienten Betrieb schaffen.
Mobilität	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zielbild: Fuss und Veloverkehr sind ein wichtiger Bestandteil des Alltags. St.Gallerinnen und St.Galler erreichen ihren Arbeitsplatz sowie ihre Freizeitziele sicher und komfortabel per Velo, zu Fuss oder mit dem öffentlichen Verkehr. Der öffentliche Raum in den Siedlungsgebieten ist attraktiv, ruhig und sicher. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 10) Mobilitätsmanagement von Unternehmen und der öffentlichen Hand stärken. ▪ 11) Sicher und aktiv ans Ziel kommen – zu Fuss und mit dem Velo. ▪ 12) Erfolgreiche Mobilitätslösungen etablieren. ▪ 13) Verbreitung der Elektromobilität unterstützen.

Agenda Setting: Geplante bzw. aktuell diskutierte Massnahmen und Projekte im Energiebereich

- Energieeffizienz in Gebäudebereich
- Stromversorgungssicherheit: deutlicher Ausbau PV und z.T. Wind.

EE = Erneuerbare Energien, FW = Fernwärme, kA = keine Angabe, PV = Photovoltaik

Tabelle INFRAS. Quelle: Verschiedene Dokumente und Websites St. Gallen, Umfrage und Interview. Quellen Daten und Kuchendiagramme: Status Quo aus Energiekonzept 2021-2030 und [Neue erneuerbare Energie | sg.ch](#), Werte 2030 aus Botschaft und Entwurf der Regierung vom 13. August 2019 und [Neue erneuerbare Energie | sg.ch](#)

Faktenblatt Südtirol



Synthese

- **Elektrizität:** Die Produktion aus erneuerbaren Quellen (v.a. PV, das Potenzial von Wasserkraft ist fast ausgeschöpft) soll massiv ausgeweitet werden. Derzeit wird massiv an einem Netzausbau insbesondere im Hochspannungsbereich gearbeitet und wird das Mittelspannungsnetz modernisiert. Grenzüberschreitende Verbindungen (Reschen und Brenner) sind vor Kurzem in Betrieb gegangen. 2025 soll ein Konzept für die notwendigen Speicher- und Nutzungskapazitäten vorliegen.
- **Wärme:** Der Verbrauch von Öl und Gas für Heizzwecke soll stark reduziert werden. Dies soll durch die Reduktion des Wärmebedarfs sowie über die Substitution von fossilen mit klimaneutralen Energieträgern geschehen (z.B. über Wärmepumpen oder Fernwärme). Das Potenzial von Fernheizkraftwerke ist beinahe ausgeschöpft, hier konzentriert sich das Südtirol eher auf Mikrokraftwerke und die Effizienz bestehender Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplungen)
- **Effizienz & Suffizienz:** Es soll weniger Strom verbraucht und die Effizienz beim Verbrauch wie bei der Produktion (z.B. weniger Netzverluste) gesteigert werden

Einordnung institutionelle Ebenen und Kompetenzen

Autonome Provinz Bozen (Provinz)	Relevante gesetzliche Grundlagen und strategische Dokumente:	Kompetenzen:
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klimaplan Südtirol 2040 ▪ Autonome Provinz Bozen 2023 ▪ Landesgesetz Nr. 20 vom 23. August 2023: Vergabe von Konzessionen zur Ableitung von öffentlichen Gewässern zur Hydroelektrischen Produktion in Großkraftwerken ▪ Landesgesetz Nr. 2, 26. Januar 2015 Vergabe von Konzessionen zur Ableitung von öffentlichen Gewässern zur Hydroelektrischen Produktion in kleinen und mittleren Kraftwerken ▪ Dekrets des Landeshauptmanns vom 8. April 2020, Nr. 13, «Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen» ▪ Beschluss der Landesregierung vom 19. Dezember 2023, Nr. 1143 (Beiträge für Private und öffentliche Verwaltungen) ▪ Beschluss der Landesregierung vom 19. Dezember 2023, Nr. 1144 (Beiträge für Unternehmen) ▪ Beschluss der Landesregierung vom 19. Dezember 2023, Nr. 1145 (Fernwärme) ▪ Beschluss der Landesregierung vom 18. Dezember 2018, Nr. 1384, in geltender Fassung (Sensibilisierungsmassnahme) ▪ Beschluss der Landesregierung vom 28. März 2017, Nr. 345, Masterplan Stromverteilungsprojekte 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Produktion und Netzausbau Fernwärme. ▪ Ausbau Verteilnetze Strom (Mittel- und Tiefspannungsbereich). Im Hochspannungsbereich liegt die Kompetenz in der Bewertung der Umweltwirkungen. ▪ Vergabe von Wasserkraft-Konzessionen ▪ Genehmigung PV- und Windanlagen ▪ Beiträge für Energieeffizienz und erneuerbare Energien (für Private/öffentliche Einrichtungen/Vereine und Unternehmen)
Lokale Akteure	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Landesbehörden (Ämter) ▪ Energieproduzenten ohne Verteilung (Konzessionäre) ▪ Interessensvertretungen ▪ Lokale Verteilnetzbetreiber 	

- Energieproduzenten mit Verteilung (historische Genossenschaften, Genossenschaften usw.) welche nicht dem unbundeling unterworfen sind
- Energieversorgungsunternehmen welche dem unbundeling unterworfen sind

Italien (Bund)

- Nationaler Energie- und Klimaplan PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima), seit 9. Mai 2023 Konsultation zur Erneuerung. 30% des Energiekonsums mit erneuerbaren Energiequellen bis 2030 abgedeckt. Reduktion des CO₂-Austschosses um 33% (ETS-Sektoren ausgeschlossen) bis 2030 im Vergleich zu 2005. Ausbau Netzinfrastruktur national und international.
- Strategische Netzausbaupläne des TSO TERNA
- DECRETO LEGISLATIVO 16 marzo 1999, n. 79, Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- Plan für ökologischen Übergang (Piano per la transizione ecologica)

Überblick: Schwerpunkte, übergeordnete Ziele und Energiequellen der Energiekonzepte/Strategien

- Übergeordnete Ziele bis 2030
- Die CO₂-Emissionen sollen gegenüber dem Stand von 2019 bis 2030 um 55% sinken.
 - Der Anteil erneuerbare Energien soll von aktuell 67% auf 75% bis 2030 gesteigert werden.
 - Treibhausgasemissionen (nicht-CO₂) sollen bis 2030 um 20% reduziert werden.
 - Die Südtiroler Wirtschaft soll sich in den im Zuge der Energiewende neu entstehenden Märkten überproportional entwickeln.
 - Trotz Anpassungen soll der Anteil der armutsgefährdeten Bevölkerung bis 2030 um 10% gegenüber 2019 sinken.

Schwerpunkte

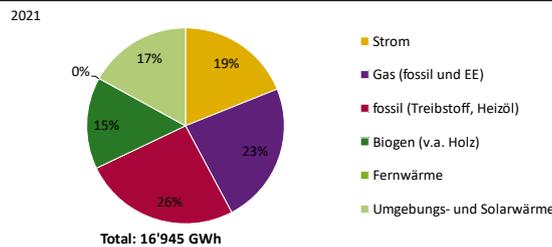
Sektor Energie

- Steigerung Energieeffizienz
- Substitution emittierender durch emissionsärmere Aktivitäten (z.B. im Bereich Verkehr)
- Erhöhte Produktion aus erneuerbaren Quellen (Wasserkraft, PV, Wind, Biomasse, Erdwärme).
- Verteilung, Lagerung und Zwischenspeicherung der Energieträger.
- Resistenz/Resilienz der Region

Überschneidungen mit anderen Sektoren:

- Sektor Gebäude
- Sektor Mobilität/Verkehr
- Industriesektor
- Sektor Raumordnung

Übersicht Endenergieverbrauch



KA für 2030

Status Quo und Ziele/Entwicklung der genutzten Energiequellen

		Status Quo (2021) ²²	Ziel 2030	2040
Energieverbrauch- und Produktion (detailliert)	Energieverbrauch total	16'945 GWh	kA	kA
	▪ Strom (Anteil Import)	▪ 3'200 GWh (kA)	▪ kA	▪ kA
	▪ Gas (Anteil Import = fossil)	▪ 3'959 GWh (99.7%)	▪ kA	▪ kA
	▪ Weitere fossile (Treibst., Heizöl)	▪ 4'343 GWh	▪ kA	▪ kA
	▪ Biogen (v.a. Holz)	▪ 2'568 GWh	▪ kA	▪ kA
	▪ Fernwärme	▪ kA		▪ kA

²² Gemäss Angaben zu Konsumdaten von Herrn Ruffini (Autonome Provinz Bozen) im Mail vom 10.07.2024.

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Umgebungs- und Solarwärme 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 2'874 GWh (nur Solarwärme) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ kA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ kA
	Ausbau heimische Erneuerbare <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stromerzeugung erneuerbar ▪ Wärme erneuerbar 	9'122 GWh <ul style="list-style-type: none"> ▪ 6'247 GWh ▪ 2'874 GWh 	kA <ul style="list-style-type: none"> ▪ kA ▪ kA 	kA <ul style="list-style-type: none"> ▪ kA ▪ kA
Strommix	Stromerzeugung (inkl. Import) <ul style="list-style-type: none"> ▪ heimisch: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Wasserkraft: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 6'022 GWh ▪ PV: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 271 GWh ▪ Biogene: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 512 GWh ▪ Import: <ul style="list-style-type: none"> ▪ kA 	6'805 GWh <ul style="list-style-type: none"> ▪ kA 	kA <ul style="list-style-type: none"> ▪ kA ▪ kA ▪ kA ▪ kA ▪ kA 	kA <ul style="list-style-type: none"> ▪ kA ▪ kA ▪ kA ▪ kA ▪ kA
Gasmix	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anteil Biogas an Gasabsatz (absolut in GWh) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 0.31% (12 GWh) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ kA 	

Status Quo und Entwicklung der (grenzüberschreitenden) Energieinfrastruktur und Energieflüsse

Erneuerbare Energie-Projekte, Stromnetz und Energieflüsse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EE-Projekte: Diversifizierung der Produktion in den letzten Jahrzehnten hin zu einer Energieproduktion aus Wasserkraft, Holzbiomasse, Photovoltaik-Anlagen und Windkraftanlagen. ST hat Förderung von PV-Anlagen massiv ausgebaut. Das hat dazu geführt, dass innerhalb von einem Jahr eine Erhöhung der Produktion von ca. 28 MW und weitere 50 MW Produktionsleistungen über verschiedene Steuerabschreibungen. ▪ Stromnetz: ST setzt den eigenen Plan für den Netzausbau im Nieder- und Mittelspannungsbereich um. Es läuft ebenfalls ein massiver Ausbau im Bereich der Hochspannungsleitungen. So gibt es bspw. eine Umstellung der Kapazität der Leitungen im Eisacktal auf 220 kV (von Franzensfeste bis nach Bozen). Insgesamt werden Investitionen von über EUR 500 Mio. getätigt. Darüber hinaus findet auch ein Ausbau der grenzüberschreitenden Verbindungen statt. Die Hochspannungsleitungen werden vom TSO Terna umgesetzt, aber ST genehmigt diese. ▪ Stromimport: kA ▪ Stromexport: Südtirol exportiert Strom netto
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Im nationalen Kompetenzbereich ▪ Lokal v.a. Methanproduktion ▪ kleinere lokale Wasserstoffproduktion (beliefert eine Tankstelle)
Fernwärmenetz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Es bestehen insgesamt 77 Fernheizwerke, 73 davon funktionieren primär mit Biomasse.

Regionale Ziele, Massnahmen & Instrumente für Umbau Energiesystem (Energiewende, Energiesicherheit)

Bereich	Policy-Ziele / strategische Stossrichtung	Policy-Mittel (Instrumente, Massnahmen)
Ausbau Stromproduktion	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Produktion von Strom durch Photovoltaik. ▪ 20% weniger Stromverbrauch Sparmassnahmen und Effizienzsteigerungen (exkl. Mobilität und Wärmepumpen). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau Photovoltaikanlagen um 400 MW bis 2030 (gegenüber 2019). ▪ Bis 2030 Infrastrukturen entwickeln, um Strom von zusätzlich 400 MW Leistung aus PV und bis 2037 um weitere 400 MW aufzunehmen. ▪ Monitoring des Stromverbrauchs und durch höhere Preise ein Nudging einführen.

Stromnetz, Flexibilität Energiespeicher	<ul style="list-style-type: none"> Planung und Umsetzung des Ausbaus des Stromnetzes und Steigerung der Effizienz der Stromnetze zur Erhöhung der Versorgungsstabilität. 	<ul style="list-style-type: none"> Masterplan zur Modernisierung der Infrastrukturen für den Transport und die Verteilung elektrischer Energie (Autonome Provinz Bozen 2018). Mittelspannungsnetze werden auf 20 kV vereinheitlicht, was Entwicklung hin zu Smart grids ermöglicht. Planung Netzausbau und Effizienzsteigerungen bestehender Anlagen innerhalb 2024 abschliessen. Bis 2025 Konzept für langfristig notwendige Speicher- und Nutzungskapazitäten erstellen. Investitionen in der Höhe von EUR 295 Mio. (siehe altoadige.it) in der autonomen Provinz Bozen im April 2022 gutgeheissen. Entwicklung neuer Möglichkeiten von Eigenversorgung (sowohl in Mehrparteienhäuser wie Energiegemeinschaften)
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> Kein Ausbau des Gasnetzes geplant Biogas (keine Ziele) Wasserstoff (keine Ziele) 	<ul style="list-style-type: none"> Untersuchung und Anwendung der besten Wasserstoffanwendungen im Bereich öffentliche nachhaltige Mobilität und Energiespeicherung. Südtirol setzt ausschliesslich auf die Produktion von grünem Wasserstoff.
Ausbau Fernwärme	<ul style="list-style-type: none"> Bestehendes Fernwärmenetz optimieren und modernisieren. Verbrauch von Öl und Gas für Heizzwecke bis 2030 um 60% reduzieren. 	<ul style="list-style-type: none"> Stützen über Beiträge die Fernheizwerke selbst. Können damit Investitionen tätigen. Das Ziel ist die Optimierung bestehender Strukturen und Netze (wenn möglich auch Effizienzsteigerungen erreichen). Ausbau nur mehr in ausgewiesenen Fernwärmezonen, um den Link zur Biomasseproduktion in den Südtiroler Wäldern nicht zu überfordern Ab 2023 keine mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizkessel zur Wärmeerzeugung in Wohngebäuden mehr einbauen, welche sich in der Versorgungszone eines Fernheizwerkes befinden.
Energieeinsparung	<ul style="list-style-type: none"> Energieeffizienz und -einsparung fördern (z.B. via Energiestandards bei Neubauten). Reduktion der Mobilität sowie nachhaltige Mobilität fördern. 	

Agenda Setting: Geplante bzw. aktuell diskutierte Massnahmen und Projekte im Energiebereich

- Es steht die Ausschreibung Grosskonzessionen an (Verlängerung bestehender Kraftwerke). Dabei soll eine Effizienzsteigerung der Produktion angestrebt werden.
- Netzausbau

EE = Erneuerbare Energien, EHS = Emissionshandelssystem, FW = Fernwärme, kA = keine Angabe, PV = Photovoltaik

Tabelle INFRAS. Quelle: PEAP 2021-2030, regionale Gesetze.

Faktenblatt Tessin



Synthese

Das Faktenblatt basiert auf dem PECC 2023, für welchen die Konsultation abgeschlossen ist. Der definitive Plan ist in Arbeit und muss noch vom Regierungsrat (voraussichtlich im Juli/August 2024) und vom Parlament (voraussichtlich Ende 2024/Anfang 2025) genehmigt werden.

- **Elektrizität:**
 - Erneuerbare Energien sollen ausgebaut werden hierbei wird insbesondere auf Wasserkraft und in weniger starkem Ausmass auf PV fokussiert.
 - Die Energiewende soll befördert werden, was den Ausbau der Stromproduktion und des Netzes bedarf.
 - Es wird eine Stromspeicherstrategie ausgearbeitet, welche in der finalen Version des PECC enthalten sein wird.
 - Power-to-X soll in der finalen Energiestrategie ebenfalls eine Rolle spielen (Produktion Wasserstoff und synthetisches Methan).
- **Wärme:**
 - Die Energiewende soll befördert werden und fossile Energieträger durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Hierzu wird bspw. Fernwärme im Kanton aktiv gefördert sowie verstärkt auf Umgebungs- und Solarwärme gesetzt werden.
- **Effizienz & Suffizienz:** Senkung des Endverbrauchs durch effiziente Energienutzung (technische und verhaltensbezogene Massnahmen).

Einordnung institutionelle Ebenen und Kompetenzen

Kanton Tessin	Relevante gesetzliche Grundlagen und strategische Dokumente: <ul style="list-style-type: none"> ▪ PECC 2023²³ ▪ PEC-2013 (zurzeit in Kraft) ▪ Programma di legislatura 2023-2027²⁴ ▪ Scheda di Piano Direttore (PD) V3 "Energia" ▪ Legge Cantonale sull'Energia²⁵ ▪ Regolamento di applicazione²⁶ ▪ Legge sull'AET²⁷ 	Kompetenzen: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gebäudebereich Kompetenz Kanton ▪ Ausbau Stromnetz, Import/Export Strom: Nationale Aufgabe bzw. der Branche, auf lokaler Ebene Kantonale Kompetenz. ▪ Gasnetz & erneuerbare/synth. Gase: Aufgabe der Branche
Lokale Akteure	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kommunal: Gemeinden haben eine eher sekundäre Rolle. Sie können allenfalls mittels eigener Programme gewisse Anreize setzen. ▪ EVU: AET 	
Überregional und national (Schweiz)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiesgesetz und Stromversorgungsgesetz ▪ Gewässerschutzgesetz, Wasserrechtsgesetz ▪ Landesversorgungsgesetz ▪ Energiestrategie 2050 des Bundes ▪ CO2-Gesetz, Klima- und Innovationsgesetz 	

Überblick: Schwerpunkte, übergeordnete Ziele und Energiequellen der Energiekonzepte/Strategien

- Übergeordnete Ziele bis 2035 bzw. 2050
- Energiewende: Insbesondere Heizöl und Flüssigbrennstoff sollen ersetzt werden.
 - Effiziente, sichere und nachhaltige Energieerzeugung und -versorgung: Insbesondere Ausbaus der Wasserkraft und Reduktion von Energiekonsum. Grössere Energieautonomie.
 - Energieeffizienz, Effizienz und Einsparungen fördern

²³ <https://www4.ti.ch/dfe/dr/ue/politica-energetica/politica-energetica-cantonale>

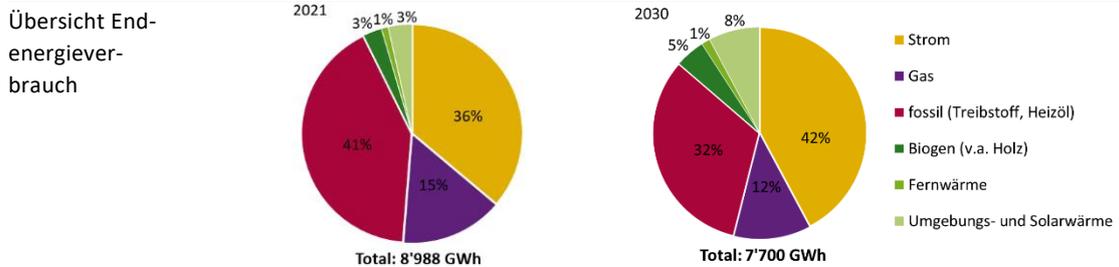
²⁴ <https://www4.ti.ch/can/linee-direttive/ld/programma-di-legislatura>

²⁵ <https://m3.ti.ch/CAN/RLeggi/public/index.php/raccolta-leggi/legge/num/523>

²⁶

²⁷ <https://m3.ti.ch/CAN/RLeggi/public/index.php/raccolta-leggi/legge/num/528>

Schwerpunkte **Energiewende:** Im Gebäudebereich, Produktions- und Dienstleistungssektor und der Mobilität
Ausbau Wärmeproduktion und -netz
Stromproduktion und – netz: Unter anderem Deckung des Eigenbedarfs. Sicherheit, Diversifikation und ökonomische Nachhaltigkeit der Energieversorgung



Status Quo und Ziele/Entwicklung der genutzten Energiequellen		Status Quo 2021	Ziel/Entwicklung 2030	2050 (geschätzt)
Energieverbrauch- und Produktion (detailliert)	Energieverbrauch total²⁸	8'988 GWh	7'700 GWh	6'400 GWh
	▪ Strom (Anteil Import)	▪ 3'253 GWh (kA)	▪ 3'250 GWh (kA)	▪ 5'576 GWh
	▪ Gas (Anteil Import = fossil)	▪ 1'354 GWh	▪ 900 GWh (kA)	▪ 350 GWh
	▪ Weitere fossile (Treibst., Heizöl)	(99%)	▪ 2'500 GWh	▪ 350 GWh
	▪ Biogen (v.a. Holz)	▪ 3'728 GWh		
	▪ Fernwärme		▪ 350 GWh	▪ 365 GWh
	▪ Umgebungs- und Solarwärme	▪ 251 GWh	▪ 100 GWh	▪ 130 GWh
	▪ Neue Erneuerbare ²⁹	▪ 89 GWh	▪ 600 GWh	▪ 1'025 GWh
	▪ Abfälle ³⁰	▪ 313 GWh	▪ 1'000 GWh	▪ 1'100 GWh
		▪ 300 GWh.	▪ 70 GWh	▪ 70 GWh
	▪ nicht lesbar			
Ausbau heimische Erneuerbare	▪ Stromerzeugung erneuerbar	▪ 4'173 GWh	▪ 4'131 GWh	▪ 5'705 GWh
	▪ Wärme erneuerbar	▪ 15 GWh	▪ 1'100 GWh ³¹	▪ 1'520 GWh
	Stromerzeugung (inkl. Import)	4'173 GWh	4'470 GWh³³	5'576 GWh
Strommix	▪ heimisch:	▪ 4'173 GWh	▪ 4'470 GWh	▪ 5'576 GWh
	▪ Wasserkraft:	▪ 3'892 GWh	▪ 3'800 GWh ³⁴	▪ 4'000 GWh
	▪ PV:	▪ 134 GWh	▪ 500 GWh ³⁵	▪ 1'500 GWh
	▪ Weitere (Holz, KVA, ARA):	▪ 136 GWh	▪ 140 GWh	▪ 155 GWh
	▪ Wind	▪ 11 GWh	▪ 30 GWh	▪ 70 GWh
	▪ Import:	▪ kA	▪ kA	▪ kA
	▪ Export:	▪ 920 GWh ³²	▪ kA	▪ kA
	Gasmix	▪ Anteil Biogas an Gasabsatz (abso- 1% (15 GWh) lut in GWh)		kA

²⁸ Quelle: PECC 2023 Figura 30, Tabella 2 e Tabella 6.

²⁹ In PECC 2023 Fig. 30 separat ausgewiesen. Nicht klar welcher Anteil davon Strom/Wärme ist.

³⁰ In PECC 2023 Fig. 30 separat ausgewiesen. Nicht klar welcher Anteil davon Strom/Wärme ist.

³¹ Aus PECC 2023 Fig. 35: Wärme aus erneuerbaren Quellen.

³² Quelle: Jahresbilanz Fig. 5, S. 20.

³³ Quelle: PECC 2023 Tabelle 8. Projektion für das Jahr 2035 unter der Hypothese, dass heimischer Konsum gedeckt wird.

³⁴ Quelle: PECC 2023 Fig. 32: Wasserkraft.

³⁵ Quelle: PECC 2023 Fig. 34: Weitere erneuerbare ohne Wasser.

Status Quo und Entwicklung der (grenzüberschreitenden) Energieinfrastruktur und Energieflüsse

Erneuerbare Energie-Projekte, Stromnetz und Energieflüsse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EE-Projekte: Viele Projekte zurzeit im Gang: Pumpkraftwerk, Staudämme oder Windkraftanlagen. ▪ Stromnetz: Verwaltet von AET. Die weitere Entwicklung (Anpassung/Ausbau) wird im PECC festgehalten. ▪ Stromimport: kA ▪ Stromexport: Das Tessin exportiert Netto 920 GWh.
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gasnetz: Das Tessin ist nicht mit dem schweizerischen, sondern mit dem italienischen Gasnetz verbunden. ▪ Gasimport- und Export: Das Tessin ist abhängig von Gasimporten aus Italien, wobei eine kleine lokale Gasproduktion vorhanden ist.
Fernwärmenetz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fernwärme von Teris SA aus Abfallverbrennung erzeugt, 50% der erzeugten Fernwärme ist erneuerbar.

Regionale Ziele, Massnahmen & Instrumente für Umbau Energiesystem (Energiewende, Energiesicherheit)

Bereich	Policy-Ziele / strategische Stossrichtung	Policy-Mittel (Instrumente, Massnahmen)
Ausbau Stromproduktion	Ausbau der Produktion: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Wasserkraft auf 4'000 GWh pro Jahr. ▪ PV auf 1'500 GWh pro Jahr. ▪ Windenergie auf 70 GWh pro Jahr. ▪ Andere erneuerbarer Energiequellen (Abfälle, Biogas, Geothermie) auf 150 GWh 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bau neuer Pumpspeicherkraftwerke und kleiner Wasserkraftwerke unter Berücksichtigung ökologischer und wirtschaftlicher Ansprüche.
Stromnetz, Flexibilität Energiespeicher	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strategische Planung der Netze unter Einbezug aller relevanten Akteure. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ keine konkreten Massnahmen angegeben
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglicherweise Erweiterung/Anpassung des aktuellen Gasnetzes damit dieses für synthetische/erneuerbare Gase verwendet werden kann und Industrie und Betriebe beliefert werden können. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ keine konkreten Massnahmen angegeben
Ausbau Fernwärme	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ersatz von Heizöl mit Wärme aus nachhaltigen Energieträgern. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kantonales Gesetz gibt Gemeinden die Möglichkeit, Privaten vorzuschreiben sich am Fernwärmenetz anzuschliessen sofern wirtschaftlich sinnvoll. ▪ Ausbau Unterstützung für Fernwärmenetze.
Energieeinsparung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reduktion Endverbrauch und geringere Energieumwandlungsverluste: Effektive Nutzung von Energie, technische Effizienzmassnahmen und Energiesparmassnahmen durch Verhaltensänderungen. 	

Agenda Setting: Geplante bzw. aktuell diskutierte Massnahmen und Projekte im Energiebereich

- Das neue Energiekonzept (PECC 2023) wird spätestens Anfang 2025 in Kraft treten. Künftige Massnahmen und Projekte werden darauf basieren.

EE = Erneuerbare Energien, EHS = Emissionshandelssystem, FW = Fernwärme, kA = keine Angabe, PV = Photovoltaik

Tabelle INFRAS. Quelle: PECC 2023 Tessin.

Faktenblatt Tirol



Synthese

Starker Fokus auf Energie-Autonomie (Energieautonomie 2050)

- Elektrizität: Starker Ausbau der Wasserkraft
- Wärme: Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen
- Effizienz & Suffizienz: Rolle von Energieeffizienz

Einordnung institutionelle Ebenen und Kompetenzen

Bundesland Tirol (Land)

Relevante gesetzliche Grundlagen und strategische Dokumente:

- Regierungsprogramm für Tirol 2022-2027 «Stabilität in der Krise. Erneuerung für Tirol»
- Tiroler Nachhaltigkeits- und Klimastrategie 2021
- Massnahmenprogramm der Nachhaltigkeits- und Klimastrategie 2022-2024
- Regierungsbeschluss 2011: Ausbau der Wasserkraft bis 2036 (Stromautonomie Tirol)
- Programm Tirol 2050 energieautonom (seit 2014)
- Tiroler Energiestrategie 2020 und jährliche Energiemonitoring-Berichte (letzter von 2022)

Kompetenzen:

- Hoch: Ausbau erneuerbare Energien
- Niedrig: Ausbau Stromnetz und Energiehandel

Lokale Akteure

- Gemeinden (Multiplikatoren-Funktion), EVUs, Energieagenturen

Österreich (Bund)

- Klimaschutzgesetz (KSG, seit 2011)
- Regierungsprogramm 2020-2024 «Aus Verantwortung Österreich»
- Nationalen Energie und Klimaplänen (NEKP) von EU-Mitgliedstaaten: Für Österreich wird von einem Ziel von minus 50 % bis 2030 gegenüber 2005 ausserhalb des EHS ausgegangen.
- Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan (ÖNIP)

Überblick: Schwerpunkte, übergeordnete Ziele und Energiequellen der Energiekonzepte/Strategien

Übergeordnete Ziele (Tiroler Nachhaltigkeits- und Klimastrategie und Energieautonomie 2050)

- Hauptziel A: Energieeinsparung und Energieeffizienzsteigerung von mind. 6% bis 2030 (gegenüber 2016)
- Hauptziel B: Ausbau heimischer erneuerbarer Energieträger
- Hauptziel C: Massive Reduktion der Treibhausgas-Emissionen, im Einklang mit den Zielsetzungen des Bundes („Klimaneutralität 2040“)
- Hauptziel D: Versorgungssicherheit aufrechterhalten und weiter ausbauen

Schwerpunkte

- Insgesamt 7 Handlungsschwerpunkte (Tiroler Nachhaltigkeits- und Klimastrategie)

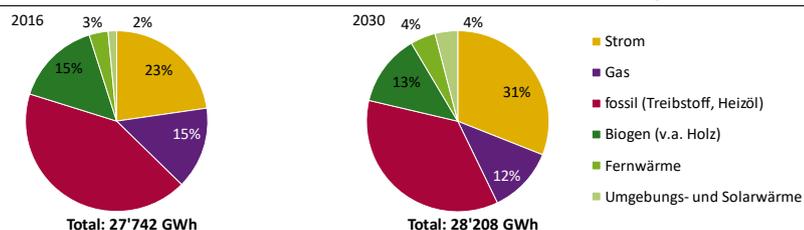
Handlungsfeld Energie und Klimaschutz

- Energiegewinnung
- Energieforschung und -monitoring
- Energieraumplanung
- Energieberatung und Bewusstseinsbildung

Weitere:

- Mobilität und Infrastruktur
- Gebäude und Raumordnung
- Wirtschaft und Regionalentwicklung
- Klimawandelanpassung
- Landesverwaltung als Vorbild

Übersicht Endenergieverbrauch



Status Quo und Ziele/Entwicklung der genutzten Energiequellen				
		Status Quo (2016)³⁶	Ziel 2030	Ziel 2050
Energiever- brauch- und Produktion (detailliert)	Energieverbrauch total	27'742 GWh³⁷	28'208 GWh	21'472 GWh
	▪ Strom (Anteil Import)	▪ 6'297 GWh	▪ 8'757 GWh	▪ 13'566 GWh
	▪ Gas	▪ 4'074 GWh	▪ 3'335 GWh	▪ 0 GWh
	▪ Öl	▪ 11'280 GWh	▪ 9'714 GWh	▪ 0 GWh
	▪ Kohle	▪ 504 GWh	▪ 393 GWh	▪ 0 GWh
	▪ Biogen (v.a Holz)	▪ 4'238 GWh	▪ 3'619 GWh	▪ 4'128 GWh
	▪ Fernwärme	▪ 932 GWh	▪ 1'260 GWh	▪ 1'360 GWh
	▪ Umgebungs- und Solarwärme	▪ 417 GWh	▪ 1'130 GWh	▪ 2'418 GWh
	Ausbau heimische Erneuerbare	6'714 GWh	9'887 GWh	15'984 GWh
	▪ Stromerzeugung erneuerbar	▪ 6'297 GWh	▪ 8'757 GWh	▪ 13'566 GWh
▪ Wärme erneuerbar	▪ 417 GWh	▪ 1'130 GWh	▪ 2'418 GWh	
Strommix	Stromerzeugung (inkl. Import)	6'297GWh	8'757 GWh	13'566 GWh
	▪ heimisch:	▪ 6'297GWh	▪ 8'757 GWh	▪ 13'566 GWh
	▪ Wasserkraft:	▪ 6'225 GWh	▪ 7'971 GWh	▪ 9'442 GWh
	▪ PV:	▪ 72 GWh	▪ 703 GWh	▪ 3'874 GWh
	▪ Biogene:	▪ 0 GWh	▪ 0 GWh	▪ 0 GWh
	▪ Wind	▪ 0 GWh	▪ 83 GWh	▪ 250 GWh
▪ Import:	▪ kA	▪ kA	▪ kA	
Gasmix	▪ Anteil Biogas an Gasabsatz (absolut in GWh)	42 GWh (1% des Gasabsatzes)	119 GWh (4% des Gasabsatzes)	
Status Quo und Entwicklung der (grenzüberschreitenden) Energieinfrastruktur und Energieflüsse				
Stromnetz und Energieflüsse	▪ Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG) mit Höchstspannungsebene (220 und 380 Kilovolt)			
	▪ Regionales Verteilnetz (auch Öffentliches Netz Tirol genannt) mit Hoch-, Mittel- und Niederspannung (230 Volt): Verteilnetz der TINETZ sowie weiterer EVU-Verteilnetze			
	▪ Strom aus dem Kraftwerk der Verbund AG im Zillertal wird direkt in das Übertragungsnetz der APG eingespeist und nach Deutschland transportiert			
Gasnetz, er- neuerbare/ synth. Gase	▪ Etablierung eines bundesweiten Wasserstoffclusters			
Fernwärme- netz	▪ Aus- und Neubau von Nah- und Fernwärmeheizwerken zur Dekarbonisierung des Raumwärmebereichs			
Regionale Ziele, Massnahmen & Instrumente für Umbau Energiesystem (Energiewende, Energiesicherheit)				
Bereich	Policy-Ziele / strategische Stoss- richtung	Policy-Mittel (Instrumente, Massnahmen), aus Massnah- menprogramm 2022-2024		

³⁶ Werte aus Tabelle 27 von «Energie-Ziel-Szenarien Tirol 2050 und 2040 mit Zwischenzielen».

³⁷ Summe aus untenstehenden Werten. Gewisse Werte konnten nicht klar Wärme oder Strom zugeordnet werden. Abweichungen belaufen sich bei 2016, 2030 und 2050 zw. 100 und 1'000 GWh zu gesamter Energie in Tabelle 27.

Ausbau heimische Energie- und Stromproduktion	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau von Wasserkraft (Beschluss 2011): Ausbau der Wasserkraft bis 2036 um 2'800 GWh (Ziel-Regelarbeitsvermögen von 9'500 GWh/a bis 2036) ▪ Höhere Stromproduktion aus Solar PV ▪ Ziel, bis spätestens 2050 jährlich bilanziell seinen Energiebedarf vollständig aus heimischen erneuerbaren Energieträgern zu decken 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbauplan (Klein- und Regionalwasserkraftwerke, Revitalisierungen) für Wasserkraft. Lücke von 500 GWh/a. ▪ Förderung des Netzzutritts größerer Photovoltaik-Anlagen (>20 kWpeak) durch Abfederung hoher Kosten ▪ Beitrag zur Eigenversorgung und Deckung eines erhöhten Bedarfs im landwirtschaftlichen Betrieb ▪ Raumplanungsmaßnahmen für grosse Solar PV ▪ Schaffung einer Anlaufstelle für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie & Photovoltaik-Community ▪ Unterstützungsangebot für Erneuerbare Energiegemeinschaften & Netzwerk Wärmepumpe ▪ Projekt „Energiespeicher Tirol 2050“ ▪ „INNERGY – Reallabor“ ▪ Energiemonitoring als Steuerungsinstrument ▪ Beratungsförderung für Kleinwasserkraftwerken (Repowering) und Trinkwasserkraftwerke ▪ TIROL 2050 energieautonom
Energieeinsparung und -effizienz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energieeinsparung und Energieeffizienzsteigerung von mind. 6% bis 2030 (gegenüber 2016) ▪ Steigerung der Effizienz von leitungsgebundenen Energieverteilungssystemen wie etwa Nah- und Fernwärme 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Massnahmen in den Bereichen Bildung: Energieberatung und Bewusstseinsbildung ▪ Landesprogramm DoppelPlus 2.0 ▪ Erhöhung der Nutzung der verfügbaren Abwärmepotenziale: Ausbau (Verdichtung) des Nah- und Fernwärmenetzes ▪ Energieeffizienz-Monitoring ▪ Unterstützung von energieeffizienten Gemeinden (e5-Programm)
Ausbau Fernwärme	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aus- und Neubau von Nah- und Fernwärmeheizwerken zur Dekarbonisierung des Raumwärmerebereichs 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Standortuntersuchungen für die Errichtung von Heizkraftwerken im Bereich Zirl-Wattens ▪ Analysen zur Verfügbarkeit der entsprechenden Ressourcen (Biomasse, Klärschlamm, Klärgas, etc.) ▪ Projekt „Rest- und Abfallstoffe als Ressourcen im zukünftigen Energiesystem Tirol 2050“ ▪ Fortschreibung des Wärmenetzkatasters
Sonstiges	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau Wasserstoffcluster 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Errichtung einer innovativen Sektorkopplungsanlage mit Wasserstoffzentrum („Power2X“ Kufstein) ▪ Etablierung eines bundesweiten Wasserstoffclusters

Agenda Setting: Geplante bzw. aktuell diskutierte Massnahmen und Projekte im Energiebereich

- keine

EHS = Emissionshandelssystem, FW = Fernwärme, kA = keine Angabe, PV = Photovoltaik

Tabelle INFRAS. Quelle: Verschiedene Dokumente Tirol.

Faktenblatt Trentino



Synthese

- **Elektrizität:** Erhöhung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Ausbau und Erneuerung des Stromnetzes. Unterstützung für Energiegemeinschaften.
- **Wärme:** Verstärkte Nutzung von holzartiger Biomasse und Ausbau des Fernwärmenetzes.
- **Effizienz & Suffizienz:** Effizienz der bestehenden Wasserkrafterzeugung durch die Vergabe neuer Konzessionen. Massnahmen zur Sanierung des Bausektors.

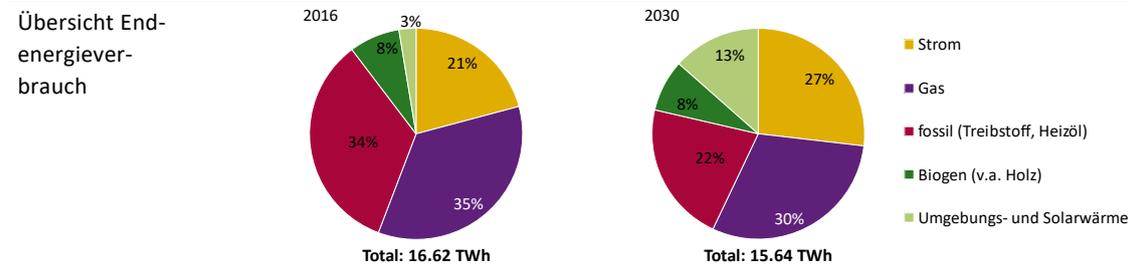
Einordnung institutionelle Ebenen und Kompetenzen

Region Trentino-Südtirol (Region)	<p>Relevante gesetzliche Grundlagen und strategische Dokumente:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Piano energetico ambientale provinciale PEAP 2021-2030 (2022) ▪ D.Lgs. 199/2021 - definisce le "aree idonee" all'installazione di impianti FER, definisce le comunità di energia rinnovabile. ▪ D.Lgs. 387/2003 - norma le procedure autorizzative in termini di energia ▪ D.Lgs. 28/2011 - specifiche autorizzazioni e procedure in materia di energia nonché alcuni requisiti tecnici. ▪ Legge provinciale Nr. 4, 02.05.2022. Regola le autorizzazioni FER nella provincia. ▪ Art.2 Legge provinciale (04.10.2012), n. 20; Art. 23 Legge provinciale n. 19/2013 (autonomia energetica); Legge Provinciale n.6/2017; Legge Provinciale n. 11/2007; Legge Provinciale n. 15/2015; Legge Provinciale 1/2008; Legge Provinciale 9/2020; Legge Provinciale 6/2021; Legge Provinciale 17 settembre 2013 n.19, Legge Provinciale n.6/2017. ▪ Strategia Provinciale per lo sviluppo sostenibile (SproSS) <p>Kompetenzen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Planung und Genehmigung von Stromverteilungsnetzen (Mittel- und Niederspannung). ▪ Vergabe Wasserkraftkonzessionen ▪ Genehmigung für EE-Anlagen (z.B. Photovoltaik, Biogas, Biomasse und Geothermie). ▪ Zuschüsse für Energieeffizienz und erneuerbare Energien (für Privatpersonen/Vereine, Mehrfamilienhäuser und Unternehmen). ▪ Ausbau des Erdgasverteilungsnetzes. ▪ Herstellung und Ausbau des Fernwärmenetzes. ▪ Unterstützung von Energiegemeinschaften ▪ Rendere coerenti i vari strumenti politici e piani. ▪ Kohärenz der verschiedenen politischen Instrumente und Pläne gewährleisten.
Lokale Akteure	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regionale Behörden: Agenzia provinciale per le risorse e l'energia (APRIE), Agenzia provinciale per la protezione dell'ambiente (APPA), U.M.S.T., APIAE ▪ Lokale Verteilnetzbetreiber: Set distribuzione (80% des Netzes) und vier Konsortien. ▪ Energieversorgungsunternehmen: Dolomiti Energia und vier Konsortien. ▪ Verbände/Interessenvertretung (Verteiler und Versorger) ▪ Università degli Studi di Trento ▪ Fondazione Bruno Kessler und Fondazione Edmund Mach
Italien (Bund)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nationaler Energie- und Klimaplan PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima), seit 9. Mai 2023 Konsultation zur Erneuerung. 30% des Energiekonsums mit erneuerbaren Energiequellen bis 2030 abgedeckt. Reduktion des CO₂-Ausstosses um 33% (ETS-Sektoren ausgeschlossen) bis 2030 im Vergleich zu 2005. Ausbau Netzinfrastruktur national und international. ▪ Plan für ökologischen Übergang (Piano per la transizione ecologica) ▪ (Klimadekret Decreto Clima (2019))

Überblick: Schwerpunkte, übergeordnete Ziele und Energiequellen der Energiekonzepte/Strategien

- Übergeordnete Ziele bis 2030
- Hauptziel ist eine Reduktion 55% der Treibhausgasemissionen in der Energieversorgung im Vergleich zu 1990.
 - Ausbau der Energieautonomie (bis 2050 soll die Region energieautonom sein).
 - 13.4% höherer Einsatz von erneuerbaren Energien im Vergleich zu 2016.

- Schwerpunkte
- Sektor Energie**
- Wärmepumpen
 - Energieeffizienz
 - Photovoltaik
 - Energiespeicher
 - holzartige Biomasse
 - Biogas
 - Wasserkraft (Konzessionen/Effizienzsteigerung)
- Weitere:
- Sektor Gebäude
 - Industriesektor
 - Sektor Mobilität
 - Energiegemeinschaften



Status Quo und Ziele/Entwicklung der genutzten Energiequellen

		Status Quo (2016)	Ziel 2030	Ziel 2050
Energieverbrauch- und Produktion (detailliert)	Energieverbrauch total³⁸	16.62 TWh	15.64 TWh (LC+)	12.79 TWh (LC+)
	▪ Strom (Anteil Import)	▪ 3.46 TWh (0.02 TWh)	▪ 4.2 TWh (0.03 TWh)	▪ 5.66 TWh (0.65 TWh)
	▪ Gas (Anteil Import = fossil)	▪ 5.81 TWh (99.3%)	▪ 4.72 TWh (98.5%)	▪ 1.25 TWh (94.4%)
	▪ Weitere fossile (Treibst., Heizöl)	▪ 5.64 TWh	▪ 3.38 TWh	
	▪ Biogen (v.a. Holz, ohne Biogas)	▪ 1.28 TWh	▪ 1.24 TWh	▪ 0.41 TWh
	▪ Umgebungs- und Solarwärme	▪ 0.43 TWh	▪ 2.1 TWh	▪ 1.11 TWh ▪ 4.36 TWh
	Ausbau heimische Erneuerbare³⁹	6.25 TWh	8.26 TWh (LC+)	11.23 TWh (LC+)
	▪ Stromerzeugung erneuerbar	▪ 4.54 TWh	▪ 4.9 TWh	▪ 5.74 TWh
	▪ Wärme erneuerbar	▪ 1.71 TWh	▪ 3.36 TWh	▪ 5.49 TWh
Strommix	Stromerzeugung (inkl. Import)⁴⁰	5.49 TWh	6.0 TWh	6.83 TWh
	▪ heimisch:	▪ 5.47 TWh	▪ 5.97 TWh	▪ 6.18 TWh
	▪ Wasserkraft:	▪ 4.32 TWh	▪ 4.45 TWh	▪ 4.76 TWh
	▪ PV:	▪ 0.18 TWh	▪ 0.4 TWh	▪ 0.93 TWh
	▪ Biogene:	▪ 0.04 TWh	▪ 0.05 TWh	▪ 0.05
▪ weiter nicht EE	▪ 0.93 TWh	▪ 1.07 TWh	▪ 0.44 TWh	
	▪ Import:	▪ 0.02 TWh	▪ 0.03 TWh	▪ 0.65 TWh
Gasmix	▪ Anteil Biogas an Gasabsatz (abso- lut in GWh)	0,69% (40 GWh)	1.48% (70 GWh)	5.6% (70 GWh)

³⁸ Quelle: PEAP Tabelle 4, S. 225; Tabelle 6, S.227; Tabelle 12, S.155 (Daten zu «Trasporto petrolio» für die Position «Weitere fossile» verwendet). Der Gesamtverbrauch unterscheidet sich vom Primärenergieverbrauch in Tabelle 2, S. 87.

³⁹ Quelle: PEAP Tabelle 4, S. 225; Tabelle 6, S.227.

⁴⁰ Quelle: Tabelle 6, S.227.

Status Quo und Entwicklung der (grenzüberschreitenden) Energieinfrastruktur und Energieflüsse

Erneuerbare Energie-Projekte, Stromnetz und Energieflüsse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EE-Projekte: Life Prepair (Energieeffizienz und Luftqualität); AMETHyST (grüner Wasserstoff); Ecoempower (Energiegemeinschaften). ▪ Stromnetz: Erneuerung des Netzverteilungsplans im nächsten Jahr. Es besteht ein Bedarf an Ausbau und/oder Erneuerung des Netzes. ▪ Stromimport: Anteil des importierten Stroms ist sehr gering. ▪ Stromexport: Ca. 10% des Stroms wird exportiert (ggf. verifizieren in Interview).
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Im Auftrag der Gemeinden wurde eine Ausschreibung für die Erweiterung des Netzes durchgeführt. ▪ Es gibt einige Wasserstoffprojekte.
Fernwärmenetz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Es gibt mehrere lokale Netze, von denen einige noch ausgebaut werden müssen. In Bezug auf den Ausbau des Erdgasnetzes hat das Fernwärmenetz Vorrang. ▪ Mehrere Fernwärmewerke (das größte mit Gas betrieben, andere mit Biomasse). Es besteht der Wille, diese auszubauen.

Regionale Ziele, Massnahmen & Instrumente für Umbau Energiesystem (Energiewende, Energiesicherheit)

Bereich	Policy-Ziele / strategische Stossrichtung	Policy-Mittel (Instrumente, Massnahmen)
Ausbau Stromproduktion	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau erneuerbare Energien wobei dieser kompatibel mit umwelt-, landschafts- und gebietsverträglich ist und die Schadstoff- und klimaschädlichen Emissionen verringert. ▪ Eigenproduktion und -verbrauch aus erneuerbaren Energien, namentlich PV-Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vereinfachung administrative Prozesse ▪ Definition geeigneter Flächen für den Ausbau von Anlagen. ▪ Subvention des Baus von PV-Anlagen von Unternehmen (Instrument auf EU-Ebene). ▪ Förderung von Energiegemeinschaften (Instrument auf nationaler Ebene).
Stromnetz, Flexibilität Energiespeicher	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Steigerung der Resilienz des Stromnetzes. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Erneuerung des Verteilungsplans für das Stromnetz ist in Arbeit und wird 2025 veröffentlicht werden.
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau des Gasnetzes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausschreibung für die Erweiterung des Gasnetzes im Auftrag der Gemeinden durchgeführt. ▪ Pilotprojekte im Bereich von Wasserstoff. ▪ Verfolgung von durch PNRR getätigte Investitionen.
Ausbau Fernwärme	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verstärkte Nutzung holzartiger Biomasse für die energetische Verwertung in zentralen Anlagen. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bau von Fernwärmeanlagen, welche mit Holz betrieben werden.
Energieeinsparung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energieeffizienz und -einsparung fördern ▪ Reduktion der Mobilität sowie nachhaltige Mobilität fördern. ▪ Forschung und Entwicklung der Aktivität in der «Green Economy». 	

Agenda Setting: Geplante bzw. aktuell diskutierte Massnahmen und Projekte im Energiebereich

- keine

EHS = Emissionshandelssystem, FW = Fernwärme, kA = keine Angabe, PV = Photovoltaik

Tabelle INFRAS. Quelle: PEAP 2021-2030, regionale Gesetze.

Faktenblatt Vorarlberg



Synthese

- **Elektrizität**
 - **Produktion & Nachfrage:** Starker Ausbau der Wasserkraft & PV bei Stromerzeugung. Höherer Strombedarf bis 2030. Grosse Speicherkraftwerke vorhanden, neue Pumpspeicherkraftwerke geplant.
 - **Importe & Exporte:** Vorarlberg setzt bis 2030 auf weniger Importe und mehr Energieautonomie. Im Winter auf Stromimporte angewiesen bleiben.
- **Wärme:** Insgesamt geringerer Wärmebedarf. Deutlich mehr FW, mehr Biogas (weniger fossiles Erdgas) und mehr strombasierte Wärme. Das Gasnetz wird nicht weiter ausgebaut.
- **Effizienz & Suffizienz:** Gebäudedämmung, weniger Strom-Direktheizungen.
- **Massn.:** V.a. freiwillige Umsetzung durch Bewusstseinsbildung & Förderungen, weniger regul. Vorgaben.

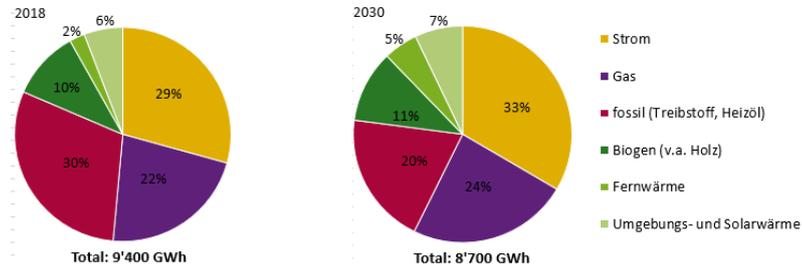
Einordnung institutionelle Ebenen und Kompetenzen

Bundesland Vorarlberg (Land)	Relevante gesetzliche Grundlagen und strategische Dokumente: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Strategie Energieautonomie 2050 (2011) ▪ Strategie Energieautonomie+ 2030 (2021); + = auch nicht-energiebedingt THG Kompetenzen: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Bereiche Gebäude, Baurecht, Wohnbauförderung und Heizanlagen in Landeskompetenz ▪ Bereich Strom/Elektrizitätsrecht v.a. Bundeskompetenz ▪ keine Kompetenzen für Importe/Exporte Energie (Strom, Gas etc.) oder Infrastrukturen Gas/H2-Netze
Lokale Akteure	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kommunal: 96 Gemeinden; als Baubehörde gew. Einfluss auf eingesetzten Energieträger ▪ EVUs: Investieren in EE und erforderliche Netzinfrastruktur; Vorarlberg Energienetze GmbH für Betrieb Strom- und Erdgasnetz; Illwerke Stromversorger ; ggf. weitere ▪ FH Vorarlberg: Pilotprojekte, Expertise, Ausbildung erforderliches Personal ▪ Energieinstitut Vorarlberg: Beratung von Bürgern, Unternehmen, Gemeinden, Forschung
Österreich (national)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klimaschutzgesetz (KSG, seit 2011) ▪ Nationalen Energie und Klimaplänen (NEKP) von EU-Mitgliedstaaten: Für Österreich wird von einem Ziel von minus 50 % bis 2030 gegenüber 2005 ausserhalb des EHS ausgegangen.

Überblick: Schwerpunkte, übergeordnete Ziele und Energiequellen der Energiekonzepte/Strategien

Übergeordnete Ziele bis 2030	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptziel A: Ausbau des Anteils heimischer, erneuerbarer Energieträger auf mindestens 50% am Endenergiebedarf ▪ Hauptziel B: Reduktion Treibhausgasemissionen um 50% ▪ Hauptziel C: 100% erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in der Jahresbilanz 		
Schwerpunkte	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Insgesamt 7 Sektoren behandelt mit je mehreren Handlungsfeldern (HF) und Aktionsfeldern <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="vertical-align: top;"> Sektor Energie <ul style="list-style-type: none"> ▪ HF Ausbau Fernwärme: Wärmeversorgung verdoppeln ▪ HF Ausbau Wasserkraft ▪ HF Photovoltaik mal 3 ▪ HF Biogene Stromerzeugung und Grünes Gas ▪ HF Zukunftsfähiges Stromnetz </td> <td style="vertical-align: top;"> Weitere: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sektor Industrie ▪ Sektor Gebäude ▪ Sektor Mobilität ▪ Sektor Land- und Forstwirtschaft ▪ Sektor Abfallwirtschaft ▪ Sektor F-Gase </td> </tr> </table>	Sektor Energie <ul style="list-style-type: none"> ▪ HF Ausbau Fernwärme: Wärmeversorgung verdoppeln ▪ HF Ausbau Wasserkraft ▪ HF Photovoltaik mal 3 ▪ HF Biogene Stromerzeugung und Grünes Gas ▪ HF Zukunftsfähiges Stromnetz 	Weitere: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sektor Industrie ▪ Sektor Gebäude ▪ Sektor Mobilität ▪ Sektor Land- und Forstwirtschaft ▪ Sektor Abfallwirtschaft ▪ Sektor F-Gase
Sektor Energie <ul style="list-style-type: none"> ▪ HF Ausbau Fernwärme: Wärmeversorgung verdoppeln ▪ HF Ausbau Wasserkraft ▪ HF Photovoltaik mal 3 ▪ HF Biogene Stromerzeugung und Grünes Gas ▪ HF Zukunftsfähiges Stromnetz 	Weitere: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sektor Industrie ▪ Sektor Gebäude ▪ Sektor Mobilität ▪ Sektor Land- und Forstwirtschaft ▪ Sektor Abfallwirtschaft ▪ Sektor F-Gase 		

Übersicht Endenergieverbrauch*



Status Quo und Ziele/Entwicklung der genutzten Energiequellen

		Status Quo (2018)*	Ziel/Entwicklung 2030*	2050
Energieverbrauch- und Produktion (detailliert)	Energieverbrauch total	9'399 GWh	8'713 GWh	kA
	▪ Strom (Anteil Import)	2'757 GWh (13%)	2'916 GWh (4%)	
	▪ Gas (Anteil Import = fossil)	2'078 GWh (98%)	2'075 GWh (93%)	
	▪ Weitere fossile (Treibst., Heizöl)	2'825 GWh	1'724 GWh	
	▪ Biogen (v.a. Holz)	979 GWh	937 GWh	
	▪ Fernwärme	216 GWh	443 GWh	
	▪ Umgebungs- und Solarwärme	545 GWh	617 GWh	
Ausbau heimische Erneuerbare	Ausbau heimische Erneuerbare	4'180 GWh	4'957 GWh	kA
	▪ Stromerzeugung erneuerbar	▪ 2'400 GWh	▪ 2'810 GWh	
	▪ Wärme erneuerbar	▪ 1'780 GWh	▪ 2'147 GWh	
*Quellen: Angaben aus Strategie Energieautonomie+ 2030 (2021). Erarbeitung war vor Corona- und Ukraine-Krise. Wird überarbeitet werden (z.B. deutlich weniger Erdgas im 2030).				
Strommix	Stromerzeugung (inkl. Import)	2'757 GWh	2'916 GWh	kA
	▪ heimisch:	▪ 2'400 GWh	▪ 2'810 GWh	
	▪ Wasserkraft:	▪ 2'280 GWh	▪ 2'430 GWh	
	▪ PV:	▪ 85 GWh	▪ 330 GWh	
	▪ Biogene:	▪ 35 GWh	▪ 50 GWh	
	▪ Import:	▪ 357 GWh	▪ 106 GWh	
Gasmix	▪ Anteil Biogas an Gasabsatz (abso- 2% (40 GWh) lut in GWh)		8% (150 GWh)	

Status Quo und Entwicklung der (grenzüberschreitenden) Energieinfrastruktur und Energieflüsse

Erneuerbare Energie-Projekte, Stromnetz und Energieflüsse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EE-Projekte: Potenzial für grenzüberschreitende Energieprojekte im Bereich PV, Wind, Biomasse gering. Ggf. künftig Nutzung tiefer Geothermie im Raum Feldkirch/Liechtenstein. ▪ Stromnetz: Langjährige historisch gewachsene Zusammenarbeit mit Baden-Württemberg bzw. Vorarlberger illwerken und EnBW. Das Stromnetz in Vorarlberg weist einen sehr hohen Verkabelungsgrad und eine hervorragende Versorgungssicherheit auf. Gleichzeitig sind die Netztarife die günstigsten in Österreich. ▪ Stromimport: Deutliche Verringerung der Stromimporte (Jahresbilanz), vermehrt Autonomie der Region ▪ Stromexport: keine quantitativen Angaben.
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gasimport- und Export: Der Import von fossilem Gas nimmt bis 2030 ab. Für Import H2/synth. Gase von Leitungen aus Deutschland (Lindau) abhängig.
Fernwärmenetz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gut ausgebautes FW-Netz (Verdoppelung Wärmebereitstellung seit 2005). FW-Produktion v.a. basierend auf heimischem Holz und verstärkt auch auf Nutzung von Abwärme und Umgebungswärme.

Regionale Ziele, Massnahmen & Instrumente für Umbau Energiesystem (Energiewende, Energiesicherheit)		
Bereich	Policy-Ziele / strategische Stossr.	Policy-Mittel (Instrumente, Massnahmen) ⁴¹
Ausbau Stromproduktion	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau heimische Erzeugung (v.a. PV und Wasserkraft), sodass die Stromversorgung 2030 bilanziell vollständig auf Basis erneuerbarer, heimischer Erzeugung. ▪ PV: Jährlicher Zubau verdreifachen von rund 10 GWh auf 30 GWh der Jahre bis 2030⁴² 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) von Österreich als zentrales Instrument zur Steigerung der heimischen Stromproduktion. Für PV-Ausbau ca. 1 Mrd. Euro/Jahr ▪ Neubau Wasserkraftwerke, Optimierung bestehender ▪ PV: Die Hürde einer 100 % Zustimmungspflicht zur Errichtung von PV im Wohnungseigentumsgesetz soll abgeschafft werden (Bundesgesetz). ▪ Beratung und Entbürokratisierung in Vorarlberg
Stromnetz, Flexibilität Energiespeicher	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stromnetz und Stromversorgung werden volkswirtschaftlich optimal für die neuen Herausforderungen (z.B. Wärmepumpen, PV, E-Mobilität) angepasst/erweitert ▪ Steigende Erfordernis, Strom saisonal zu speichern, betrifft auch die Stromnetze (v.a. die internationalen Übertragungsnetze) und erfordert neue Technologien zur saisonalen Stromspeicherung. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die steigenden Anforderungen an Stromnetz werden durch digitale Ansätze (Smart Grid) und konventionellen Netzausbau volkswirtschaftlich optimal bewältigt. ▪ Im Projekt „Netzentwicklungsmission 2030“ werden von Vorarlberg Netz gemeinsam mit der FH Vorarlberg verschiedene Handlungsfelder im Verteilernetz untersucht. ▪ Förderung von netzfreundlichem Verhalten von Verbraucher:innen und Einspeiser:innen ▪ Berücksichtigung von Energieinfrastruktur in der Raumplanung bzw. Bauordnung ▪ Winterstromstrategie und saisonale Speicherung ▪ Vorarlberg wirkt auf Ausbau internat. Stromnetze hin ▪ Vorarlberg wirkt auf Bund ein, dass systemdienl. Verhalten auch bei Bundesförderungen berücksichtigt wird. ▪ Stromnetze: Verteilernetz laufend verstärkt (Leitung Baden-Württemberg)
Gasnetz, erneuerbare/synth. Gase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anteil von Grünem Gas auf 8% erhöhen. Erneuerbares Gas primär in Bereichen einsetzen, wo Gas aufgrund seiner hohen Verbrennungseigenschaften nur schwer ersetzt werden kann. ▪ Das Gasnetz wird nicht weiter ausgebaut bis 2030. ▪ Projektziele der Initiativgruppe „Wasserstoff – Chance für Vorarlberg“ sind die Erarbeitung einer eigenen Wasserstoffstrategie, die Erkundung neuer Wertschöpfungsketten sowie die Identifikation von Pilotprojekten. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ In Form einer Studie sollen die künftig erforderlichen Einsatzmöglichkeiten und der zukünftige Gesamtbedarf leitungsgebundener, gasförmiger Energieträger ermittelt und die Aufbringung aus erneuerbaren Quellen untersucht werden. Darin soll auch die Rolle des Gasnetzes in einem vollständig dekarbonisiertem Energiesystem im Dialog mit den betroffenen Gasnetzbetreibern erörtert werden. ▪ Beobachtung der Aktivitäten und wenn sinnvoll Kooperation mit der „Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Austria Power & Gas“ (WIVA P&G); insbesondere Untersuchung des Einsatzes von Wasserstoff in der Industrie und im Schwerverkehr

⁴¹ in Energieautonomie Bericht Vorarlberg liegt der Fokus auf Massnahmen, welche in Vorarlberg erwünscht sind. Erst in zweiter Linie, wo die Kompetenzen liegen (z.B. Bundesland oder national etc.). Oft sind mehrere Akteure zuständig.

⁴² Durch Veränderung in letzten Jahren wurde 30GWh bereits im Jahr 2021 erreicht (im Jahr 2023 bereits 100GWh zugebaut).

Ausbau Fernwärme	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Versorgungsgebiete von Fernwärme und Gas sollen bestmöglich getrennt werden. ▪ Die Wärmebereitstellung aus Fernwärme soll mehr als verdoppelt und auf 490 GWh gesteigert werden. ▪ FW effizient und 100% erneuerbar ▪ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auf Basis einer Energieraumplanung sollen Vorrangzonen für Fernwärme eingerichtet werden. In diesen Vorrangzonen sollen Kommunen die Möglichkeit haben, konkrete energierelevante Inhalte rechtlich abgesichert in raumplanerischen Instrumenten festzuschreiben ▪ Mit Mitteln der EU, des Bundes und des Landes Vorarlberg FW-Ausbau und Anschluss unterstützen. ▪ Basis für den Ausbau der Fernwärme bilden die regional verfügbaren Energieholzpotentiale inkl. Altholz sowie die Nutzung von Abwärme, Anergie und Solarenergie. ▪ Zukunftsdialog FW und Förderung Grobstudien Biomasseheizwerke
Energieeinsparung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reduktion Winterstromlücke angehen: 1) winterliche Stromverbrauch möglichst gering (Gebäudedämmung, keine Strom-Direktheizung), 2) Erzeugung im Winter forciert und auf gewisse Stromimporte angewiesen 	

Agenda Setting: Geplante bzw. aktuell diskutierte Massnahmen und Projekte im Energiebereich

- Lünserseewerk II ist ein weiteres grosses Pumpspeicherkraftwerk geplant (Zeithorizont mind. 15 Jahre)
- 2 grössere potenzielle Wasserkraftwerke (Untere Bregenz und bei Ill im Walgau)
- Wärmenetze: In allen Bezirkshauptstädten Nahwärmanlagen in Planung oder bereits gebaut. FW in Rheintal (u.a. Feldkirch) und Walgau erheblich ausgebaut.

EHS = Emissionshandelssystem, FW = Fernwärme, kA = keine Angabe, PV = Photovoltaik

Tabelle INFRAS. Quelle: Verschiedene Dokumente Vorarlberg, Umfrage und Interview. Quellen Daten und Kuchendiagramme: Status Quo und Werte 2030 aus Strategie Energieautonomie+ 2030 (2021).