

Energieautonomie Vorarlberg 2050

–

Gesamtszenarien für 2030

–

Fokus Strom

Kurztitel:
Szenarienbetrachtung 2030

Forschungszentrum Energie, Fachhochschule Vorarlberg
Energieinstitut Vorarlberg

im Auftrag der Vorarlberger Landesregierung

Autoren:

Prof. (FH) Dr.-Ing. Markus Preißinger

Mag. Dr. Peter Kepplinger

DI (FH) Gerhard Huber

Dipl.-Ing. Arch. Martin Ploß

Dr.-Ing. Tobias Hatt

Thomas Rosskopf, M.Sc.

Dipl.-Ing. (FH) Michael Braun M.Sc. MBA

Dornbirn

2020

Vorwort

Mehr als ein Jahrzehnt ist es her, dass die Energieautonomie Vorarlberg im Jahr 2009 einstimmig von allen im Landtag vertretenen Parteien als strategisches Ziel festgesetzt wurde. In den Jahren 2010 und 2011 erarbeiteten dann um die 60 Expertinnen und Experten einen Maßnahmenplan, der in Summe 101 enkeltaugliche Maßnahmen beinhaltet. Der Umsetzungshorizont für diese Maßnahmen lag im Jahr 2020. Der Monitoringbericht der Energieautonomie hat die Maßnahmen fortwährend evaluiert und er zeigt deutlich, dass viele Maßnahmen erfolgreich umgesetzt wurden, dass es aber auch Raum für Verbesserungen gibt.

Das Forschungszentrum Energie der Fachhochschule Vorarlberg wurde daher gemeinsam mit dem Energieinstitut Vorarlberg mit einer Studie beauftragt, die den Status Quo und die möglichen weiteren Szenarien für die vier Verbrauchssektoren „Gebäude“, „Mobilität“, „Industrie und Gewerbe“ und „Landwirtschaft“ sowie den Sektor „Energiebereitstellung“ aufzeigt. Der Zeithorizont lag wiederum bei einer Dekade und somit im Jahr 2030.

Diese Studie liegt nun vor und sie ist in erster Linie als eine detaillierte Datenbasis für die Verbrauchssektoren sowie für die Potenziale der Energiebereitstellung in Vorarlberg zu sehen. Zudem soll die Studie aufzeigen, wie derzeitige (politische) Ziele im Hinblick auf die Umstellung auf erneuerbare Energie, die Energiebedarfsreduktion und die Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2030 zu erreichen sind. Hingegen ist die Studie explizit kein Maßnahmenpaket, aber sie kann helfen, geeignete Maßnahmen für die nächste Dekade abzuleiten.

An dieser Stelle möchte ich mich bei all denjenigen bedanken, die bei der Erstellung dieser Studie mitgewirkt haben.

In erster Linie möchte ich den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Energieinstituts Vorarlberg und dabei insbesondere Martin Ploß und Tobias Hatt danken, die mit ihrem Team den gesamten Sektor Gebäude sowie die Probleme und Grenzen der derzeitigen CO₂-Bilanzierung bearbeitet und auch in vorliegendem Bericht geschrieben haben.

An meinem Forschungszentrum danke ich besonders Peter Kepplinger und Ireshika Muthandiram für ihre Arbeiten im Bereich Elektromobilität, Gerhard Huber für sein Modell für die Stromerzeugung aus Wasserkraft und allen drei für die vielen Diskussionen.

Dem Land Vorarlberg als Auftraggeber gilt mein Dank für die stets angenehme Zusammenarbeit. Namentlich ist dabei sicherlich Christian Vögel als fachlicher Leiter und Markus Niedermaier als Ansprechpartner für das Monitoring zu nennen.

Im Namen aller Autoren möchte ich mich bei allen Expertinnen und Experten im Hintergrund bedanken, mit denen wir in den letzten Monaten viele Gespräche führen durften. Ohne diese Gespräche hätte die vorliegende Studie nicht umgesetzt werden können.

Dornbirn, den 02.03.2020

Prof. (FH) Dr.-Ing. Markus Preißinger
(Projektleiter)

Kurzfassung

Die gegenständliche Studie soll als Grundlage für die Festlegung sektoraler Ziele der Energieautonomie Vorarlberg für die Dekade bis 2030 verschiedene Pfade zur Reduktion des Endenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen aufzeigen.

Als „Leitplanken“ für die Definition der Szenarien wurden u.a. die folgenden im climate-emergency-Beschluss des Vorarlberger Landtags vom Juli 2019 definierten Ziele verwendet¹.

- 40 % weniger energiebedingte Treibhausgase bis 2030 gegenüber 2005
- Erneuerbare Energien für Strom und Wärme bis 2030 auf 50 % des Gesamtenergiebedarfs erhöhen
- Deckung Strombedarf bis 2030 bilanziell zu 100 % aus Erneuerbaren Energien
- Halbierung der Anzahl der Ölkessel in Privathaushalten bis 2030
- kein Öl mehr in Neubauten ab 2021

Die vorliegende Studie betrachtet daher in sieben Kapiteln die Verbrauchssektoren „Gebäude“, „Mobilität“, „Industrie und Gewerbe“ und „Landwirtschaft“ sowie den Sektor „Energiebereitstellung“. Als Zieljahr wird das Jahr 2030 definiert, wobei für den Sektor „Gebäude“ auf Grund der langfristigen Auswirkung von Entscheidungen auch die Jahrzehnte bis 2050 betrachtet werden. Für die Verbrauchssektoren „Gebäude“ und „Mobilität“ wurden dabei detaillierte Modelle entwickelt und verwendet, die es neben einer Jahresbilanz erstmalig auch ermöglichen, zeitliche Abhängigkeiten mit der Energiebereitstellung zu diskutieren. Für die Verbrauchssektoren „Industrie und Gewerbe“ sowie „Landwirtschaft“ wurden vereinfachte Regressionsmodelle hinterlegt. Die Studie soll dabei in erster Linie eine detaillierte Datenbasis für die Verbrauchssektoren sowie für die Potenziale der Energiebereitstellung in Vorarlberg darstellen. Zudem soll die Studie aufzeigen, wie derzeitige (politische) Ziele im Hinblick auf die Umstellung auf erneuerbare Energie, die Energiebedarfsreduktion und die Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2030 zu erreichen sind. Hingegen ist die Studie explizit kein Maßnahmenpaket, aber sie kann helfen, geeignete Maßnahmen für die nächste Dekade abzuleiten.

Die Studienergebnisse für den Gebäudesektor zeigen, dass Endenergiebedarf und CO₂-Emissionen unter den in Kapitel 2 dargestellten Annahmen/Randbedingungen (u.a. Umsetzung kostenoptimales Energieniveau Neubau/Sanierung für Szenario „Effizienz“, Verdoppelung Sanierungsrate bis 2050, Umsetzung Beschluss zur Halbierung des Ölanteils bis 2030) trotz des weiterhin deutlichen Bevölkerung- und Flächenzuwachses erheblich

¹ Die zum Teil weiterreichenden und Ende 2019/Anfang 2020 beschlossenen Ziele und Maßnahmen der Regierungsprogramme von Vorarlberg und Österreich konnten aus zeitlichen Gründen nicht mehr berücksichtigt werden.

reduziert werden können. Eine vollständige Dekarbonisierung des Gebäudeparks gelingt unter den angenommenen Rahmenbedingungen mit Reduktionen von 76 % bis 2050 jedoch nicht.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfs der Wohngebäude.

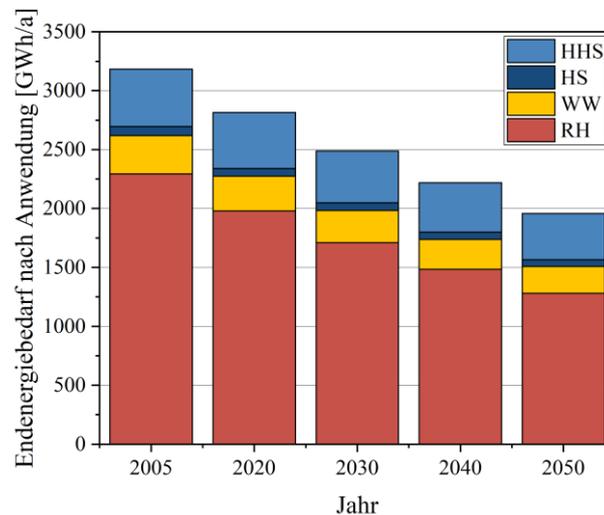


Abbildung 1: Endenergiebedarf der Wohngebäude nach Anwendung von 2005 bis 2050 im Szenario Effizienz (RH=Raumheizung, WW=Warmwasser, HS=Hilfsstrom, HHS=Haushaltsstrom)

Der Gesamt-Endenergiebedarf der Wohngebäude kann von 3.200 GWh/a (2005) über 2.500 GWh/a (2030) auf 1.950 GWh/a (2050) reduziert werden. Dies entspricht Reduktionen von 22 % (2030) bzw. 39 % (2050). Dominierende Anwendung bleibt mit ca. 70 % die Raumheizung.

Der Endenergiebedarf Öl nimmt bis 2030 um 50 % ab und sinkt bis 2040 auf fast Null. Der Gasbedarf nimmt ohne zusätzliche Maßnahmen nur langsam ab, da ein Umstieg von Öl auf Wärmepumpe in unsanierten Bestandsgebäuden nicht immer technisch möglich bzw. wirtschaftlich und Fernwärme nicht überall verfügbar ist. Der Bedarf der Wärmepumpen nimmt von 30 GWh/a im Jahr 2005 auf 180 GWh/a im Jahr 2050 zu. Der Strombedarf von el.-Direktheizungen (inkl. Warmwasser) sinkt ohne zusätzliche Maßnahmen nur langsam.

Wie Abbildung 2 zeigt, kann der Gesamt-Endenergiebedarf (Wohn- und Nicht-Wohngebäude) von 4.685 GWh/a (2005) über 3.895 GWh/a (2030) auf 3.190 GWh/a (2050) reduziert werden. Dies entspricht Einsparungen von 17 % bzw. 32 % gegen 2005. Der Anteil der Nicht-Wohngebäude beträgt aktuell etwa 34 %. Wärmeanwendungen bleiben bis 2050 dominant. Der Ölanteil ist im Jahr 2030 um mehr als 50 % gegenüber 2020 reduziert, Gas und el.-Direktheizung bleiben ohne gezielte Maßnahmen in etwa konstant. Betriebs- und Haushaltsstrom gehen langsam zurück.

Die CO₂-Emissionen des Gebäudesektors können - bei Bilanzierung gemäß Verfahren des Monitorings der Energieautonomie - von 750 kt/a auf 289 kt/a im Jahr 2030 reduziert werden. Dies entspricht einer Verringerung um 62 %, bis 2050 sind 76 % möglich.

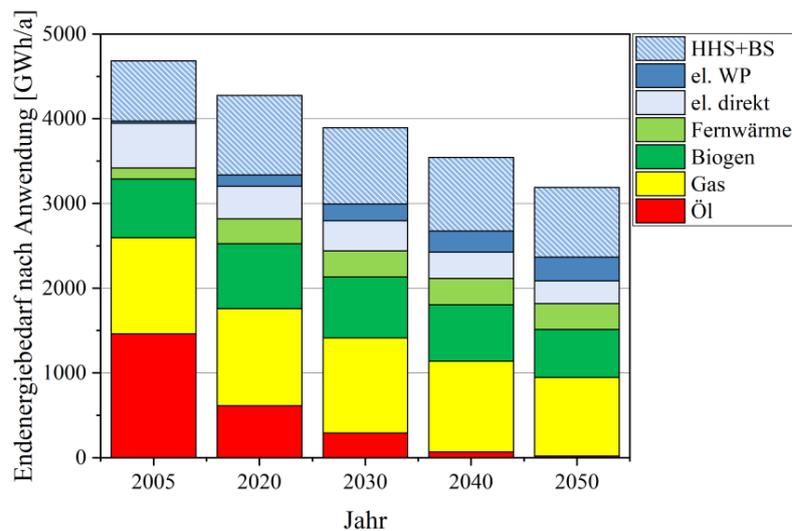


Abbildung 2: Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs der Wohn- und Nichtwohngebäude nach Energieträger im Szenario Effizienz (HHS=Haushaltsstrom, BS=Betriebsstrom, el. WP=Strom Wärmepumpen; Solarenergie und Umgebungswärme sind im Vergleich zum Monitoringbericht der Energieautonomie Vorarlberg [1] nicht explizit ausgewiesen)

Aus den Studienergebnissen können die folgenden Kernbotschaften/Empfehlungen zur Festlegung sektoraler Ziele für 2030/2050 und von Umsetzungsmaßnahmen abgeleitet werden:

- Der Endenergiebedarf des Gebäudeparks in Summe aller Anwendungen kann trotz deutlicher Flächenzuwächse um 17 % (2030) und um 32 % (2050) reduziert werden.
- Dominierende Anwendung im Sektor Gebäude ist die Heizung mit einem Anteil von etwa 72 % am Endenergiebedarf in Summe aller Anwendungen.
- Der Endenergiebedarf für Wärme (Heizung und Warmwasser) kann für den Gesamt-Gebäudepark bis 2030 um 25 % und bis 2050 um 40 % reduziert werden.
- Der Gebäudesektor wird auf dem in der Studie beschriebenen Pfad auch 2050 noch nicht emissionsfrei sein. Die CO₂-Emissionen werden beim eingesetzten Bilanzierungsverfahren um 76 % reduziert.
- Da der Energiebedarf für die Heizung im Winter entsteht, wenn die regionalen Energiequellen Wasserkraft und PV deutlich geringere Erträge haben, hat die Nutzung der großen Effizienzpotenziale bei Hülle und Haustechnik höchste Priorität.
- Dies gilt für Neubau und Sanierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden.
- Letztere haben einen Anteil von 39 % an der Gesamtfläche und von 34% am Gesamt-Endenergiebedarf und sollten in Zukunft stärker beachtet werden.
- Die Sanierungsraten sollten für alle Marktsegmente stetig erhöht werden. Ein realistisches Ziel für den Wohnbau ist die Steigerung von ca. 0,85 % (2015) auf 1,2 % (2030) und 1,6 % (2050). Die langsame Steigerung gibt der Baubranche Zeit, die erheblichen zusätzlichen Kapazitäten aufzubauen.

- Die politisch beschlossene Maßnahme der Reduktion des Ölanteils um 50% bis 2030 kann eine große Rolle bei der Dekarbonisierung des Gebäudesektors spielen, sofern keine fossile Wärmeerzeugung als Ersatz verwendet wird.
- Alle erforderlichen Technologien und Konzepte für kostengünstige und wirtschaftliche, Energieautonomie-gerechte Neubauten stehen zur Verfügung und haben sich in der Praxis bewährt (Wohn- und Nicht-Wohngebäude).
- Technologien und Konzepte für kostengünstige und wirtschaftliche, Energieautonomie-gerechte Sanierungen stehen für einen großen Teil der Gebäude zur Verfügung, sind jedoch im Vergleich zum Neubau noch weniger am Markt etabliert.
- Die in der Studie angenommen deutliche Erhöhung der Sanierungsrate und -qualität ersetzt Energieimporte durch regionale Wertschöpfung in der Baubranche. Diese Wertschöpfung kann jedoch nur erfolgen, wenn es gelingt, in erheblichem Maße neue Arbeitskräfte in der Branche zu gewinnen und parallel dazu auch in der Sanierung Konzepte zur stärkeren Vorfertigung zu entwickeln.
- Zur vollständigen Dekarbonisierung des Gebäudesektors bis 2050 sind zusätzliche Maßnahmen notwendig, etwa um den Umstieg von Gas und el.-Direktheizungen auf Regenerative zu beschleunigen. Ab Ende der 20er Jahre sollten auch die Effizienzanforderungen dem zukünftigen kostenoptimalen Niveau angepasst werden.

Für den Bereich Mobilität wurde auf das Mobilitätskonzept Vorarlberg zurückgegriffen. In diesem wurden die zu absolvierenden Wegstrecken detailliert aufgeschlüsselt und der Anteil der unterschiedlichen Technologien festgelegt (Modal Split). Die vorliegende Studie hat aus den Daten die Energiemengen im Jahr 2030 sowie die entsprechenden CO₂-Emissionen bestimmt. Die folgenden Erkenntnisse konnten gewonnen werden:

- Im Personenverkehr können die CO₂-Emissionen bei erfolgreicher Umsetzung des Mobilitätskonzeptes auf ca. 200 kt/a reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion im Vergleich zu 2005 um ca. 47 %.²
- Unter Berücksichtigung des Güterverkehrs und Sonstigen (z.B. Off-Road) ergibt sich eine CO₂-Emission von 390 kt/a, was einer Reduktion von in Summe ca. 30 % entspricht.

Für den Sektor „Industrie und Gewerbe“ wurden drei Szenarien untersucht. In allen Szenarien ist ein Wachstum der Industrie bis 2030 hinterlegt, die bisherigen Effizienzsteigerungen relativ zur Wirtschaftsleistung wurden hierbei als Basisszenario definiert. Wichtige Erkenntnisse aus der vorliegenden Studie sind:

- Die Substitution des Energieträgers Öl durch entsprechende Effizienzmaßnahmen kann zu einer weiteren Dekarbonisierung des Industriesektors führen.

² Der Wert ist höher als im Mobilitätskonzept Vorarlberg, da dort mit einem CO₂-Emissionsfaktor von 95 t/GWh bilanziert wird und in vorliegender Studie Strom im Jahr 2030 mit 0 t/GWh als 100 % erneuerbar bilanziert wird.

- Auch im Jahr 2030 muss noch immer ein Anteil von über 40 % des Endenergiebedarfs der Industrie über Gas gedeckt werden.
- Der Industrie kommt eine maßgebliche Rolle beim Ausbau der Photovoltaik zu, da die mittlere Anlagengröße auf Grund der großflächigen Dächer sehr hoch ist.

Für den Sektor „Landwirtschaft“ wurde lediglich ein stark vereinfachtes Modell gewählt, in der davon ausgegangen wird, dass der Endenergiebedarf bis 2030 in etwa konstant gehalten wird und Effizienzsteigerungen für eine Produktionssteigerung verwendet werden. Zudem werden nur energiebedingte CO₂-Emissionen betrachtet.

Ein großer Teil der vorliegenden Studie beschäftigte sich mit der regionalen Energiebereitstellung durch Solarenergie, Wasserkraft, Windenergie, Biogas und Faulgas sowie Energieholz. Es wurde hierbei darauf geachtet, dass jeweils die technischen bzw. wenn möglich die erschließbaren Potenziale betrachtet wurden. Folgende Potenziale wurden identifiziert:

- Wasserkraft: bis 2030 kann ein weiteres und gesichertes Potenzial von 127 GWh/a erschlossen werden. Zudem bestehen Standorte für zwei Großkraftwerke (Lochau, Kapf), sodass in Summe ein technisches Potenzial von 337 GWh/a zur Verfügung steht.
- Elektrische Energie aus PV: das technische Potenzial für Vorarlberg ist mit 1942 GWh/a enorm. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2030 ca. ein Potenzial von 322 GWh/a erschlossen werden kann. Wie schnell diese Umsetzung erfolgt, hängt insbesondere von der Erschließung großer Dachflächen (z.B. im Großgewerbe und der Industrie) ab.
- Windkraft: es gibt einen bereits sehr gut untersuchten Standort am Pfänder für 3 Windkraftanlagen á 3 MW. Eine Erschließung dieses Standorts würde zu einer Strommenge von ca. 24 GWh/a führen.
- Biogene: die Stromerzeugung aus Biogas wird vermutlich nicht weiterwachsen, sondern sich im besten Fall bei 14 GWh/a stabilisieren. Hingegen gibt es durchaus Potenziale für die Gewinnung von Biomethan aus industriellen Betrieben (ca. 10,5 Mio. Nm³/a) bzw. gemeinschaftlichen Biogasanlagen (ca. 3,5 Mio. Nm³/a). Holzartige Brennstoffe werden weiterhin mit ca. 10 GWh/a zur Stromerzeugung beitragen.
- Energieholz: es wurde ein erschließbares Potenzial aus Holz für Wärmeanwendungen von ca. 263 GWh/a bestimmt. Diese könnte auch in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. Eine Methanproduktion aus Holz wird bis 2030 jedoch als nicht realistisch angesehen.

In Summe ergibt sich für den Bedarf und die Erzeugung elektrischer Energie Abbildung 3. Es ist ersichtlich, dass der errechnete Bedarf an Elektroenergie um ca. 8 % - 14 % höher liegt als die betrachteten Szenarien für die erschließbaren Potenziale. Eine zu 100 % bilanziell ausgeglichene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 erscheint sehr

ambitioniert, da hierzu ein weniger stark steigender Strombedarf oder ein noch schnellerer Ausbau der Photovoltaik nötig wäre.

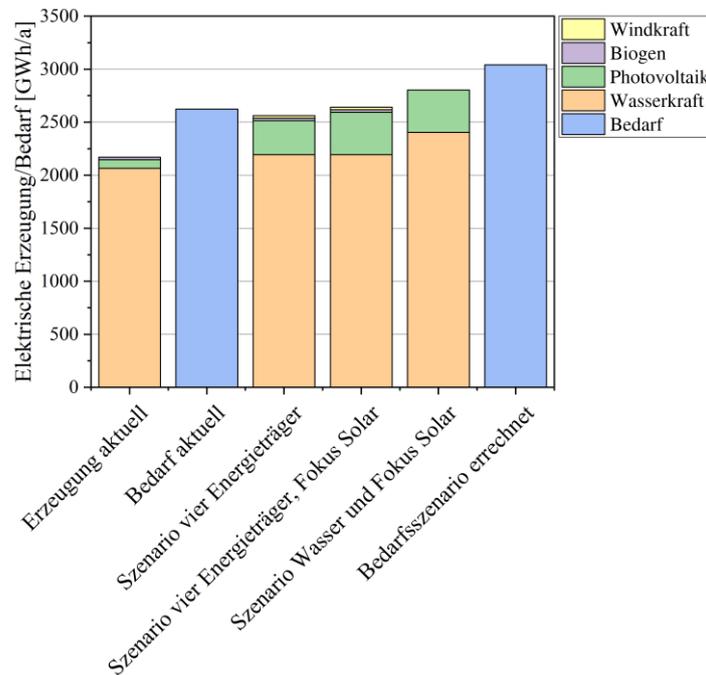


Abbildung 3: Elektrische Erzeugung und Bedarf für unterschiedliche Szenarien

Für den Endenergiebedarf (inkl. Solarwärme und Umgebungswärme) ergibt sich Abbildung 4. Es ist ersichtlich, dass im Jahr 2030 ca. 54 % des Endenergiebedarfs über erneuerbare Energien gedeckt werden können. Sollten die zusätzlichen Potenziale an Energieholz und biogenen Energieträgern ebenfalls genutzt werden, ergäbe sich ein Wert von 57 %. Dies ist jedoch unter der Annahme, dass der Strom zu 100 % erneuerbar ist. Werden die Szenarien aus Abbildung 3 hinterlegt, ergeben sich Werte von 51 % (Szenario „Vier Energieträger“), 52 % (Szenario „Vier Energieträger und Fokus Solar“) sowie 54 % (Szenario „Wasser und Fokus Solar“). Das Ziel von 50 % ist daher realistisch.

Zuletzt wurden die Energieszenarien in CO₂-Emissionen umgerechnet und in Abbildung 5 dargestellt. Bei einer Stromerzeugung zu 100 % aus regionalen erneuerbaren Energien sinken die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Jahr 2005 um 45 %. Das Ziel einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 40% gegenüber 2005 kann auch erreicht werden, wenn es nicht gelingt, den Strombedarf Vorarlberg jahresbilanziell zu 100 % zu decken. Der Zielwert wird erreicht, wenn maximal 13% Strom importiert werden (schraffierte Fläche in Abbildung 5). Dabei ist jedoch zu beachten, dass zeitliche Abhängigkeiten im Energiesektor (Stichwort „Winterstrom“) als auch die derzeit gängige Art der CO₂-Bilanzierung in Zukunft zumindest diskutiert werden müssen. Dies geschieht in den letzten beiden Kapiteln der vorliegenden Studie. Dort wird auch erläutert, wieso es vor dem Hintergrund der Energieautonomie nicht sinnvoll erscheint, bis 2030 Power-to-X-Anlagen in Vorarlberg zu installieren.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über den Endenergiebedarf und die CO₂-Emissionen in den jeweiligen Sektoren unter der Annahme von 100 % regionaler erneuerbarer Stromerzeugung.

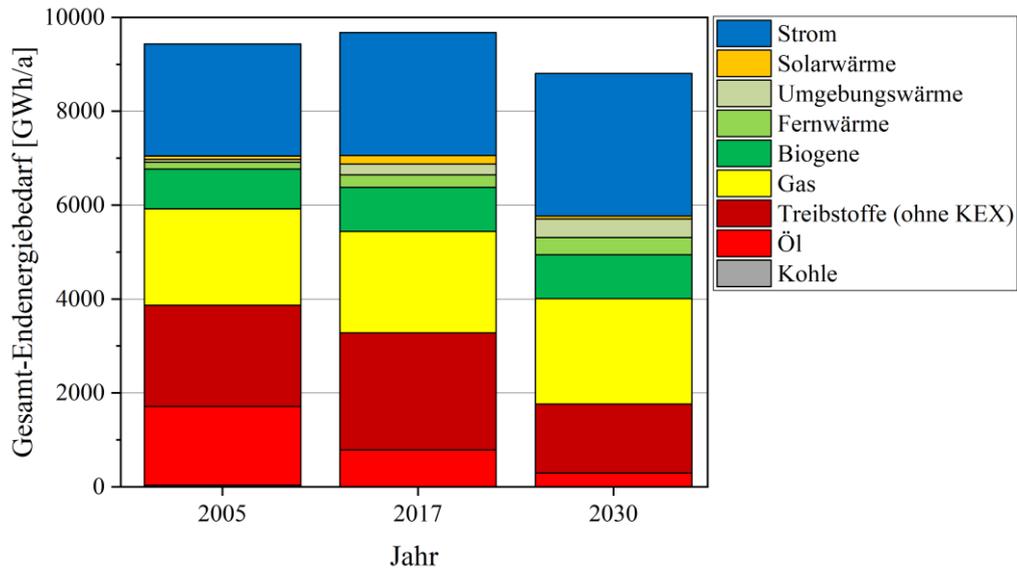


Abbildung 4: Gesamt-Endenergiebedarf nach Energieträgern

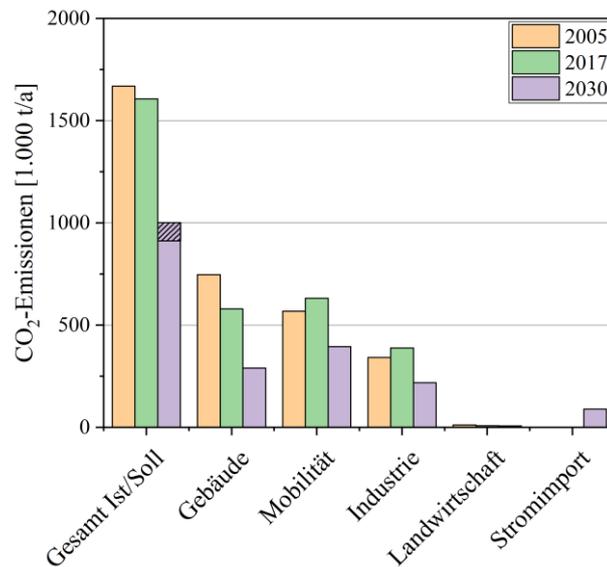


Abbildung 5: CO₂-Emissionen gesamt und für den jeweiligen Sektor (schraffierte Fläche: möglicher Stromimport bei gleichzeitiger Einhaltung der CO₂-Ziele)

Tabelle 1: Übersicht über Endenergiebedarf und CO₂-Emissionen in den jeweiligen Sektoren (Annahme für CO₂-Emissionen: bilanziell 100 % regionaler erneuerbarer Strom)

	2005		2017		2030	
	Energie [GWh/a]	CO ₂ [kt CO ₂ /a]	Energie [GWh/a]	CO ₂ [kt CO ₂ /a]	Energie [GWh/a]	CO ₂ [kt CO ₂ /a]
Mobilität	2303	568	2658	631	1846	395
Gebäude Wärme	4129	683	3813	489	3449	290
Gebäude Strom	711	64	709	91	901	0
Industrie und Ge- werbe	2185	342	2406	388	2511	219
Landwirt- schaft	107	12	105	8	105	7
Summe	9435	1669	9690	1607	8812	911

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	III
Kurzfassung	IV
Nomenklatur	XV
1 Ausgangslage	1
2 Methodik	4
2.1.1 Gebäude	4
2.1.2 Mobilität.....	6
2.1.3 Landwirtschaft	6
2.1.4 Industrie	6
2.1.5 Energiebereitstellung	6
2.1.6 Bilanzierung der CO ₂ -Emissionen.....	7
3 Rand- und Rahmenbedingungen.....	10
3.1 Bevölkerungsentwicklung	10
3.2 Wirtschaftsentwicklung	11
3.3 Sektor Gebäude - Wohngebäude	12
3.3.1 Anzahl der Haushalte, Anteile EFH/MFH und mittlere Wohnflächen.....	12
3.3.2 Abrissrate	14
3.3.3 Entwicklung Gesamt-Wohnfläche / Flächen je Typ und Altersklasse	14
3.3.4 Leerstand.....	18
3.3.5 Mittlere energetische Qualität von Neubau und Sanierung	18
3.3.6 Sanierungsrate Gebäudehülle	20
3.3.7 Kesselaustauschrate	22
3.3.8 Energieträgermix	23
3.4 Sektor Gebäude – Nichtwohngebäude.....	24
3.4.1 Unterteilung in Gebäudekategorien	24
3.4.2 Abrissrate	25
3.4.3 Leerstand.....	25
3.4.4 Entwicklung der Gesamt-Nutzfläche und der Flächen je Kategorie	25
3.4.5 Mittlere energetische Qualität Neubau und Sanierung	27
3.4.6 Sanierungsrate Gebäudehülle	30
3.4.7 Kesselaustauschrate	30
3.4.8 Entwicklung des Energieträgermix	30
3.5 Sektor Gebäude – Wohn- und Nichtwohngebäude.....	31
3.6 Sektor Mobilität	32
3.7 Sektor Industrie und Gewerbe	32
3.8 Sektor Landwirtschaft.....	32
3.9 Sektor Energiebereitstellung	33

4	Energiebedarf und Energiebereitstellung	34
4.1	Gebäude	34
4.1.1	Wohngebäude	34
4.1.2	Nichtwohngebäude	37
4.1.3	Gebäude als Summe aus Wohn- und Nichtwohngebäude	40
4.2	Mobilität.....	42
4.3	Landwirtschaft	43
4.4	Industrie und Gewerbe	43
4.5	Energiebereitstellung	44
4.5.1	Begriffsdefinition: Der Potenzial-Begriff	44
4.5.2	Wasserkraft	46
4.5.3	Photovoltaik	47
4.5.4	Windkraft	51
4.5.5	Biogas und Faulgas	52
4.5.6	Energieholz	59
4.6	Stromerzeugung und Strombedarf gesamt.....	62
4.7	Chemische Energieträger für Wärmeanwendungen	64
4.8	Endenergiebedarf	65
5	CO₂-Emissionen	66
5.1	Gebäude	66
5.2	Mobilität.....	67
5.3	Industrie und Gewerbe	68
5.4	Landwirtschaft	69
5.5	Gesamte CO ₂ -Emissionen.....	70
6	Diskussion zeitlicher Abhängigkeiten	72
6.1	Tageszeitliche Schwankungen für PV, EV und Gebäude.....	72
6.2	Jahresgang Endenergiebedarf Wohngebäudepark	75
6.3	Sektorübergreifende Diskrepanz zwischen erneuerbarer Stromerzeugung und Nutzung 77	
6.3.1	Monatliche Stromerzeugung aus PV-Anlagen.....	78
6.3.2	Monatliche Stromerzeugung aus Windkraft	79
6.3.3	Monatliche Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken.....	79
6.3.4	Gesamte monatliche Stromerzeugung und mögliche Nutzung.....	80
6.3.5	Power-to-X.....	82
7	Diskussion CO₂-Emission.....	84
7.1	Jahresgang Stromerzeugung Verbraucherstrommix A	84
7.2	Jahresgang spezifische THG-Emissionen Verbraucherstrommix A	85
7.3	Resumé - zeitliche Abhängigkeiten / CO ₂ -Bilanzierung	87
8	Zusammenfassung und Empfehlungen.....	89
8.1	Gebäude	89

8.2	Mobilität.....	90
8.3	Landwirtschaft	91
8.4	Industrie und Gewerbe	91
8.5	Energiebereitstellung	91
8.6	Sektorübergreifend.....	92
9	Literaturverzeichnis	93

Nomenklatur

Abkürzungen

BS	Betriebsstrom
EBO	Energie Berichte Online
EFH	Einfamilienhaus
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GWB	Geschosswohnbau
GWR	Gebäude- und Wohnungsregister
HHS	Haushaltsstrom
HS	Hilfsstrom
MFH	Mehrfamilienhaus
MKV	Mobilitätskonzept Vorarlberg
NF	Nutzfläche
OIB	Österreichischen Institut für Bautechnik
RH	Raumheizung
WE	Wohneinheit
WHA	Wohnhausanlage
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser
ZFH	Zweifamilienhaus

1 Ausgangslage

Einführung

Das Land Vorarlberg hat im Jahr 2009 die Energieautonomie Vorarlberg 2050 ins Leben gerufen. Als Ziel wurde dabei eine vollständige Energieautonomie auf Basis erneuerbarer Energie bis zum Jahr 2050 definiert. In der ersten Dekade von 2010 bis 2020 wurden hierfür insgesamt 101 Einzelmaßnahmen definiert [2]. Um auch für die nächsten Dekade von 2020 bis 2030 geeignete Maßnahmen definieren zu können, ist zunächst ein detaillierter Überblick über weitere Potenziale in den Sektoren Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft und Industrie nötig. Zudem sind Potenziale in der Energiebereitstellung detailliert zu erfassen. Die vorliegende Studie versucht daher einen Überblick der Potenziale in den vier genannten Verbrauchssektoren sowie in der Energiebereitstellung aller verfügbaren Energieträger in Vorarlberg. Im Einzelnen werden folgende Aspekte betrachtet:

- Kapitel 1: Die Problemstellung und Ausgangslage werden beschrieben.
- Kapitel 2: Grundzüge der Methodik der Studie werden dargestellt.
- Kapitel 3: Die Rand- und Rahmenbedingung für die Studie werden vorgestellt.
- Kapitel 4: Der Endenergiebedarf der vier Sektoren Gebäude, Mobilität, Landwirtschaft und Industrie wird bestimmt. Zudem wird die Energiebereitstellung aus Wasserkraft, Photovoltaik, Wind, Biogas und Faulgas sowie Energieholz betrachtet.
- Kapitel 5: Aus den Energiedaten werden die CO₂-Emissionen abgeleitet.
- Kapitel 6: Die Ergebnisse werden hinsichtlich zeitlicher Abhängigkeiten diskutiert.
- Kapitel 7: Die Auswirkungen der Methodik für die CO₂-Bilanzierung auf die Ergebnisse werden diskutiert.

Die Studie liefert damit eine breite Datenbasis für die Entwicklung weiterführender Maßnahmen in der Energieautonomie. Die Studie selbst hat jedoch nicht den Anspruch, Maßnahmen zu definieren.

Dekade 2010 bis 2020

In den Jahren 2009 bis 2011 wurden in einem breiten Beteiligungsprozess 101 Umsetzungsmaßnahmen und Ziele für die Dekade bis 2020 definiert. Wie Tabelle 2 verdeutlicht, wurden als Indikatoren der Endenergiebedarf und die CO₂-Emissionen herangezogen.

Als Gesamtziele für das Jahr 2020 wurde eine Reduktion des Endenergiebedarfs um 15 % und eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 18 % angestrebt. Die Zielwerte für Energie und CO₂ wurden auch nach Sektoren differenziert beschrieben.

Darüber hinaus wurden Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien definiert (siehe Tabelle 3). Als Gesamtziel wurde eine Steigerung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien um 624 GWh/a angestrebt.

Tabelle 2: Endenergiebedarf und CO₂-Emissionen 2005 sowie Ziel 2020 und Veränderung (nach [2])

	2005		Ziel 2020		Veränderung	
	Energie [GWh/a]	CO ₂ [kt CO ₂ /a]	Energie [GWh/a]	CO ₂ [kt CO ₂ /a]	Energie [-]	CO ₂ [-]
Mobilität und Raum- planung	2618	650	2090	510	-20 %	-22 %
Gebäude Wärme	3785	671	3100	517	-18 %	-23 %
Gebäude Strom	823	115	687	95	-17 %	-16 %
Industrie und Gewerbe	2200	370	2123	357	-4 %	-4 %
Landwirt- schaft	120	26	97	21	-19 %	-19 %
Summe	9547	1832	8097	1500	-15 %	-18

Tabelle 3: Erneuerbare Energien 2005 sowie Ziel 2020 und Veränderung (nach [2])

	2005	Ziel 2020	Veränderung	
	Energie- bereitstellung [GWh/a]	Energie- bereitstellung [GWh/a]	relativ [-]	absolut [GWh/a]
Wasserkraft	2413	ca. 2600	+ 8 %	+ 178
Solarthermie	44	122	+ 177 %	+ 78
Photovoltaik	8	43	+ 440 %	+ 35
Biogas	86 (23 GWh _{el})	145 (42 GWh _{el})	+ 67 %	+ 59
Biomasse	689	855	+ 24 %	+ 166
Umweltwärme	96	185	+ 93 %	+ 89
Wind	0	10	-	+ 10
Tiefe Geothermie	0	k.A.	-	k.A.
Summe	3336	3960	-	+ 624

Der Erfolg der Umsetzung wird in jährlichen Monitoringberichten für alle Verbrauchssektoren und für die Energiebereitstellung überprüft. Der Bericht aus dem Jahr 2019 [1], der die Energiedaten für das Jahr 2017 auswertet, quantifiziert die Ergebnisse wie folgt:

- Der Endenergiebedarf ohne Kraftstoffexport stieg von 2005 bis 2017 um 3 %.
- Die CO₂-Emissionen sanken von 2005 bis 2017 um 3,7 %. Da 2017 aber ein ausgesprochen schlechtes Wasserjahr war, ist es noch immer möglich, die CO₂-Ziele bis 2020 zu erreichen.

Es ist daher ersichtlich, dass trotz Erfolgen in einigen Bereichen die Energie-Ziele für 2020 nicht erreicht werden, die CO₂-Ziele eventuell jedoch schon. Offensichtlich gelang es mit

den bislang umgesetzten Maßnahmen noch nicht, verbrauchserhöhende Randbedingungen wie die Entwicklung der Bevölkerung (+ 8 % seit 2005), der Wohnfläche (+15 %), des Produktionsindex (+41 %) und der zugelassenen PKW (+24 %) mehr als zu kompensieren.

Ziel der Studie

Die gegenständliche Studie soll als Grundlage für die Festlegung sektoraler Ziele für die Dekade bis 2030 verschiedene Pfade zur Reduktion des Endenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen aufzeigen. Wegen der Trägheit des Systems „Gebäude“ werden für den Gebäudesektor auch längerfristige Entwicklungen bis 2050 betrachtet.

Als „Leitplanken“ für die Definition der Szenarien wurden u.a. die folgenden im climate-emergency-Beschluss des Vorarlberger Landtags vom Juli 2019 definierten Ziele verwendet.

- 40 % weniger energiebedingte Treibhausgase bis 2030 gegenüber 2005
- Erneuerbare Energien für Strom und Wärme bis 2030 auf 50 % des Gesamtenergiebedarfs erhöhen
- Deckung Strombedarf bis 2030 bilanziell zu 100 % aus Erneuerbaren Energien
- Halbierung der Anzahl der Ölkessel in Privathaushalten bis 2030
- Kein Öl mehr in Neubauten ab 2021

Die in den Regierungsprogrammen Vorarlberg und Bund Ende 2019/Anfang 2020 skizzierten Ziele konnten aus zeitlichen Gründen nicht in den Szenarien berücksichtigt werden.

2 Methodik

Das folgende Kapitel liefert einen Überblick über die methodischen Ansätze, die in den jeweiligen Sektoren sowie der Energiebereitstellung verwendet werden.

2.1.1 Gebäude

Im Rahmen der gegenständlichen Studie wurde die Entwicklung des zukünftigen Endenergiebedarfs des gesamten Gebäudeparks Vorarlbergs und der resultierenden CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 modelliert. Die Untersuchung wurde in einem detaillierten bottom-up-Ansatz durchgeführt, indem der Gebäudebestand in einem typologischen Ansatz abgebildet wird. Der bottom-up-Ansatz hat den Vorteil, dass die Wirkung einzelner Maßnahmen in den Zukunftsszenarien detailliert bewertet werden kann.

Während der Wohngebäudepark aufbauend auf einer vorherigen Studie [3] in einem detaillierten Modell aus 5 Größentypen in 12 Altersklassen modelliert wurde, wurde der Nichtwohngebäudepark in einem Modell mit 13 verschiedenen Gebäudetypen (Büro, Schule, Krankenhaus, Verkaufsstätte...) jeweils nach Bestand, Sanierung und Neubau betrachtet.

Während die Qualität und Verfügbarkeit der Eingangsdaten zu Flächen, energetischen Qualitäten, Energieträgern sowie Randbedingungen wie Abriss,- Sanierungs- und Kesselaustauschraten für den Sektor der Wohngebäude gut bis befriedigend ist, ist die Datenlage bezüglich der Nicht-Wohngebäude deutlich schlechter. Die Ergebnisse zum Nicht-Wohngebäudepark sind daher mit höheren Unsicherheiten behaftet, als die zu den Wohngebäuden.

Das in der Studie genutzte Berechnungsmodell ist in der Szenarienstudie von 2017 detailliert beschrieben [4]. Es beruht auf Energiebedarfsberechnungen in Anlehnung an ISO EN 13.790, deren Ergebnisse nach einem statistisch hergeleiteten Verfahren des Institut Wohnen und Umwelt in Darmstadt derart korrigiert werden, dass sie sowohl für energetisch schlechte als auch für energetisch hochwertige Gebäude sehr gut dem zu erwartenden realen Verbrauch entsprechen.

Mit dem beschriebenen Verfahren werden für jeden Gebäudetyp Energiebedarfsberechnungen in 5-Jahresschritten ausgeführt, in denen zukünftige Sanierungsmaßnahmen an den Bauteilen der Hülle und an der Haustechnik (Austausch Wärmeerzeuger, Einbau Lüftung mit Wärmerückgewinnung (WRG), Solarthermie...) entsprechend der Annahmen bezüglich der Sanierungsrate für die Hülle und den Kesselaustausch berücksichtigt werden. Auf diese Art ergibt sich der Energiebedarf des gesamten Gebäudebestandes unter Berücksichtigung des Neubausvolumens, des Abrisses, des Sanierungsvolumens sowie der energetischen Qualität von Neubau und Sanierung.

Der Energiebedarf des Wohngebäudeparks wurde erstmals auch in Form von Monatswerten aufbereitet, da in Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energieträger

nicht nur die Höhe des Jahresenergiebedarfs, sondern auch sein jahreszeitlicher Verlauf von großer Bedeutung ist. Die Ergebnisse finden sich in Kapitel 6.2.

Auswahl des untersuchten Ambitionsniveaus „Effizienz“

In Abbildung 6 ist die Entwicklung des Endenergiebedarfs für Wärme der privaten Haushalte Vorarlbergs (1990 - 2070) in den verschiedenen Szenarien aus der Studie „Energieperspektiven Vorarlbergs“ [4] dargestellt. Zusätzlich sind die Ergebnisse des Monitorings der Energieautonomie aus den Jahren 2005 bis 2014 in aufgetragen. Man erkennt, dass die in den Szenarien für 2005 bis 2015 berechneten Werte gut mit den Monitoringergebnissen übereinstimmen, sieht man von den jährlichen Schwankungen der Monitoringwerte ab, die sich aus den jährlichen Schwankungen der winterlichen Temperaturen ergeben. Die berechneten Endenergiebedarfe zeigen wie die Monitoringwerte ein Maximum um das Jahr 2005 und eine leichte Reduktion in den Folgejahren. Zur besseren Einordnung der Berechnungsergebnisse für die Zukunft ist in der Grafik auch ein Zielpfad der Energieautonomie 2005 - 2050 angegeben.

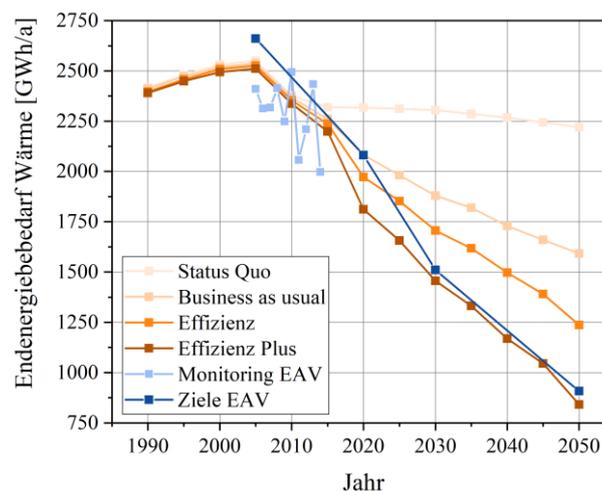


Abbildung 6: Entwicklung des Endenergiebedarfs für Wärme der privaten Haushalte Vorarlbergs (1990 - 2070) in den verschiedenen Szenarien (Orangetöne). Zur besseren Einordnung der Ergebnisse sind die Ziele der Energieautonomie 2005 - 2050 sowie sind die Ergebnisse des Monitorings der Energieautonomie aus den Jahren 2005 – 2014 (Blautöne) aufgetragen (Daten aus [4](Abbildung 1.10), sowie [1])

Die Grafik dient in diesem Zusammenhang hauptsächlich der Verdeutlichung des Unterschiedes zwischen den einzelnen Szenarien im Gebäudesektor (siehe auch Kapitel 3.3.5). Die Maßnahmen, welche im Szenario Effizienz und vor allem ab 2030 im Szenario Effizienz Plus hinterlegt sind, sind diejenigen, mit denen man die Ziele der Energieautonomie erreichen kann. Aus diesem Grund wurden die Untersuchungen der gegenständlichen Studie für das Szenario Effizienz durchgeführt.

Bilanzierung Endenergie Gebäudesektor

Der in dieser Studie ermittelte Endenergiebedarf setzt sich aus den Bedarfen für Heizung, Warmwasser, Hilfsstrom, Haushaltsstrom und Nutzerstrom zusammen. Die angegebenen Werte beschreiben die vom jeweiligen Lieferanten zu beziehende Energiemenge. Die

Beiträge der Umweltwärme (durch Wärmepumpen dem Erdreich, dem Grundwasser oder der Luft entnommene Wärme) sowie die Erträge thermischer Solaranlagen sind – anders als im Monitoring der Energieautonomie nicht separat ausgewiesen, da sie im eingesetzten Rechenverfahren bei der Berechnung des Endenergiebedarfs berücksichtigt sind.

Erträge von gebäudeintegrierten PV-Anlagen wurden nicht in der Gebäude-Energiebilanz berücksichtigt, da sie komplett auf der Seite der Energieerzeugung bilanziert wurden.

2.1.2 Mobilität

Für den Sektor Mobilität wurde auf ein kürzlich erstelltes Mobilitätskonzept des Landes Vorarlberg zurückgegriffen [5]. Hierin wird zunächst in Öffentlicher Verkehr, Fahrrad, Fußgänger und individueller Nahverkehr unterschieden (Modal Split). Die Verkehrsleistungen des öffentlichen Verkehrs und individuellen Nahverkehrs werden dann mittels eines Technologiemix in konventionelle und alternative Antriebe eingeteilt. Hieraus wird der Gesamt-Endenergiebedarf ermittelt, wobei für fossile Energieträger Jahreswerte bestimmt werden, für Strom detailliertere Monatswerte. Zudem sind Profile für ein realistisches Nutzerverhalten nötig, um die Auswirkungen eines erhöhten Anteils elektrischer Antrieb untersuchen zu können (Ladeinfrastruktur, Verteilnetz etc.). Hierzu werden Daten von „Österreich unterwegs 2013/2014“ des BMVIT [6] verwendet, da diese bereits in vergangenen Projekten der FH sowie der VLOTTE genutzt wurden. Wenn nötig und sinnvoll werden diese Daten ergänzt durch regional-spezifische Daten aus der Mobilitätserhebung Vorarlberg 2017 [7].

2.1.3 Landwirtschaft

In der Landwirtschaft wird ein vereinfachtes Regressionsmodell hinsichtlich des Endenergiebedarfs und der Energieträgerverteilung der letzten 10 Jahre verwendet. In der Landwirtschaft werden weiterhin nur die energiebedingten CO₂-Emissionen betrachtet. Methan, Lachgas und sonstige Klimagase aus der Viehhaltung bzw. aus Düngemitteln sind nicht Bestandteil der Studie.

2.1.4 Industrie

Für die Industrie wird ebenfalls ein vereinfachtes Regressionsmodell verwendet. Hierzu wird neben dem Endenergiebedarf und der Energieträgerverteilung auch die Entwicklung der Wirtschaft basierend auf dem Produktionsindex seit 2005 einbezogen.

2.1.5 Energiebereitstellung

Für die Energiebereitstellung werden insbesondere verfügbare Studien für das Bundesland Vorarlberg ausgewertet. Bei österreichweiten Studien werden die Anteile Vorarlbergs, wenn

nicht anders angegeben über die Bevölkerungsanzahl gewichtet (4,44 % der österreichischen Gesamtbevölkerung wohnt in Vorarlberg). Weiters wird für die Ermittlung der Solarpotenziale auf eine Befliegung Vorarlbergs durch das Amt der Landesregierung zurückgegriffen. Beim Strombedarf ist der methodische Ansatz derart, dass Netzverluste zunächst nicht betrachtet werden.

Alle ermittelten Potenziale wurden in einem letzten Schritt mit den relevanten Stakeholdern und entsprechenden Interessensvereinigungen diskutiert und wenn nötig angepasst. Nähere Informationen zu den Datenquellen sind in den entsprechenden Kapiteln 4.5.2 bis 4.5.6 zu entnehmen.

2.1.6 Bilanzierung der CO₂-Emissionen

Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, werden in der gegenständlichen Studie die in den Monitoring-Berichten zur Energieautonomie verwendeten Konventionen zur Bilanzierung der CO₂-Emissionen verwendet. Diese Konventionen wurde vom Land Vorarlberg als Auftraggeber der Monitoringberichte und dem Umweltbundesamt als Auftragnehmer festgelegt. Die Konventionen des Bilanzierungsverfahrens sind nachfolgend zusammengefasst:

1. Gegenstand der Bilanzierung:

Bilanziert werden nur die CO₂-Emissionen, nicht CO₂-Äquivalente.

2. Zeitliche Auflösung der Bilanzierung:

Die Bilanzierung erfolgt auf Basis von Jahreswerten.

3. Emissionsfaktoren fossile Energieträger

Fossile Energieträger werden mit den folgenden Emissionsfaktoren bewertet:

Tabelle 4: Emissionsfaktoren fossiler Energieträger [8]

Energieträger	g/kWh
Erdgas	199
Flüssiggas	230
Heizöl extra leicht	277
Heizöl leicht	335
Steinkohle-Briketts	349
Braunkohle-Briketts	230

4. Emissionsfaktoren regenerative Energieträger:

Die spezifischen CO₂-Emissionen von Fernwärme auf Basis erneuerbarer Energie und von Biomasse werden mit 0 g/kWh bilanziert.

5. Emissionsfaktoren Strom aus erneuerbaren Quellen:

Die spezifischen CO₂-Emissionen von Strom aus erneuerbaren Quellen werden mit 0 g/kWh bilanziert, da die Aufwände für die Herstellung von PV-Modulen und Wasserkraftwerken etc. dem Sektor Industrie zugeordnet wird. Da die in Vorarlberg produzierte Strommenge auf erneuerbaren Energien, vor allem Wasserkraft und PV, beruht, wird die gesamte Vorarlberger Stromproduktion mit 0 g/kWh bilanziert.

6. Emissionsfaktoren Stromimporte:

Für Stromimporte wird der Jahreswert des ENTSO-E-Strommix angesetzt. Dieser wird aus den Emissionswerten der einzelnen fossilen Kraftwerkstypen und deren Gewichtung im Jahresmix der Stromaufbringung ermittelt. Die spezifischen CO₂-Emissionen des ENTSO-E-Strommix sanken in dem für das Monitoring der Energieautonomie Vorarlberg bewerteten Zeitraum von 449 g/kWh im Jahr 2005 auf 375 g/kWh im Jahr 2017 [9].

7. Emissionsfaktoren Vorarlberger Verbraucherstrommix

Der CO₂-Verbraucherstrommix von Vorarlberg wird für das Monitoring der Energieautonomie Vorarlberg als gewichteter Mittelwert des regional (nach den o.g. Konventionen emissionsfrei erzeugten) sowie des importierten (mit ENTSO-E-Strommix bewerteten) Anteils am Gesamt-Stromverbrauch bewertet.

Da die Stromproduktion in Vorarlberg stark von der Wasserkraft dominiert wird, schwankt der so ermittelte Jahreswert der spezifischen CO₂-Emissionen stark. In Jahren mit hoher Stromproduktion aus Wasserkraft muss nur wenig Strom importiert werden, so dass der Gesamt-Strommix niedrige spezifische Emissionen hat. In schlechten Wasserkraftjahren steigt der Importanteil, so dass der Gesamt-Strommix deutlich höhere Emissionen aufweist.

Abbildung 7 zeigt die spezifischen CO₂-Emissionen des Importstroms (Entso-E-Strommix) sowie des Vorarlberger Strommix unter Berücksichtigung der Anteile der regionalen Erzeugung und des Importstroms.

Aufgrund der starken jährlichen Schwankungen der Vorarlberger Stromerzeugung aus Wasserkraft schwankte der spezifische CO₂-Emissionsfaktor in den Jahren 2005 bis 2017 zwischen zwischen 62 g/kWh und 180 g/kWh. Der Mittelwert über die gesamte Periode lag bei 104 g/kWh.

Da gemäß climate emergency-Beschluss des Landtags [10] vom Juli 2019 die Stromerzeugung in Vorarlberg im Jahr 2030 jahresbilanziell zu 100 % aus erneuerbaren, regionalen Quellen gedeckt werden soll, wurden die spezifischen CO₂-Emissionen für 2030 in der gegenständlichen Studie zunächst mit 0 g/kWh angesetzt. Für die Zeit von 2020 bis 2030 wurde eine lineare Absenkung der spezifischen CO₂-Emissionen vom Ausgangswert 104 g/kWh auf 0 g/kWh angenommen. Für den Fall, dass das Ziel von 100 % Strom aus erneuerbaren regionalen Quellen verfehlt wird, wird der bilanziell nötige Importstrom im Jahr 2030 mit einem CO₂-Emissionsfaktor von 222,5 g/kWh bilanziert. Dieser Wert ergibt

sich aus der linearen Regression der Daten aus Abbildung 7 und ist in Abbildung 8 dargestellt.

Die Grenzen und Schwächen dieses eingesetzten und international üblichen CO₂-Bilanzierungsverfahrens besonders für die Bewertung des Sektors Gebäude werden in Kapitel 6.2 dargestellt. In genanntem Kapitel wird ebenfalls ein zur Herleitung von Maßnahmen im Gebäudesektor besser geeignetes Verfahren skizziert.

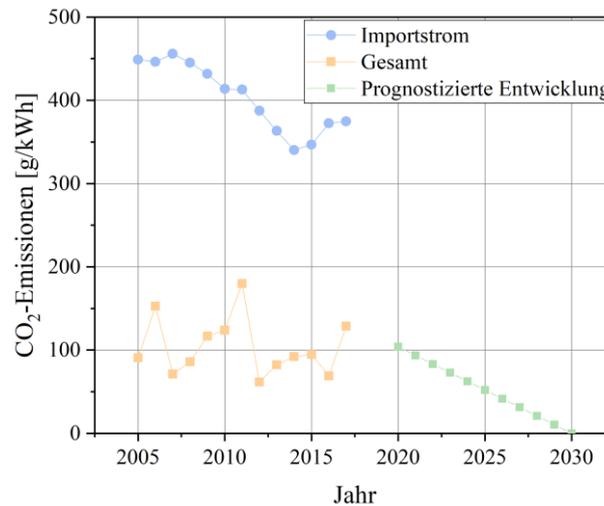


Abbildung 7: Zeitliche Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen des Strommix Vorarlberg als mengengewichteter Mittelwert der Emissionen der regionalen Erzeugung und des importierten Anteils am Stromverbrauch (Quelle bis 2017: Berechnungen Umweltbundesamt für [1])

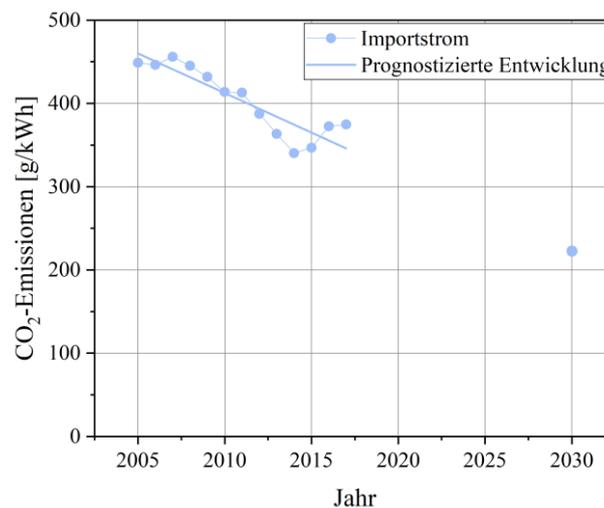


Abbildung 8: Lineare Regression zur Bestimmung der CO₂-Emissionen des Importstroms im Jahr 2030 (Daten analog zu Abbildung 8)

3 Rand- und Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel werden die Annahmen, Rand- und Rahmenbedingungen erläutert, die den Berechnungen und Simulationen in den darauffolgenden Kapiteln zu Grunde gelegt wurden. Zunächst wird auf die Bevölkerungsentwicklung eingegangen, da diese einen Einfluss auf mehrere Einzelsektoren hat. Anschließend werden die spezifischen Annahmen, Rand- und Rahmenbedingungen für die einzelnen Sektoren erläutert.

Grundsätzlich werden die Annahmen in der gegenständlichen Studie auf der Basis amtlicher Statistiken des Landes Vorarlberg und der Statistik Austria sowie weiterer wissenschaftlicher Studien festgelegt und wurden mit dem Lenkungsbeirat der Energieautonomie Vorarlberg abgestimmt.

Betrachtungszeiträume sind die Dekade bis 2030 und das Jahr 2050 als Zieljahr der Energieautonomie. Als Referenzjahr für die Betrachtungen wird, wenn nicht anders spezifiziert, das Referenzjahr der Energieautonomie Vorarlberg (2005) verwendet.

3.1 Bevölkerungsentwicklung

Die Gesamtbevölkerung Vorarlbergs lag am 30.03.2016 bei 416.798 [11]. Mit 386.491 hatten am Stichtag 92,7 % der Gesamt-Bevölkerung ihren Hauptwohnsitz in Vorarlberg, während, 30.307 (7,3 %) ihren Nebenwohnsitz im Land hatten. Im Rheintal lebten mit 260.051 Personen etwa 62,3 % der Gesamt-Bevölkerung, im Walgau mit 50.324 etwa 12,1 % und im Bregenzerwald mit 31.176 ca. 7,5 %. In den drei genannten Regionen lebten damit 81,9 % der Gesamtbevölkerung (Haupt- und Nebenwohnsitz) Vorarlbergs.

Die prognostizierte Entwicklung der Anzahl der Bewohner mit Hauptwohnsitz findet sich in der aktuellen Untersuchung der Statistik Austria [12]. Nach dem Hauptszenario wird prognostiziert, dass die Anzahl der Personen mit Hauptwohnsitz von etwa 390.000 im Jahr 2017 auf ca. 415.500 im Jahr 2030 und auf 427.700 im Jahr 2050 steigt.

Da für die Entwicklung des Energiebedarfs des Gebäudesektors der gesamte Gebäudepark ausschlaggebend ist, und nicht nur die Hauptwohnsitze, werden in der gegenständlichen Studie die Nebenwohnsitze ebenfalls berücksichtigt. Die Entwicklung des Anteils der Personen mit Haupt- und mit Nebenwohnsitz zeigt, dass die Anzahl der Personen mit Nebenwohnsitz in Vorarlberg von ca. 16.700 im Jahr 1999 auf knapp 30.000 im Jahr 2015 zugenommen hat. Der Anteil der Personen mit Nebenwohnsitz an der Gesamtbevölkerung (Haupt- und Nebenwohnsitz) nahm kontinuierlich von 4,6 % auf 7,2 % zu [13].

Die zukünftige Entwicklung der Anzahl der Personen mit Nebenwohnsitz ist stark von den politischen/rechtlichen Rahmenbedingungen abhängig. In einer Studie von Schremmer et al. [14] wird die Entwicklung der Anzahl der Nicht-Hauptsitzwohnungen bis zum Jahr 2031 daher in 2 Trend-Szenarien prognostiziert. In einem der Trend-Szenarien wird von einem

ungebremsten Zuzug von Personen mit Nebenwohnsitz ausgegangen, während im zweiten Szenario politische/rechtliche Maßnahmen zur Begrenzung des Zuzugs von Personen mit Nebenwohnsitz unterstellt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass in der Trendvariante mit Begrenzung des Zuzugs der prozentuale Anteil der Nicht-Hauptwohnsitzwohnungen alle 10 Jahre um ca. 1 % steigt und bei der Variante ohne Begrenzung um ca. 2 % alle 10 Jahre. Dieser Anstieg um 2 % in 10 Jahren deckt sich mit dem Zuwachs des Anteils der Haupt- und Nebenwohnsitze in Vorarlberg zwischen 2005 und 2015 [13].

Für die gegenständliche Studie wird ein mittlerer Zuwachs des Anteils der Nicht-Hauptwohnsitzwohnungen von 1,5 % alle 10 Jahre bis 2030 angenommen. Dieser Zuwachs liegt zwischen den beiden Trendvarianten gemäß [14]. Von 2030 bis 2050 wird in vorliegender Studie davon ausgegangen, dass der Trend zu steigenden Anteilen von Nebenwohnsitzen sich verlangsamt, so dass der Anteil der Nebenwohnsitze sich nur noch um 1,0 % alle 10 Jahre erhöht.

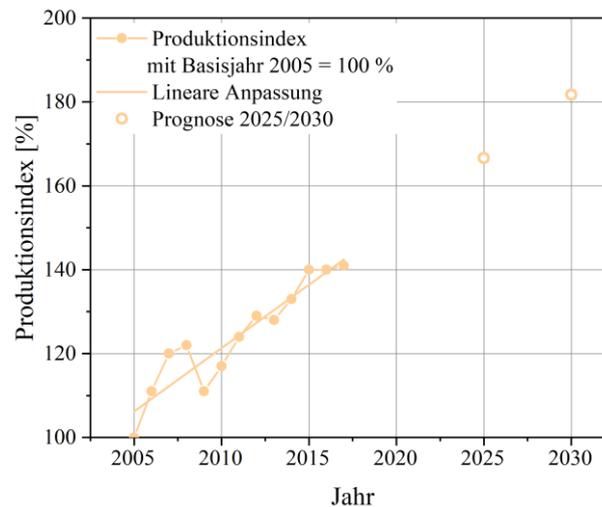
Aus der dargestellten Entwicklung der Personen mit Hauptwohnsitz und der Entwicklung des Anteils der Nebenwohnsitz-Wohnungen kann die Entwicklung der Gesamtbevölkerung (Haupt- und Nebenwohnsitze) ermittelt werden, wenn vereinfachend angenommen wird, dass die Bewohneranzahl pro Nebenwohnsitz-Wohnung der der Bewohneranzahl pro Hauptwohnsitzwohnung entspricht.

Demnach steigt die Gesamtbevölkerung (Personen mit Haupt- und Nebenwohnsitz) von 414.860 im Jahr 2015 über 458.925 im Jahr 2030 auf 482.998 im Jahr 2050. Dies entspricht einer Zunahme von 10,6 % bis zum Jahr 2030 und von 16,4 % bis zum Jahr 2050 (jeweils in Bezug auf das Jahr 2015).

Im Referenzjahr der Energieautonomie Vorarlberg (2005) lag die Gesamtbevölkerung bei 383.161 Personen. Im Vergleich dazu ist eine Zunahme der Gesamtbevölkerung bis zum Jahr 2030 um 19,8 % und bis zum Jahr 2050 um 26 % prognostiziert.

3.2 Wirtschaftsentwicklung

Die Wirtschaftsentwicklung wird mit einem vereinfachten Regressionsmodell basierend auf dem Produktionsindex (real) abgeschätzt. Abbildung 9 zeigt den Verlauf des Produktionsindex von 2005 bis 2017 sowie die Regressionsgerade und die sich daraus ergebenden Prognosen für 2025 und 2030.



**Abbildung 9: Produktionsindex (real) als Indikator für die Wirtschaftsentwicklung
(Quelle: Energieautonomie Vorarlberg)**

3.3 Sektor Gebäude - Wohngebäude

Die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen des Wohngebäudesektors hängt neben der Bevölkerungsentwicklung auch von den folgenden Annahmen und Randbedingungen ab:

- Anzahl der Haushalte, Anteile Einfamilienhaus (EFH) und Mehrfamilienhaus (MFH), mittlere Wohnflächen → Kapitel 3.3.1
- Abrissrate → Kapitel 3.3.2
- Entwicklung Gesamt-Wohnfläche / Flächen je Typ und Altersklasse → Kapitel 3.3.3
- Leerstand → Kapitel 3.3.4
- Mittlere energetische Qualität von Neubau und Sanierung → Kapitel 3.3.5
- Sanierungsrate Gebäudehülle → Kapitel 3.3.6
- Kesselaustauschrate → Kapitel 3.3.7
- Energieträgermix → Kapitel 3.3.8

Die Annahmen für die genannten Einflussgrößen wurden für den Sektor der Wohngebäude im Jahr 2017 in der Studie „Energieperspektiven Vorarlberg 2010 -2070 – Szenarien zum zukünftigen Energiebedarf des Wohngebäudeparks – Dampferstudie“ hergeleitet und erläutert [4]. Im Folgenden wird beschrieben, wo Annahmen und Randbedingungen aus der Studie von 2017 übernommen und wo sie aktualisiert wurden.

3.3.1 Anzahl der Haushalte, Anteile EFH/MFH und mittlere Wohnflächen

Aus der prognostizierten Bevölkerungsentwicklung (Personen mit Haupt- und mit Nebenwohnsitz) und der ebenfalls von der Statistik Austria prognostizierten Entwicklung der

durchschnittlichen Personenzahl pro Haushalt kann die Entwicklung der Anzahl der Haushalte mit Haupt- und Nebenwohnsitz abgeleitet werden.

Die durchschnittliche Anzahl der Bewohner mit Hauptwohnsitz betrug 2,34 pro Wohneinheit im Jahr 2018 und wird über 2,26 Personen/Wohneinheit in 2030 auf 2,15 Personen/Wohneinheit im Jahr 2050 sinken [15]. Da keine Angaben zur durchschnittlichen Bewohnerzahl von Nebenwohnsitzwohnungen vorliegen, werden die Annahmen der Hauptwohnsitzwohnungen übernommen. Somit ergeben sich 174.311 Haushalte (nachfolgend immer Haupt- und Nebenwohnsitz) für das Jahr 2015 und 203.064 für 2030 sowie 224.650 für das Jahr 2050.

Damit von der Bevölkerungsanzahl und der Anzahl der Haushalte auf die Wohnflächen geschlossen werden kann, wird die Verteilung der Wohnungen auf Ein- und Zweifamilienhäusern, sowie auf den Mehrwohnungsbau betrachtet. Ein- und Zweifamilienhäuser haben statistisch im Mittel signifikant größere Wohnflächen als Wohnungen in Mehrfamilienhäusern. Aus der Gebäudetypologie von Ipser et al. [3] kann man für die Gebäude der Periode von 2001-2010 die in Tabelle 5 dargestellten Nutzflächen je nach Gebäudetyp ableiten. Wohneinheiten in Ein- und Zweifamilienhäusern haben etwa 136 m² Nutzfläche während Wohnungen in Mehrfamilienhäusern knapp 80 m² aufweisen.

Tabelle 5: Mittlere Nutzfläche pro Gebäudetyp gemäß Ipser et al. [3] für Bauperiode von 2001-2010 und prozentuale Anteile der Typen an der Gesamt-Nutzfläche dieser Bauperiode

Typ (2001-2010)	Mittlere Nutzfläche [m ²]	Anteil an NF [%]
EFH	141,8	52,0 %
ZFH	103,8	8,8%
MFH	78,8	25,6 %
WHA	78,7	11,0 %
GWB	62,7	2,6 %
Zusammenfassung		
mit 1 od. 2 Wohnungen	136,3	60,8 %
mit 3 od. mehr Wohnungen	77,7	39,2 %

Betrachtet man die Entwicklung der Baufertigstellungen der letzten Jahre, so kann man eine deutliche Verschiebung der prozentualen Anteile von Ein- und Zweifamilien- zu Mehrfamilienhäusern feststellen. Die Anzahl der neu errichteten Wohneinheiten in Ein- und Zweifamilienhäusern sank laut Statistik Austria [16,17] von 1.063 WE in 2005 auf 677 WE im Jahr 2017, während die Anzahl der Wohneinheiten in Mehrwohngebäuden von 1.503 WE (2005) auf 2.113 WE in 2017 anstieg. Vor allem ab dem Jahr 2010 ist der Aufwärtstrend bei der Anzahl der Wohnungen in Mehrfamilienhäusern fast durchgängig anhaltend.

Des Weiteren wird beachtet, dass die durchschnittliche Wohnfläche pro Wohnung und Person in Vorarlberg seit 2015 leicht sinkt [18] und die durchschnittlich fertiggestellte Wohnfläche pro Wohnung in Vorarlberg laut Statistik 90,6 m² [19] im Neubau beträgt.

Aus den vorgenannten Entwicklungen werden die folgenden Annahmen abgeleitet:

- die Wohnfläche pro Person beträgt 43 m² pro Person im Jahr 2020
- die Wohnfläche pro Person steigt bis 2050 auf 45,5 m² pro Person an

3.3.2 Abrissrate

Die zukünftige Entwicklung der Wohnfläche sowie ihre Zusammensetzung aus den verschiedenen Baualtersklassen hängt neben der Bevölkerungsentwicklung, der demographischen Entwicklung und dem Neubauvolumen auch vom Abgang durch Abriss von Gebäuden ab. Zur Modellierung des zukünftigen Wohngebäudeparks wurde angenommen, dass es frühestens 30 Jahre nach Errichtung von Gebäuden zu einem Abgang kommt.

Auf Basis der Studie von Schremmer et al. [14] und den Daten der Statistik Austria [20] wird eine Abrissrate von 0,33 % p.a. für Gebäude ab Baujahr 1920 und eine Rate von 0,1 % p.a. für Gebäude vor 1920 angenommen, da diese tendenziell öfters erhaltenswert sind. Diese Annahmen werden bis 2050 konstant weitergeführt.

3.3.3 Entwicklung Gesamt-Wohnfläche / Flächen je Typ und Altersklasse

Die aus der Entwicklung der Bevölkerung, der Anzahl der Haushalte, der Aufteilung auf EFH und MFH sowie der durchschnittlichen pro-Kopf-Wohnfläche, der Abrissrate und der Neubauleistung abgeleitete Gesamt-Wohnfläche bis 2050 ist in Abbildung 10 dargestellt.

Wie zu erkennen ist, wächst die Gesamt-Wohnfläche Vorarlbergs auch in Zukunft stärker als die Bevölkerung: Während die Bevölkerung (Haupt- und Nebenwohnsitze) im Jahr 2030 auf 119 % und im Jahr 2050 auf 126 % des Ausgangswerts im Referenzjahr der Energieautonomie (2005) steigt, wächst die Wohnfläche im gleichen Zeitraum auf 132 % bzw. 147 %.

Die Aufteilung des Wohngebäudebestandes von 2010 wird aus statistischen Daten abgeleitet [3][21][22]. Dabei wird wie in Tabelle 6 dargestellt in die fünf Gebäudetypen Einfamilienhaus, Zweifamilienhaus, Mehrfamilienhaus, Wohnhausanlage und Geschosswohnbau sowie in 8 Baualtersklassen differenziert.

Die Kategorie 2001 und später beschreibt die Anzahl der Wohneinheiten, die bis einschließlich 2010 errichtet wurden. Die von 2010 bis 2050 entstehenden Wohngebäude werden den gleichen Größentypen zugeordnet. Zur Prognose der Gesamt-Wohnflächen pro Typ wurden die in Tabelle 5 aufgeführten mittleren Wohnflächen pro Typ aus den Jahren 2001 bis 2010 angenommen.

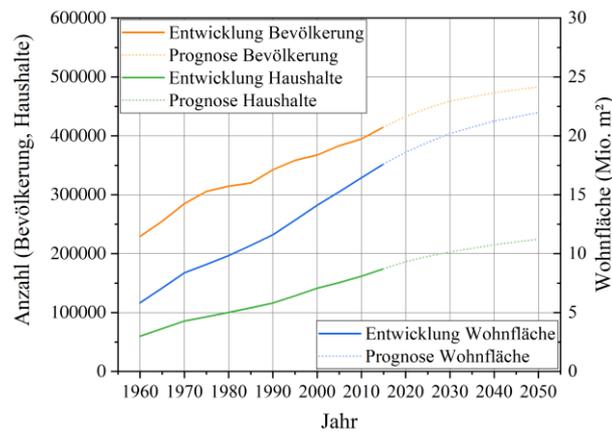


Abbildung 10: Entwicklung der Bevölkerung, der Anzahl der Haushalte und der Wohnfläche

Tabelle 6: Anzahl der Wohnungen mit Hauptwohnsitzangabe in Vorarlberg nach Gebäudegröße und Bauperiode (gemäß Daten aus Ipser et. al [3])

Gebäudegröße	Wohnungen ges. (Hauptwohnsitz)	Bauperiode							
		Vor 1919	1919 bis 1944	1945 bis 1960	1961 bis 1970	1971 bis 1980	1981 bis 1990	1991 bis 2000	2001 und später
Summe	153.200	14.800	7.900	15.200	20.100	25.300	20.200	26.900	22.700
1 WE	58.300	5.500	2.200	6.200	7.700	8.200	10.200	9.500	8.700
2 WE	25.800	5.000	2.200	3.900	4.700	4.300	1.500	2.200	2.000
3-9 WE	45.400	4.000	3.200	4.300	4.600	5.500	6.000	10.00	7.700
10-19 WE	16.400	200	200	600	1.800	4.000	1.900	4.400	3.300
> 20 WE	7.300	100	200	300	1300	3300	500	600	1.000

Außer den mittleren Nutzflächen pro Wohneinheit wird auch der Anteil der verschiedenen Gebäudetypen am Neubau ab 2010 berücksichtigt. Dabei werden Mittelwerte pro Dekade angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass der Anteil der neuen EFH von etwa 47 % in der Dekade 2001-2010 auf ca. 23 % in der Dekade von 2040 bis 2050 zurückgeht und dass der Anteil der neu errichteten Wohnungen in Mehrwohnhäuser entsprechend zunimmt. Die Prognose der Entwicklung der Anteile bezogen auf die Wohnungsanzahl ist nachfolgend in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 8 bezieht sich auf die Gesamtnutzfläche der neu gebauten Wohneinheiten, nicht auf deren Anzahl. Der Anteil der neuen EFH ist bei Bezug auf die Fläche größer als bei Bezug auf die Anzahl, da neue EFH (136 m²) im Vergleich zu neuen MFH (77 m²) eine etwa 1,75-mal so große Fläche pro Wohneinheit aufweisen.

Tabelle 7: Annahmen zum Anteil der neugebauten Gebäudetypen je zukünftiger Bauperiode an der Anzahl der Wohnungen.

	2001-2010	2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
mit 1 od. 2 Wohnungen	47 %	31 %	28 %	25 %	23 %
mit 3 od. mehr Wohnungen	53 %	69 %	72 %	75 %	77 %
Nach Typ untergliedert					
EFH	38,3%	25,7%	22,5%	20,5%	19,2%
ZFH	8,8%	5,9%	5,2%	4,7%	4,4%
MFH	33,9%	43,9%	46,4%	48,0%	49,0%
WHA	14,5%	18,9%	20,0%	20,6%	21,1%
GWB	4,4%	5,6%	5,9%	6,1%	6,3%

Tabelle 8: Anteil der neugebauten Gebäudetypen je zukünftiger Bauperiode an der Gesamtnutzfläche.

	2001-2010	2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
mit 1 od. 2 Wohnungen	61 %	45 %	40 %	37 %	35 %
mit 3 od. mehr Wohnungen	39 %	55 %	60 %	63 %	65 %
Nach Typ untergliedert					
EFH	52,0%	38,2%	34,2%	31,6%	29,9%
ZFH	8,8%	6,5%	5,8%	5,4%	5,1%
MFH	25,6%	36,2%	39,2%	41,1%	42,4%
WHA	11,0%	15,5%	16,8%	17,7%	18,2%
GWB	2,6%	3,7%	4,0%	4,2%	4,3%

Aus den Angaben zum Gebäudebestand von 2010 und zur zukünftigen Entwicklung der einzelnen Typen lässt sich die bewohnte Fläche des Gesamt-Wohngebäudeparks bis 2050 ableiten. Abbildung 11 zeigt diese Entwicklung differenziert nach Typ (EFH / MFH) sowie nach Bestand bis 2010 und Neubau ab Baujahr 2010. Ab 2010 ist der Abgang des Bestands zu erkennen.

In Abbildung 12 ist die Verteilung der bewohnten Wohnfläche auf die fünf Typen EFH, ZFH, MFH, WHA und GWB und deren Entwicklung über die Jahre bis 2050 dargestellt. Das EFH verliert leicht an prozentualen Anteilen (Abbildung 13), ist aber absolut gesehen auch in Zukunft noch eine dominante Gruppe. Das MFH steigert seinen Anteil ebenso wie die WHA.

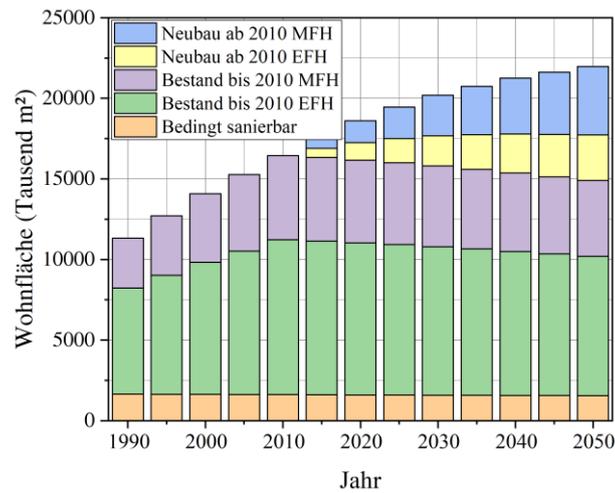


Abbildung 11: Verteilung der bewohnten Wohnfläche auf die zusammengefassten Typen EFH und MFH, aufgeteilt in Bestand bis 2010 und Neubau ab 2010 und deren Entwicklung bis 2050.

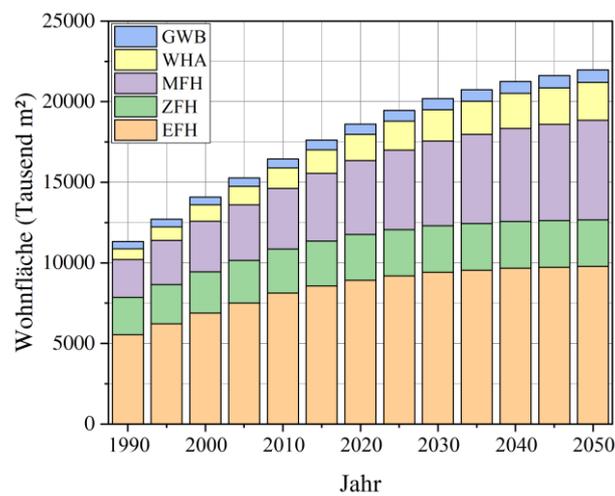


Abbildung 12: Entwicklung der Wohnflächen der fünf Gebäudetypen EFH, ZFH, MFH, WHA und GWB von 1990 bis 2050

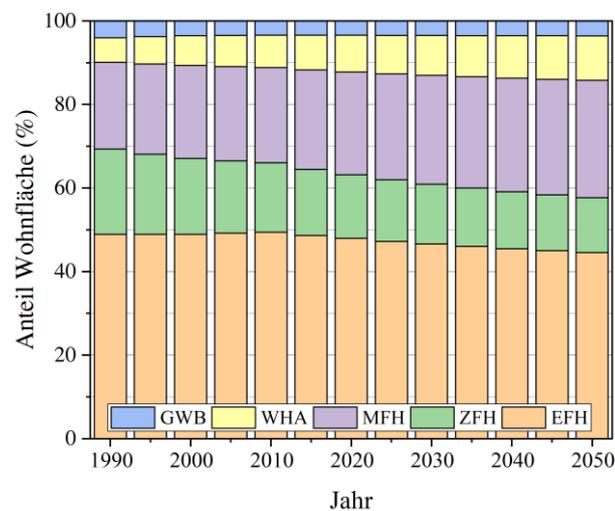


Abbildung 13: Entwicklung der prozentualen Anteile der fünf Gebäudetypen EFH, ZFH, MFH, WHA an der bewohnten Gesamt-Wohnfläche von 1990 bis 2050

3.3.4 Leerstand

Zur Abschätzung des Energiebedarfs des Gesamt-Wohnungsbestandes muss definiert werden, wie der Leerstand berücksichtigt wird. Aus der Studie von Schremmer et al. [14] und Daten der Landesregierung [23] wird zusätzlich zu den bereits dargestellten Wohnflächen ein Leerstand von 5 % für alle Untersuchungsjahre angenommen. In vorliegender Studie wird vereinfachend angenommen, dass die zum Leerstand gerechneten Wohneinheiten nicht beheizt werden.

3.3.5 Mittlere energetische Qualität von Neubau und Sanierung

Der Einfluss des energetischen Niveaus von Neubau und Sanierung auf Endenergiebedarf und Treibhausgasemissionen bis 2070 wurden in der Studie „Energieperspektiven Vorarlberg“ von 2017 in vier verschiedenen Szenarien analysiert [4].

Die Studie beinhaltet die detaillierte Beschreibung der Modellbildung für den Wohngebäudepark sowie die Definition der verschiedenen Szenarien, in denen verschiedene energetische Ambitionsniveaus für Neubau und Sanierung abgebildet wurden. Die Szenarien wurden in der Studie wie folgt definiert:

„Die Untersuchung der Wohngebäude erfolgt über ein Kohortenmodell, in dem unterschiedliche Handlungsoptionen in Form von Szenarien gegenübergestellt werden. In den Szenarien können immer nur bedingte Aussagen getroffen werden, d.h. diese sind von den gewählten Randbedingungen und Annahmen abhängig. Szenarien erzählen eine Geschichte, indem sie denkbare künftige Entwicklungen beschreiben. Dies erfolgt zumeist in idealtypischer Form, um die Szenarien klar gegeneinander abzugrenzen. Besonderer Wert wird darauf gelegt, dass die in den Szenarien dargestellten Handlungspfade in sich konsistent und plausibel modelliert sind, um innere Widersprüche und Kombinationen von Entwicklungen, die sich ausschließen (z.B. hohe Anteile Biomasseheizungen in einem gleichzeitig wenig effizienten Gebäudepark jenseits der Verfügbarkeitsgrenze der Biomasse) zu vermeiden. Anhand der späteren Auswertung der Szenarien soll schließlich geklärt werden, mit welchen Maßnahmenkombinationen die langfristigen Ziele der Energieautonomie Vorarlbergs und des internationalen Klimaschutzes erreicht werden können. Hierfür wurden vier Hauptszenarien modelliert

Status-quo-Szenario

Im Status-quo-Szenario werden die energetischen Qualitäten (Neubau und Sanierung) auf dem Stand des Jahres 2010 „eingefroren“ und unverändert in der Zukunft fortgeführt. Die Mengenkombinationen (z.B. Bevölkerung, Wohnflächen) werden jedoch, wie in den anderen Szenarien auch, weiterentwickelt. Das Status-quo-Szenario dient aus methodischer Sicht als Referenz und Eichmaßstab für die erzielten Effizienzsteigerungen und die Dekarbonisierungserfolge in den anderen Szenarien.

Business-as-usual-Szenario

In diesem Szenario werden nicht nur die heute zu beobachtenden Entwicklungen weitergeführt, sondern es werden moderate Reaktionen der Wirtschaft, Gesellschaft und Politik auf künftige Problemstellungen miteinbezogen. Die gesetzlichen Regelungen (z.B. OIB [24], BTV [25]) werden alle 3-4 Jahre leicht verschärft. Die Stromerzeugung orientiert sich an dem „WEM“-Szenario der Austrian Energy Agency [26], in dem die aktuell durchgeführten und verabschiedeten Maßnahmen abgebildet sind.

Effizienz-Szenario

In diesem Zielszenario orientieren sich die modellierten energetischen Verbesserungen an dem Kostenoptimum der Lebenszykluskosten, das in entsprechenden Studien zum Wohnbau in Vorarlberg detailliert ermittelt wurden [27,28]. Dies betrifft sowohl die Gebäude selbst als auch die Wärmeversorgungssysteme. Die energetische Güte ist gleichwertig zum Passivhauskonzept, ohne hierbei die Kriterien im Einzelnen strikt einhalten zu müssen. Die Stromerzeugung wurde gemäß dem „WAM“-Szenario der Austrian Energy Agency [26] modelliert, das sich an der Energiestrategie Österreichs und dem Klimaschutzgesetz orientiert.

Effizienz-Plus-Szenario

Neben den Maßnahmen des Effizienz-Szenarios werden hier Technologieentwicklungen miteinbezogen, die derzeit nur in Form theoretischer Studien vorliegen oder als Prototypen bzw. Sonderlösungen realisiert sind. Die Beobachtungen der vergangenen Jahre haben gezeigt, dass diese Entwicklungen i.d.R. viel schneller und durchgreifender erfolgen, als zunächst vermutet. Daher besteht Grund zu der Annahme, dass die hier beschriebenen Qualitäten und Neukomponenten tatsächlich in einigen Jahren zur Verfügung stehen und nach und nach wirtschaftlich eingesetzt werden können. Im Hinblick auf die Stromerzeugung wurde das Szenario „WAM +“ der Austrian Energy Agency [26] verwendet, in dem ab 2020 Maßnahmen getroffen werden, um einerseits eine Reduktion des Strombedarfes herbeizuführen und andererseits eine deutliche Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen.“

In der vorliegenden Studie wird nach Abstimmung mit dem Auftraggeber nur das Szenario Effizienz betrachtet, da sich dieses als Mindestszenario herausgestellt hat, um die Ziele der Energieautonomie 2050 erreichen zu können (siehe Abbildung 6 in Kapitel 2.1.1).

Das Szenario Effizienz beschreibt die energetischen Qualitäten in Neubau und Sanierung, die kostenoptimal errichtet und betrieben werden können, d.h. über einen Betrachtungszeitraum von 30 bis 50 Jahren die niedrigsten Gesamtkosten für Erstinvestition, Wartung und Instandhaltung sowie für Energie verursachen.

Das im Szenario Effizienz beschriebene, kostenoptimale Energieniveau entspricht dem Niveau, das im Modellvorhaben KliNaWo, einem gemeinnützigen Wohnbau der VOGEWOSI, realisiert wurde [27]. Das kostenoptimale Energieniveau war im Rahmen des Modellvorhabens durch Wirtschaftlichkeitsberechnungen für 60.000 Ausführungsvarianten in

unterschiedlichen Energieniveaus bestimmt worden. Realisiert wurde die Variante, für die die niedrigsten Lebenszykluskosten ermittelt wurden. Die Realisierungsvariante hat im Vergleich zur Bautechnikverordnung einen um etwa 2/3 niedrigeren Primärenergiebedarf und um 2/3 niedrigere CO₂-Emissionen.

Die Praxiserfahrungen mit dem 2017 fertiggestellten Projekt KliNaWo zeigen inzwischen, dass die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zur Auswahl der kostenoptimalen Variante valide waren: die abgerechneten Errichtungskosten liegen merklich unter den in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen verwendeten Kosten zum Planstand Vergabe und deutlich unter den Durchschnittskosten aller 69 zeitgleich realisierten gemeinnützigen Wohnbauprojekte in Vorarlberg. Die abgerechneten Energiekosten liegen unter den für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ermittelten Energiekosten, da der reale Verbrauch leicht unter dem vorausberechneten Wert lag. Das Gebäude ist eines der effizientesten Mehrfamilienhäuser mit Wärmepumpenheizung in Österreich. Mit dem Projekt KliNaWo und knapp 10 weiteren in Folge untersuchten Gebäuden ist damit der Nachweis gelungen, dass sehr gute Energieniveaus wie im Szenario Effizienz hinterlegt, wirtschaftlich sind.

Während die energetische Qualität der Neubauten und Sanierungen aus dem Szenario Effizienz der Szenariestudie von 2017 übernommen wurden, weichen einige der anderen Annahmen und Randbedingungen der gegenständlichen Studie leicht von denen von 2017 ab. Die prinzipiellen Aussagen der Studie von 2017 bleiben auch bei den leicht veränderten, in den folgenden Abschnitten dargestellten Annahmen bestehen.

3.3.6 Sanierungsrate Gebäudehülle

Der Energiebedarf des zukünftigen Wohngebäudebestandes wird durch die Sanierungsrate der Gebäudehülle und die Kesselaustauschrage maßgeblich beeinflusst. Der Begriff der Sanierungsrate ist weder europäisch noch in Österreich einheitlich definiert. In dieser Studie wird der Begriff nur auf die Bauteile der Gebäudehülle bezogen, zusätzlich wird eine Kesselaustauschrage definiert. Die Sanierungsrate beschreibt das Verhältnis der Anzahl der Wohneinheiten, in denen alle Bauteile der Gebäudehülle vollständig saniert wurde (Außenwand/Dach/Kellerdecke/Fenster) zur Gesamtanzahl der Wohneinheiten.

Ein Beispiel soll dies verdeutlichen:

In einem Gebiet mit 100.000 Wohneinheiten werden im Jahr 2021 die Gebäudehüllen von 1.350 Wohneinheiten komplett erneuert. Die Sanierungsrate für die Gebäudehülle beträgt $1.350 / 100.000 = 0,0135$, d.h. 1,35 %.

Da nur in den wenigsten Fällen alle Bauteile der Gebäudehülle gleichzeitig saniert werden, werden Sanierungen von Einzelbauteilen nach ihrem Flächenanteil an der Gebäudehülle gewichtet.

Diese Flächengewichtung erfolgt nach dem Verfahren des Institut Wohnen und Umwelt, das am Beispiel aller Gebäudetypen der deutschen Gebäudetypologie die folgenden durchschnittlichen Flächenanteile der Bauteile an der Gesamt-Hüllfläche ermittelte [29,30]:

- Außenwand: 40 %
- Dach/oberste Geschossdecke: 28 %
- Kellerdecke/Bodenplatte: 23 %
- Fenster: 8 %

Wird an einem Gebäude nur die Außenwand energetisch saniert, so zählt dies für die Bestimmung der Sanierungsrate somit als 0,4 Vollsanierungsäquivalente.

Genaue Angaben zur aktuellen Sanierungsrate der Gebäudehülle sind weder für Österreich noch für Vorarlberg verfügbar. Zur Abschätzung wurden die beiden besten verfügbaren Datenquellen ausgewertet [31] [32]. Auf Basis dieser beiden Quellen kann die Sanierungsrate der vergangenen Jahre auf etwa 0,85 % p.a. abgeschätzt werden. Der Wert bezeichnet die Vollsanierungs-Äquivalente, enthält also sowohl die Fälle, in denen alle Bauteile der Gebäudehülle eines Gebäudes gleichzeitig saniert wurden, als auch jene, in denen nur einzelne Bauteile saniert wurden.

Im Berechnungsmodell wurden in der gegenständlichen Studie die Sanierungsintervalle der verschiedenen Bauteile für die Jahre 1990 bis 2015 so festgelegt, dass sich ein Vollsanierungs-Äquivalent von etwa 0,85 % p.a. ergibt.

Die für die Jahre 2030 und 2050 anzustrebende, betriebswirtschaftlich sinnvolle Vollsanierungsrate wurde bestimmt, indem die Sanierungsraten der einzelnen Bauteile aus ihren mittleren technischen Lebensdauern ermittelt werden. Die folgende Tabelle zeigt das Verfahren exemplarisch.

Tabelle 9: exemplarische Abschätzung der betriebs- und volkswirtschaftlich sinnvollen, dauerhaften mittleren flächengewichteten Renovierungsrate der Gebäudehülle

Bauteil	Mittlere technische Lebensdauer	Resultierende Renovierungsrate	Flächenanteil des Bauteils an Gesamt Hüllfläche	
	Jahre	% p.a.	%	% p.a.
Außenwand	60	1,67	40	0,67
Dach	50	2	28	0,56
Fußboden/Kellerdecke	75	1,33	23	0,31
Fenster	40	2,5	9	0,22
flächengewichtete mittlere Renovierungsrate Gebäudehülle:				1,76

Annahmen: Lebensdauer Steildach: 70 Jahre, Flachdach: 30 Jahre, Flächenanteile mit je 50 % angenommen

Die Tabelle kann wie folgt abgelesen werden:

Nimmt man die mittlere technische Lebensdauer der äußeren Schicht von Außenwänden (Putz, Wärmedämm-Verbundsystem, ...) mit 60 Jahren an, so ergibt sich eine

bauteilbezogene Sanierungsrate von 1,67 % p.a. Diese Sanierungsrate ist bei der angenommenen mittleren technischen Lebensdauer sinnvoll, da die Durchführung von Dämm-Maßnahmen am wirtschaftlichsten ist, wenn sie mit ohnehin anstehenden Sanierungsmaßnahmen (Putzausbesserung, Neuanstrich, ...) kombiniert werden.

Gewichtet man die so bestimmten Renovierungsraten der Einzelbauteile nach ihrem Anteil an der Gesamtfläche der Gebäudehülle, so ergibt sich im Beispiel eine flächengewichtete mittlere Sanierungsrate von 1,76 % p.a.

Bei Annahme realistischer technischer Lebensdauern liegt die betriebswirtschaftlich sinnvolle flächengewichtete Renovierungsrate der Gebäudehülle in einem Bereich von 1,6 % p.a. bis 2,0 % p.a.

Im Berechnungsmodell wurden in der gegenständlichen Studie die Sanierungsintervalle der verschiedenen Bauteile für die Jahre 2030 und 2050 so festgelegt, dass sich ausgehend vom aktuellen Wert von etwa 0,85 % p.a. für das Jahr 2015 im Jahr 2030 Vollsanierungs-Äquivalente von etwa 1,2 % p.a. und im Jahr 2050 1,6 % p.a. ergeben.

Damit wird unterstellt, dass es gelingt, die Sanierungsraten deutlich zu steigern und bis zum Jahr 2050 dem betriebswirtschaftlichen Optimum anzunähern. Es ist zu beachten, dass eine Steigerung der Sanierungsrate (und der mittleren energetischen Sanierungsqualität) positive volkswirtschaftliche Auswirkungen hat. Zum Beispiel werden Energieimporte und Kapitalabflüsse ins Ausland durch regionale Wertschöpfung in der Baubranche ersetzt. Die höhere Wertschöpfung ist jedoch nur möglich, wenn es gelingt, die zusätzlich benötigten Arbeitskräfte in der Baubranche auszubilden.

3.3.7 Kesselaustauschrate

Analog zur Sanierungsrate der Gebäudehülle kann auch die betriebswirtschaftlich sinnvoll Kesselaustauschrate aus den mittleren technischen Lebensdauern von Wärmeerzeugern bestimmt werden. Bei mittleren technischen Lebensdauern von ca. 20 bis 30 Jahren liegen die wirtschaftlich optimalen Kesselaustauschraten bei 3,3 % bis 5 %.

Im Berechnungsmodell werden die o.g. Kesselaustauschraten als obere Grenzen für die Geschwindigkeit der Dekarbonisierung des Gebäudesektors verwendet. Bei einem Teil der Kesselaustauschmaßnahmen wird der alte Kessel durch einen neuen Kessel mit dem gleichen Energieträger ersetzt. In diesem Fall verbessert sich nur die Effizienz. Bei einem anderen Teil wird bei der Gelegenheit des Kesselaustauschs auch der Energieträger gewechselt. In diesem Fall verändert sich ebenfalls die Effizienz, zusätzlich verändern sich jedoch auch die spezifischen CO₂-Emissionen. In der Regel werden emissionsintensive Energieträger durch weniger emittierende Energieträger ersetzt. Die Annahmen bezüglich der Veränderung des Energieträgermix ist im folgenden Kapitel erläutert.

3.3.8 Energieträgermix

Die Entwicklung des Energieträgermix des Vorarlberger Wohngebäudeparks von 1990 bis 2015 wurde aus verschiedenen Quellen hergeleitet. Bei der Modellierung wurde in Bestandsgebäude und Neubau sowie in Einfamilien- und Mehrfamilienhäuser unterschieden.

Der derzeitige Stand (2015) wurde unter anderem aus den Auswertungen der Energieausweiszentrale hergeleitet [31,33,34]. In der Energieausweiszentrale sind für etwa 37 % der BGF der Wohngebäude Energieausweise vorhanden, so dass die Angaben zur Verteilung der Wärmeerzeuger, vor allem bei Neubauten, als repräsentativ angesehen werden kann. Diese Daten wurden mit anderen Quellen verglichen, vor allem die historische Verteilung seit 1990 wurde aus Berichten der Wohnbauförderung Vorarlberg [35] und aus verschiedenen Statistiken der Statistik Austria [21,22,36] sowie aus Daten der Energieförderung [37] hergeleitet. Bei Inkonsistenten oder widersprüchlichen Daten wurden plausible Annahmen getroffen. Bei der Modellierung des zukünftigen Energieträgermix des Wohngebäudebestandes wurden sowohl Trends als auch bestehende politische Maßnahmen berücksichtigt.

Die folgende Abbildung zeigt die im Modell angenommene Entwicklung des flächenbezogenen Energieträgermix von 2005 bis 2050. Die angegebenen Werte beziehen sich auf den gesamten Wohngebäudebestand, also Neubau und Bestandsgebäude, Einfamilien- und Mehrfamiliengebäude sowie auf die bedingt sanierbaren Gebäude.

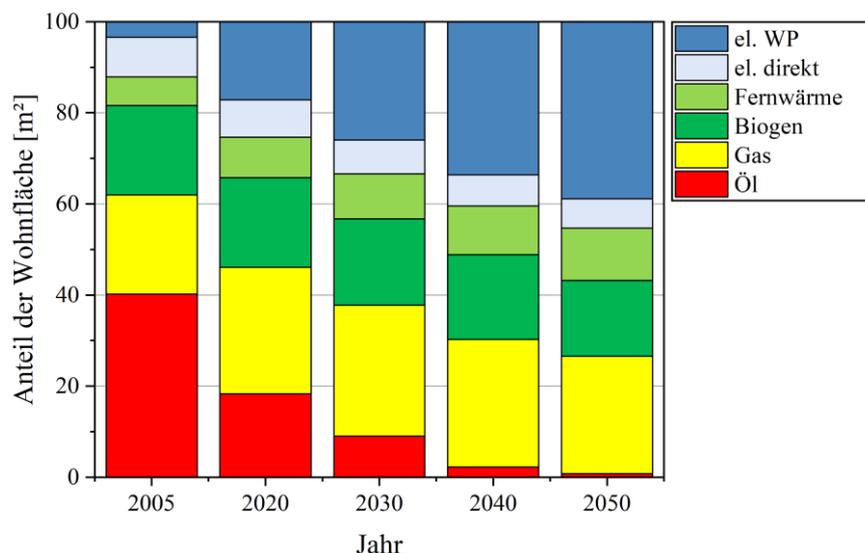


Abbildung 14: Anteil der verschiedenen Energieträger (bezogen auf m² WF) im Szenario Effizienz für 2005 bis 2050.

Der Flächenanteil von Ölheizungen nahm von 2005 bis 2020 um mehr als die Hälfte ab. Für die Dekade bis 2030 ist entsprechend dem Beschluss „climate emergency“ [10] nochmals eine Reduktion um 50 % hinterlegt, da im Neubau ab 2021 ein Verbot von Ölheizungen gilt und schon heute Förderungen für den Ausstieg aus dem Öl im Bestand gewährt werden. Bis 2040 sinkt der Anteil der Ölkessel auf fast null.

Die Flächenanteile von Fernwärme, Biomasse und elektrisch direkten Heizungen bleiben ab 2020 relativ konstant, was bei steigenden Gesamtflächen absolute Flächenzunahmen bei diesen Energieträgern bedeutet.

Der Flächenanteil wärmepumpenbeheizter Wohngebäude lag 2005 bei etwa 3 % des Gesamtbestandes und wird 2020 aufgrund der hohen Anteile im Neubau auf etwa 17 % steigen. 2030 wird mit 26 % schon mehr als ein Viertel der Gesamt-Wohnfläche und 2050 fast 40 % der Fläche mit Wärmepumpen beheizt. Im Neubau liegen die Wärmepumpen im EFH schon heute bei über 50 %, der Anteil wird in Zukunft weiter steigen. Auch in der Sanierung steigt der Anteil der Wärmepumpenheizungen, erreicht jedoch nicht die hohen Marktanteile wie im Neubau, da ein Teil des Ersatzes von Ölheizungen durch den Umstieg auf Gas erfolgt und da der Einsatz von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden nicht immer technisch möglich bzw. wirtschaftlich ist. Dies gilt vor Allem für unsanierte Gebäude.

Somit bleibt der Flächenanteil der Gasheizungen ohne weitere energiepolitische Maßnahmen von 2020 bis 2040 mit etwa 30 % relativ konstant und sinkt erst danach leicht ab.

3.4 Sektor Gebäude – Nichtwohngebäude

Während der Wohngebäudebestand statistisch relativ gut erfasst und kategorisiert ist, ist die Datenlage bezüglich des Bestandes an Nicht-Wohngebäuden deutlich schlechter.

Als Grundlage für die weiteren Betrachtungen wurde daher eine Bestandsanalyse durchgeführt, in der zunächst die verschiedenen Arten der Kategorisierung von Nicht-Wohngebäuden verglichen wurden. Im zweiten Schritt wurden verschiedene Quellen zu Gebäudeflächen pro Kategorie ausgewertet, dritter Schritt war die Abschätzung der mittleren spezifischen Energiekennwerte pro Gebäudekategorie und des Energieträgermix.

Aufbauend auf die Ergebnisse der Bestandsanalyse wurde die zukünftige Entwicklung der Nutzflächen der einzelnen Kategorien sowie der energetischen Qualitäten von Neubau und Sanierung hergeleitet. Dazu wurden analog zur Vorgehensweise bei den Wohngebäuden auch Annahmen für Einflussfaktoren wie die Abriss- und Sanierungsrate sowie zur Entwicklung des Energieträgermix getroffen.

Wegen der ungenügenden Datenlage zum Nicht-Wohngebäudebestand sind die im Folgenden dargestellten Annahmen und Randbedingungen und darauf aufbauend die Ergebnisse für die Entwicklung des zukünftigen Energiebedarfs mit größeren Unsicherheiten behaftet als die für den Wohnbau.

3.4.1 Unterteilung in Gebäudekategorien

Zur Kategorisierung der Nicht-Wohngebäude wurden verschiedene Ansätze verglichen (GWR, OIB, Europäischer Ansatz). Für die gegenständliche Studie wurde auf die Methodik

des Österreichischen Institut für Bautechnik zurückgegriffen. Diese differenziert in OIB Richtlinie 6 zwischen 13 Kategorien von Nicht-Wohngebäuden: Bürogebäude, Kindergärten und Pflichtschulen, Höhere Schulen und Hochschulen, Krankenhäuser, Pflegeheime, Pensionen, Hotels, Gaststätten, Veranstaltungsstätten, Sportstätten Verkaufsstätten, Hallenbäder und sonstige konditionierte Gebäude [38].

Für jede der 13 Kategorien wurden Daten zur aktuellen Fläche in Vorarlberg aus verschiedenen Quellen recherchiert.

3.4.2 Abrissrate

Statistische Daten zum Abriss von Nichtwohngebäuden werden nicht landeseinheitlich erhoben. Die Abrissrate wurde daher auf Basis der für den Wohnbau bestimmten Abrissrate [14][20] von 0,33 % p.a. auf 0,6 % p.a. geschätzt, da einige Kategorien von Nichtwohngebäuden tendenziell geringere Nutzungsdauern haben als Wohngebäude.

3.4.3 Leerstand

Da keine verlässlichen Angaben zum Leerstand verfügbar waren, wurde der Leerstand nicht berücksichtigt. Damit wurde die gesamte Nutzfläche als konditioniert betrachtet.

3.4.4 Entwicklung der Gesamt-Nutzfläche und der Flächen je Kategorie

Die Datenlage zur aktuellen Fläche von Nicht-Wohngebäuden ist unbefriedigend und unterscheidet sich – auch wegen der in verschiedenen Statistiken verwendeten differierenden Kategorisierungen – von Kategorie zu Kategorie stark. Gebäude in öffentlicher Hand sowie Bildungseinrichtungen und Gebäude des Gesundheitswesens sind in der Regel deutlich besser erfasst als zum Beispiel Bürogebäude oder Gaststätten. Sonstige konditionierte Gebäude sind am schlechtesten erfasst und umfassen einen sehr heterogenen Bestand. Wie die folgende Abbildung zeigt, entfällt ein gutes Drittel der konditionierten Fläche auf die Kategorie „Sonstige“.

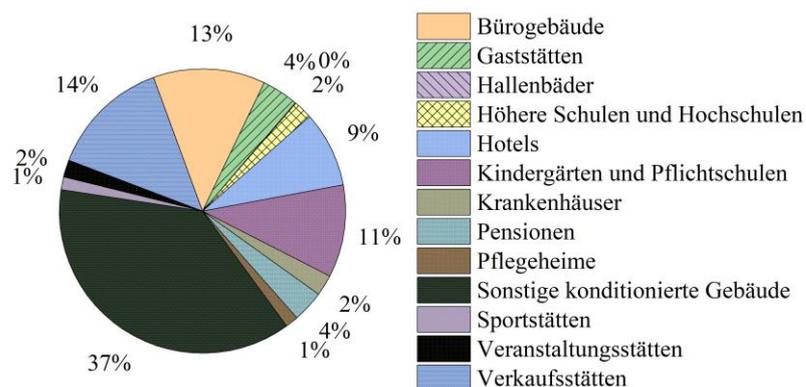


Abbildung 15: Konditionierte Nutzgesamtläche nach Kategorie (Total: ca. 11,1 Millionen m²)

Die konditionierte Nettogrundfläche beträgt in Summe aller Kategorien etwa 11,1 Mio. m². Dieser in der gegenständlichen Studie verwendete Wert stimmt gut mit einer Sonderauswertung des GWR überein, die für Vorarlberg 10,96 Mio. m² NGF in NiWo ausweist.

Flächenmäßig größte Einzelkategorien sind Verkaufsstätten, Büros sowie Kindergärten und Pflichtschulen.

Zur Abschätzung der Entwicklung der Flächenentwicklung in den verschiedenen Gebäudekategorien wurde in einem ersten Schritt der folgende Ansatz verfolgt:

- Für den Großteil der Kategorien wurde die Flächenentwicklung als proportional zur Bevölkerungsentwicklung angenommen.
- Für die Kategorien des Bildungswesens, also Kindergärten, Pflichtschulen, höhere Schulen und Hochschulen wurde das Flächenwachstum an das von der STATISTIK AUSTRIA prognostizierte Bevölkerungswachstum bei der Gruppe der unter 20-jährigen gekoppelt.
- Für Pflegeheime wurde die Flächenentwicklung an das Bevölkerungswachstum der über 60-jährigen gekoppelt.
- Für Gebäude des Tourismussektors wurde auf Basis einer Analyse der Entwicklung der vergangenen Jahre davon ausgegangen, dass die Gesamtbettenzahl und die Gesamt-Nutzfläche in etwa gleichbleibt und dass der Trend zu einer Reduktion des Bettenangebots der Privatanbieter bei gleichzeitiger Steigerung der Bettenzahl in der Hotellerie anhält.

Im Zuge einer Plausibilitätsprüfung der Annahmen für die zukünftige Flächenentwicklung wurde der Flächenzuwachs der Nicht-Wohngebäude während der letzten Jahre ausgewertet. Da der Zubau von Nicht-Wohngebäuden in den vergangenen Jahren um etwa 38 % höher war, als nach dem o.g. Ansatz der Kopplung an die Bevölkerungsentwicklung, wurde die Annahme für die Flächenentwicklung der Nicht-Wohngebäude um den Faktor 1,38 korrigiert. Die aus aktuellen Flächen, Neubau und Abrissrate bestimmte Entwicklung der zukünftigen Nutzfläche der Nicht-Wohngebäude ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

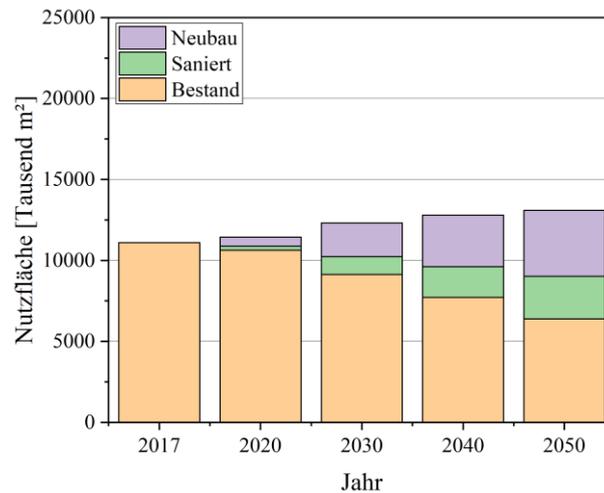


Abbildung 16: Nutzfläche der Nichtwohngebäude und deren Entwicklung bis 2050 aufgeteilt in Bestand, Neubau und saniert

Wie zu erkennen ist, steigt die Gesamt-Nutzfläche von knapp 11,1 Mio. m² im Jahr 2017 auf etwa 13,1 Mio. m² im Jahr 2050. Der Anteil der sanierten Gebäude bleibt relativ gering. Die folgende Abbildung zeigt die Verteilung der Flächen auf die unterschiedlichen Kategorien.

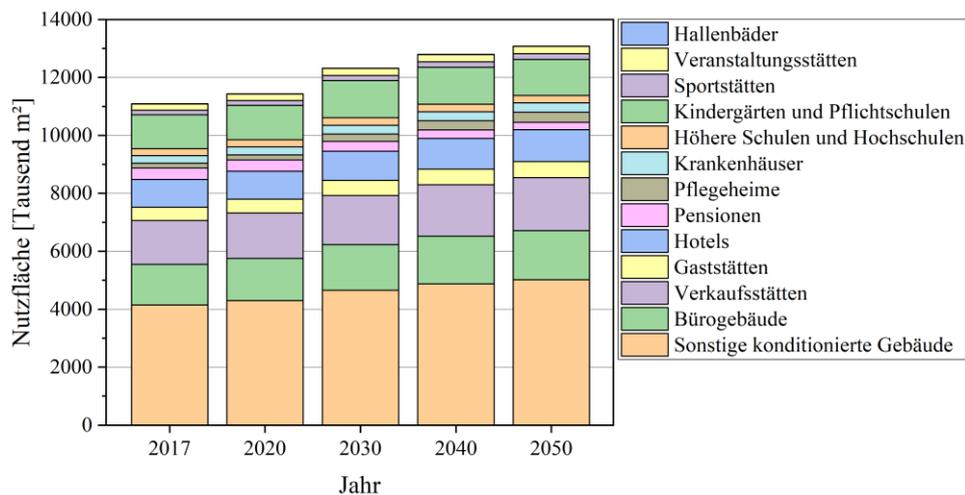


Abbildung 17: Entwicklung der Nutzfläche der Nichtwohngebäude bis 2050 nach Kategorien

3.4.5 Mittlere energetische Qualität Neubau und Sanierung

Eine systematische Analyse der energetischen Qualität des Bestandes der verschiedenen Kategorien von Nicht-Wohngebäude liegt weder auf Landes- noch auf Bundesebene vor. Zur Abschätzung des Gesamt-Energiebedarfs der Nichtwohngebäude wurden daher die verfügbaren Daten zur energetischen Qualität zusammengetragen. Die Daten stammen unter anderem aus amtlichen Statistiken, von der Wirtschaftskammer und zu einem wesentlichen Teil aus dem EBO, einem Energiemonitoringtool für e5-Gemeinden sowie aus Verbrauchsdatenerfassungen für Landesgebäude [39]. Während die energetische Qualität der öffentlichen Gebäude (Gemeinden und Land) anhand der für große Teile des Bestandes verfügbaren realen Energieverbräuche gut beschrieben werden kann, wurden für die anderen Gebäudetypen

Werte aus benchmarking-Systemen in Deutschland (VDI 3807:2014 Blatt 2) [40] [41] und der Schweiz übernommen. Für den Neubau wurden in einigen Kategorien die Zielwerte der SIA 2024 [42] angenommen. Je Kategorie wurde zwischen unsanierten Bestandsgebäuden, sanierten Gebäuden und Neubauten unterschieden.

Die Annahmen für die mittlere energetische Qualität unsanierter Bestandsgebäude, sanierter Gebäude und von Neubauten aller Kategorien sind in Tabelle 10 zusammengestellt.

Für einige Kategorien wie Kindergärten und Schulen, Krankenhäuser und Bürogebäude konnten die Mittelwerte der real gemessenen Energieverbräuche aus dem EBO bzw. aus den Verbrauchsaufzeichnungen des Landes verwendet werden, andere wurden gemäß benchmark-Werten aus unterschiedlichen Quellen angenommen.

Der Wärmebedarf sanierter Gebäude wurde im behandelten Effizienz-Szenario mit 30 % über dem Wert von Neubauten der gleichen Kategorie angenommen, der Strombedarf mit 10 % über dem Wert von Neubauten

Tabelle 10: Annahmen bezüglich der Energiekennwerte unsanierter Bestandsgebäude, sanierter Gebäude und Neubauten je Kategorie

Kategorie	Bestand /Neubau	spez. Wärmeverbrauch kWh/ (m ² NFa)	Quelle	spez. Stromverbrauch kWh/ (m ² NFa)	Quelle
Bürogebäude	Bestand	106	Modell	33	Modell
Bürogebäude	Saniert	48	Annahme	22	
Bürogebäude	Neubau	37	EBO	20	SIA Zielwert
Kindergärten und Pflichtschulen	Bestand	76	Modell	20	Modell
Kindergärten und Pflichtschulen	Saniert	38	Annahme	7	
Kindergärten und Pflichtschulen	Neubau	29	EBO	6	EBO
Höhere Schulen und Hochschulen	Bestand	77	Modell	30	Modell
Höhere Schulen und Hochschulen	Saniert	57	Annahme	8	
Höhere Schulen und Hochschulen	Neubau	44	EBO	7	EBO
Krankenhäuser	Bestand	182	Modell	95	Modell
Krankenhäuser	Saniert	156	Annahme	87	
Krankenhäuser	Neubau	120	KHBG	79	KHBG
Pflegeheime	Bestand	96	Modell	52	Modell
Pflegeheime	Saniert	73	Annahme	20	
Pflegeheime	Neubau	56	EBO	18	EBO
Hallenbäder	Bestand	1.506	Modell	982	Modell
Hallenbäder	Saniert	1.300	Annahme	330	
Hallenbäder	Neubau	1.000	VDI/EBO	300	VDI/EBO
Sportstätten	Bestand	128	Modell	45	Modell
Sportstätten	Saniert	52	Annahme	20	
Sportstätten	Neubau	40	EBO	18	EBO
Veranstaltungsstätten	Bestand	104	Modell	38	Modell
Veranstaltungsstätten	Saniert	68	Annahme	4	
Veranstaltungsstätten	Neubau	52	VDI/EBO	4	VDI/EBO
Pensionen	Bestand	143	Modell	19	Modell
Pensionen	Saniert	113	Annahme	13	
Pensionen	Neubau	87	VDI	12	-
Hotels	Bestand	161	Modell	67	Modell
Hotels	Saniert	128	Annahme	45	
Hotels	Neubau	99	VDI	41	VDI
Gaststätten	Bestand	272	Modell	80	Modell
Gaststätten	Saniert	131	Annahme	54	
Gaststätten	Neubau	101	VDI	49	VDI
Verkaufsstätten	Bestand	132	Modell	74	Modell
Verkaufsstätten	Saniert	113	Annahme	55	
Verkaufsstätten	Neubau	87	VDI	50	
Sonstige konditionierte Gebäude	Bestand	51	Modell	11	Modell
Sonstige konditionierte Gebäude	Saniert	47	Annahme	3	
Sonstige konditionierte Gebäude	Neubau	36	VDI	3	VDI

3.4.6 Sanierungsrate Gebäudehülle

Auch für die Sanierungsrate der Nichtwohngebäude liegen keine Daten vor. Die Sanierungsrate der Hülle wurde mit konstant 0,8 % p.a. angenommen, d.h. niedriger, als im Wohnbau.

3.4.7 Kesselaustauschrate

Statistische Angaben zur Kesselaustauschrate in Nicht-Wohngebäuden sind nicht vorhanden. Bei der Entwicklung des Energieträgermix wurde berücksichtigt, dass ein Austausch des Wärmeerzeugers in der Regel nur wirtschaftlich ist, wenn er seine technische Lebensdauer von etwa 20 bis 30 Jahren annähernd erreicht hat. Diese Tatsache begrenzt die Geschwindigkeit der Veränderung des Energieträgermix.

3.4.8 Entwicklung des Energieträgermix

Einheitlich aufbereitete statistische Daten zu den Anteilen der Energieträger bei der Beheizung von Nicht-Wohngebäuden sind derzeit mit Ausnahme der öffentlichen Gebäude nicht verfügbar. Grobe Anhaltswerte können den EAWZ-Berichten entnommen werden oder aus dem Energieverbrauch abgeleitet werden. Dieser ist in der Nutzenergieanalyse für öffentliche und private Dienstleistungen separat ausgewiesen [43].

Für die gegenständliche Studie

Für die gegenständliche Studie wurde wie bei den Wohngebäuden davon ausgegangen, dass der Anteil der ölbeheizten Gebäude als Umsetzung des climate-emergency-Beschlusses des Landtags rasch reduziert wird. Für den Anteil wärmepumpenbeheizter Gebäude wurden deutliche Steigerungen angenommen, für Fernwärme und Biomasse etwa gleichbleibende Flächenanteile, für elektrisch-direkte Systeme leicht sinkende Anteile. Für Gas wurde angenommen, dass der Flächenanteil relativ langsam zurückgeht, so wurde selbst im Jahr 2050 noch ein Neubau-Anteil von 16 % angenommen.

Die beschriebene Entwicklung des Energieträgermix repräsentiert eine Energiepolitik, die – außer bezüglich des beschleunigten Ausstiegs aus Öl – keine weiteren Maßnahmen setzt. Sollte es in absehbarer Zeit zu einem System der Bepreisung von CO₂ durch Steuern oder ein Emissionshandelssystem kommen, könnte die Dekarbonisierung deutlich schneller voranschreiten.

Die beschriebene Entwicklung des Energieträgermix bei den Nichtwohngebäuden von 2017 bis 2050 ist in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Annahmen bezüglich des Energieträgermix der Vorarlberger Nicht-Wohngebäude differenziert nach Bestand saniert und Neubau (bezogen auf Nutzenergie, entspricht in etwa den Flächen)

Bestand						
Jahr	Heizöl	Gas	Elektrisch direkt	Wärmepumpe	Fernwärme	Biomasse
2017	10 %	53 %	11 %	5 %	9 %	12 %
2020	9 %	52 %	11 %	7 %	9 %	12 %
2030	5 %	54 %	10 %	10 %	9 %	12 %
2040	0 %	55 %	8 %	15 %	10 %	12 %
2050	0 %	51 %	7 %	20 %	10 %	12 %
Saniert						
Jahr	Heizöl	Gas	Elektrisch direkt	Wärmepumpe	Fernwärme	Biomasse
2017	6 %	53 %	10 %	10 %	9 %	12 %
2020	5 %	52 %	10 %	12 %	9 %	12 %
2030	2 %	53 %	10 %	15 %	9 %	12 %
2040	0 %	54 %	7 %	18 %	9 %	12 %
2050	0 %	49 %	5 %	25 %	9 %	12 %
Neubau						
Jahr	Heizöl	Gas	Elektrisch direkt	Wärmepumpe	Fernwärme	Biomasse
2017	0 %	36 %	5 %	35 %	15 %	9 %
2020	0 %	31 %	5 %	40 %	15 %	9 %
2030	0 %	26 %	5 %	45 %	15 %	9 %
2040	0 %	21 %	5 %	50 %	15 %	9 %
2050	0 %	16 %	5 %	55 %	15 %	9 %

3.5 Sektor Gebäude – Wohn- und Nichtwohngebäude

Im Folgenden werden die in den vorherigen Kapiteln getrennt nach Wohn- und Nicht-Wohngebäude dargestellten Randbedingungen bzw. Status-Quo-Werte für den Gesamt-Gebäudebestand, also in Summe der Wohn- und der Nichtwohngebäude dargestellt. Diese Zusammenschau erfolgt am Beispiel der aktuellen Flächen.

In der folgenden Abbildung sind die Flächenanteile der verschiedenen Typen von Wohngebäuden und der 13 Kategorien von Nicht-Wohngebäuden zusammengefasst. Der Stand entspricht etwa dem Jahr 2015.

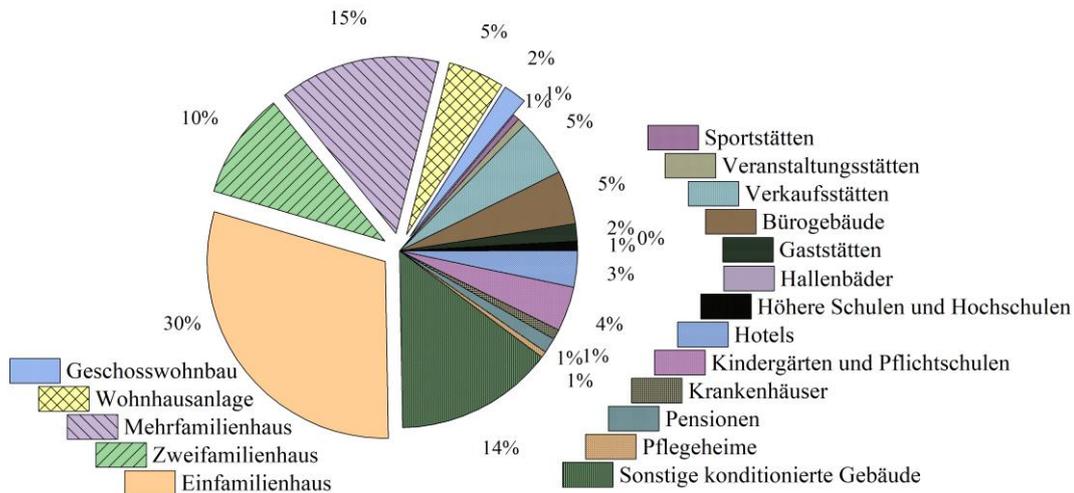


Abbildung 18: Anteile der verschiedenen Gebäudekategorien der Wohn- und Nichtwohngebäude an der Gesamtfläche (konditioniert) von 28,7 Mio. m²

Die Gesamtfläche des Bestandes an Wohn- und Nichtwohngebäuden Vorarlbergs beträgt ca. 28,7 Mio. m² (Summe aus Wohn- und Nutzflächen). Der Flächenanteil der Wohngebäude beträgt 61 %, der Anteil der Nicht-Wohngebäude ist mit 39 % erheblich.

Im Sektor der Wohngebäude überwiegt die Fläche der Einfamilienhäuser, unter den Nicht-Wohngebäuden haben Verkaufsstätten und Bürogebäude die größten Anteile. Mehr als 14 % fallen in die Kategorie sonstige konditionierte Gebäude, in der Nichtwohngebäude zusammengefasst werden, die keiner der 12 Einzelkategorien zuzuordnen sind.

3.6 Sektor Mobilität

Für den Modal-Split und den Anteil an Fahrzeugen mit alternativem Antrieb werden die Ergebnisse der Fortführung des Vorarlberger Mobilitätskonzeptes übernommen. Diese sind in Tabelle 12 dargestellt.

3.7 Sektor Industrie und Gewerbe

Für den Sektor Industrie und Gewerbe wird die Entwicklung des Produktionsindex nach Abbildung 9 aus Kapitel 3.2 verwendet.

3.8 Sektor Landwirtschaft

Die Daten für die Regressionsanalyse des Sektors Landwirtschaft entstammen dem Energie- und Monitoringbericht [1].

Tabelle 12: Modal Split Ziele des Landes Vorarlberg 2030 (adaptiert aus [5])

Verkehrsmittel	Wegeanteile in %		Verkehrsleistung in Mio. km/Jahr	
	2017	Ziel 2030	2017	Ziel 2030
Öffentlicher Ver- kehr	Bahn	5	634	919
	Bus	9	367	410
Fahrrad	16	21	237	331
Fußgänger	18	18	117	118
Pkw-Lenker	41	34	2386	2126
Pkw-Mitfahrer	9	10	482	578
Motorrad	2	1	66	46
Summe	100	100	4290	4528

3.9 Sektor Energiebereitstellung

Für den Bereich der Erzeugung liegen lediglich zwei Rahmenbedingungen vor, die sich aus bisherigen Landtagsbeschlüssen ergeben:

- 1) es sollen keine Freiflächen-PV-Anlagen betrachtet werden
- 2) es sollen keine Gewässer der Kategorie 1 für die Wasserkraft verwendet werden

4 Endenergiebedarf und Energiebereitstellung

In den folgenden Kapiteln wird der Endenergiebedarf in den vier Sektoren sowie die Energiebereitstellung regional verfügbarer Energieträger betrachtet.

4.1 Gebäude

Unter den in Kapitel 3.3 und 3.4 beschriebenen Annahmen und Randbedingungen ergeben sich die in den folgenden Kapiteln dargestellten Entwicklungen des Endenergiebedarfs. Alle Ergebnisse beziehen sich auf das im Rahmen dieser Studie untersuchte Szenario Effizienz, in dem für Neubau und Sanierung die Umsetzung des nach heutigem Stand kostenoptimalen Energieniveaus angenommen wird. Dieses entspricht im Neubau dem im Modellvorhaben KliNaWo erfolgreich in der Praxis getesteten Ambitionsniveau und setzt damit deutlich höheren Qualitäten in Neubau und Sanierung voraus, als sie in der aktuellen BTV gefordert werden.

4.1.1 Wohngebäude

In Abbildung 19 ist zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarf der Wohngebäude nach Anwendung (RH=Raumheizung, WW=Warmwasser, HS=Hilfsstrom, HHS=Haushaltsstrom) von 2005 bis 2050 im Szenario Effizienz dargestellt.

Wie zu erkennen ist, führt der Einsatz von hohen Qualitäten bei den Bau- und Technikkomponenten trotz des deutlichen Wohnflächenzuwachses zu merklichen Reduktionen des Gesamt-Endenergiebedarfs für alle Anwendungen. Der Ausgangswert von knapp 3.200 GWh/a im Jahr 2005 kann bis 2030 auf knapp 2.500 GWh/a und bis 2050 auf ca. 1.950 GWh/a verringert werden. Dies entspricht Reduktionen von 22 % bis 2030 und von etwa 39 % bis 2050. Hierbei spielt neben der hochwertigen Sanierung auch die gesteigerte Qualität des Neubaus eine entscheidende Rolle.

Im Ausgangszustand 2005 dominiert die Raumwärme mit 2.300 GWh/a (72 %) eindeutig die Endenergienachfrage. Auch bei den unterstellten deutlich verbesserten, kostenoptimalen Gebäudehüllqualitäten bleibt die Raumwärme bis 2050 die dominierende Anwendung.

Für die Verbesserung der Effizienz kommt es darauf an, sowohl im Bereich der Gebäudehülle und der Lüftungskonzepte als auch bei der Wärmeversorgung (Erzeugung, Speicherung, Verteilung) kombinierte Strategien im Gesamtbestand zu etablieren. Durch den Einsatz höherer Qualitäten wie im Szenario Effizienz sinkt der Endenergiebedarf für Raumwärme spürbar und beträgt 2030 etwa 1.710 GWh/a und im Jahr 2050 ca. 1.280 GWh/a, was Reduktionen von 25 % bzw. 44 % gegenüber dem Wert von 2005 entspricht.

Für die Warmwasseranwendungen, welche 2005 bei knapp über 300 GWh/a lagen, sind nur geringe Effizienzverbesserungen erzielbar. Das liegt einerseits an den Hygienebestimmungen (z.B. Schutz vor Legionellen), die hohe Betriebstemperaturen oder aufwändige Verteilssysteme erfordern und andererseits an den steigenden Komfortansprüchen der Nutzer. Gerade im Bereich der Warmwasseranwendungen sind daher neue Effizienzstrategien (z.B. Duschwasser-Wärmerückgewinnung) von hohem Interesse. Eine leichte Effizienzverbesserung wird im gewählten Szenario Effizienz unterstellt (bessere Wirkungsgrade Wärmerezeuger, höhere Anteile Wärmepumpenheizungen), so dass trotz steigender Einwohnerzahl der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung geringfügig gesenkt werden kann.

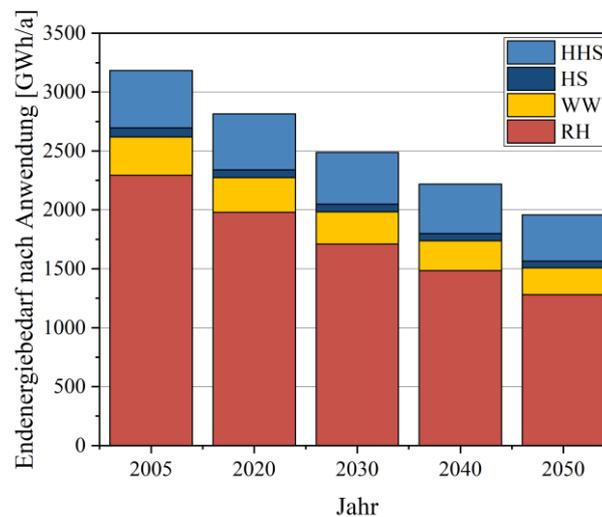


Abbildung 19: Endenergiebedarf der Wohngebäude nach Anwendung und zeitliche Entwicklung 2005 bis 2050 im Szenario Effizienz (RH=Raumheizung, WW=Warmwasser, HS=Hilfsstrom, HHS=Haushaltsstrom)

Bei den Stromanwendungen Hilfsstrom und Haushaltsstrom, welche in Abbildung 19 und Abbildung 20 in blau dargestellt sind, ist der Effekt im gewählten Szenario Effizienz ähnlich wie beim Warmwasser. Treiber sind hier das Bevölkerungswachstum und neue Stromanwendungen in den Haushalten. Im EffizienzszENARIO kann der Endenergiebedarf für Strom jedoch nach und nach reduziert werden. Dies gelingt vor allem durch Effizienzsteigerungen bei Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Kleinanwendungen (z.B. Stand-by-Funktionen, Kommunikationselektronik) aber auch durch Verbesserung der Nutzungseffizienz (z.B. durch Bewegungsmelder, schaltbare Steckdosen und Zeitschaltuhren). Im Effizienz-Szenario sinken die Werte für den Haushaltsstrom daher von 490 GWh/a im Jahr 2005 auf 440 GWh/a bis 2030 und auf 390 GWh/a im Jahr 2050. Der Hilfsstrom von etwa 70 GWh/a im Jahr 2005 kann geringfügig gesenkt werden.

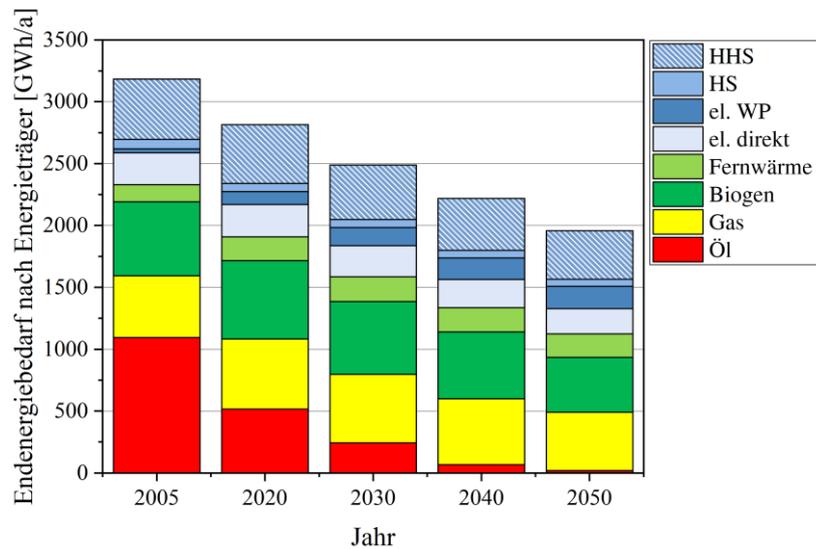


Abbildung 20: zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs der Wohngebäude nach Energieträger im Szenario Effizienz (HHS=Haushaltsstrom, HS=Hilfsstrom, el. WP=Strombezug Wärmepumpen)

In Abbildung 20 ist der Endenergiebedarf der Wohngebäude nach Energieträger und zeitliche Entwicklung 2005 bis 2050 im Szenario Effizienz dargestellt. Durch die vorher beschriebene Energieträgerverteilung auf die Flächen, ergibt sich der Endenergiebedarf je Energieträger. Bei allen Energieträgern, außer bei der Wärmepumpe verhält sich die Flächenverteilung und der Endenergiebedarf äquivalent. Bei der Wärmepumpe ist der flächenmäßige Anteil etwa um die gemittelte Jahresarbeitszahl größer als der Anteil am Endenergiebedarf.

Der Endenergiebedarf der Ölheizungen nahm von 2005 bis 2020 um mehr als die Hälfte auf etwa 520 GWh/a ab und wird bis 2020 nochmals um 50 % auf 240 GWh/a abnehmen, da in den Berechnungen eine Umsetzung der entsprechenden Maßnahme im Landtagsbeschluss climate emergency [10] unterstellt wird. Bis 2040 sinkt der Endenergiebedarf Öl auf fast Null.

Der Energieverbrauch für Gas nimmt ohne weitere politische Maßnahmen nur sehr langsam ab, da ein Umstieg von Öl auf Wärmepumpe in unsanierten Bestandsgebäuden nicht immer technisch möglich bzw. wirtschaftlich ist.

Die Energieverbräuche für erneuerbare Fernwärme und Biomasse bleiben in etwa konstant.

Der Strombedarf der Wärmepumpen nahm von 2005 bis 2020 von 30 GWh/a auf 110 GWh/a zu und wird über 146 GWh/a im Jahr 2030 bis 2050 auf 180 GWh/a ansteigen.

Der Strombedarf von Elektrodirektheizungen (inkl. Warmwasser) lag im Jahr 2005 mit rund 260 GWh/a sehr hoch und wird ohne weitere politische Maßnahmen nur langsam zurückgehen. Für 2030 wird ein Wert von etwa 250 GWh/a, für 2050 ein weiterer Rückgang auf ca. 205 GWh/a erwartet. Die Entwicklung des Haushalts- und des Hilfsstroms wurden in Abbildung 19 beschrieben.

Fazit zur Entwicklung des Endenergiebedarfs der Wohngebäude 2030 und 2050:

- Der Gesamt-Endenergiebedarf für alle Anwendungen kann trotz steigender Gesamt-Wohnfläche um 22 % bis 2030 und um 39 % bis 2050 reduziert werden.
- Da die Raumheizung mit einem Anteil von 72 % am Gesamt-Endenergiebedarf im Jahr 2005 die bei Weitem überwiegende Anwendung ist, ist die Reduktion des Heizwärmebedarfs in Neubau und Sanierung von zentraler Bedeutung.
- Das bedeutet, dass gesteigerte Sanierungsraten und hohe Qualitäten von Neubau und Sanierung, so wie im Szenario Effizienz hinterlegt, unabdingbar sind.
- Der Jahres-Endenergiebedarf für Heizung kann bis 2030 um 25 % und bis 2050 um 44 % gegenüber dem Ausgangswert von 2005 reduziert werden. Die Reduktionen sind etwas größer als die des Heizwärmebedarfs, weil zusätzlich zur Reduktion des Heizwärmebedarfs auch die Effizienz der Energieversorgung gesteigert wird und der Anteil an Wärmepumpen deutlich steigt.
- Wärmeanwendungen (Heizung und Warmwasser) bleiben trotz einer deutlichen Reduktion (-24 % bis 2030, -42 % bis 2050) dominant.
- Der Anteil von Öl wird im Jahr 2030 um mehr als 50 % gegenüber 2020 reduziert
- Gas und Elektro-Direktheizung bleiben ohne gezielte Maßnahmen in etwa konstant.
- Damit die dargestellte Reduktion des Haushaltsstromes erreicht werden kann, müssen auch in diesem Bereich zusätzliche konkrete Maßnahmen gesetzt werden.
- Neben den dargestellten Jahreswerten des Energiebedarfs muss in Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen volatiler, erneuerbarer Energien auch der jahreszeitliche Verlauf des Bedarfs und der Erzeugung beachtet werden (Sommer/Winterproblematik). Erläuterungen zu diesem Thema finden sich in Kapitel 7.1.

4.1.2 Nichtwohngebäude

Anhand der in Kapitel 3.4.4 hergeleiteten Nutzflächen und der durchschnittlichen spezifischen Bedarfe für Wärme und Strom pro Kategorie wurde der gesamte Energieverbrauch des Vorarlberger Nichtwohngebäudeparks abgeschätzt. Die in der folgenden Abbildung 21 dargestellten Werte enthalten nicht die Prozessenergie, da diese dem Sektor Industrie zugeordnet wird.

Der Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser inkl. Verteil- und Speicherverlusten der Vorarlberger NWG liegt bei rund 1.122 GWh pro Jahr. Im Vergleich zur Fläche nehmen sonstige konditionierte Gebäude einen deutlich geringeren Anteil ein, während Verkaufsstätten, Hotels, Gaststätten, Krankenhäuser und Hallenbäder einen relativ hohen Wärmeverbrauch pro Fläche aufweisen.

Der Stromverbrauch liegt mit 400 GWh pro Jahr deutlich unter dem Wärmeverbrauch. Auffallend ist jedoch, dass die Kategorie Verkaufsstätten mit rund 112 GWh einen

verhältnismäßig hohen Stromverbrauch aufweisen. Es wird angenommen, dass auch die Energie der Kühl- und Tiefkühltruhen von Lebensmittelmärkten dafür verantwortlich ist. Somit liegt der jährliche Nutzenergieverbrauch des Vorarlberger Nichtwohngebäudeparks bei insgesamt 1.522 GWh.

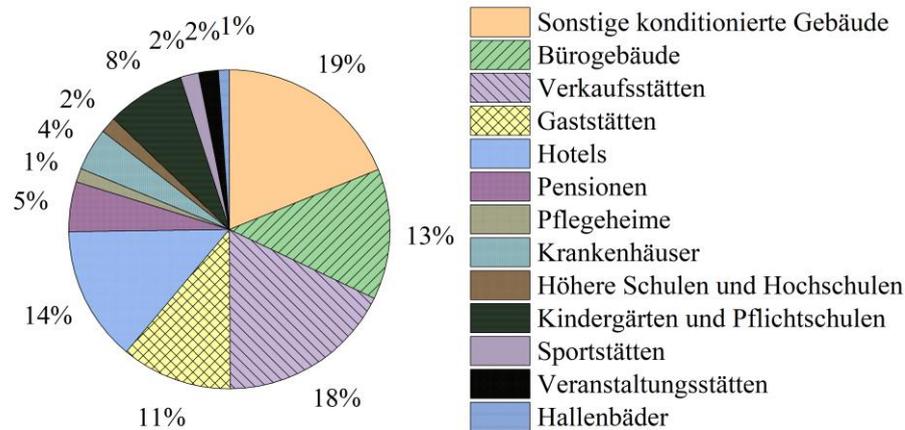


Abbildung 21: Anteile am Wärmeverbrauch nach Kategorien der Nichtwohngebäude getrennt

In der folgenden Abbildung 22 ist die Entwicklung des Nutzenergiebedarfs des Nicht-Wohngebäudebestandes sowie seines Betriebsstrombedarfs dargestellt. Die darauffolgende Abbildung 23 zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfs nach Energieträgern.

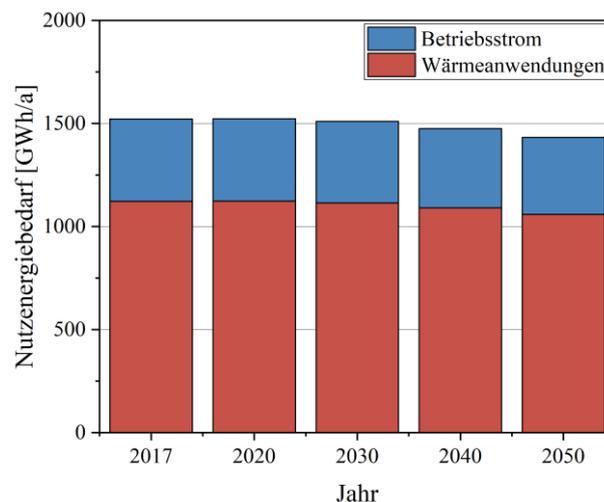


Abbildung 22: Zeitliche Entwicklung des Nutzenergiebedarfs für Wärme der Nichtwohngebäude sowie ihres Betriebsstrombedarfs nach Anwendung im Szenario Effizienz.

Unter den in Kapitel 3 erläuterten Annahmen kann der Nutzenergiebedarf der Nicht-Wohngebäude für Wärme bis 2050 nur geringfügig von etwa 1.122 GWh/a auf 1.060 GWh/a verringert werden. Aufgrund des starken Flächenzuwachses reichen die Einsparungen durch erhöhte Effizienz der Hülle nicht für stärkere Reduktionsraten.

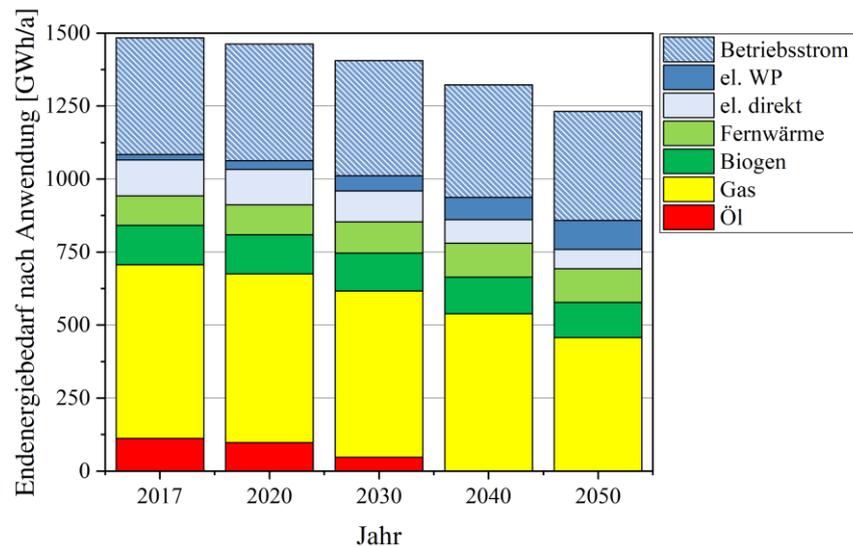


Abbildung 23: Zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs der Nichtwohngebäude nach Energieträger im Szenario Effizienz (el. WP=Strombezug Wärmepumpen)

Wie zu erkennen ist, kann der Endenergiebedarf für Wärme stärker verringert werden, als der Nutzenergiebedarf für Wärme. Der Bedarf sinkt von 1.084 GWh/a im Jahr 2017 über 1.011 GWh/a im Jahr 2030 auf 859 GWh/a im Jahr 2050. Dies entspricht einer Reduktion von 21 % bis 2050. Grund für die im Vergleich zum Nutzwärmebedarf stärkere Reduktion des Endenergiebedarfs für Wärme ist der zunehmende Anteil der wärmepumpenbeheizten Gebäude. Aufgrund der höheren Effizienz der Wärmepumpen im Vergleich zu den anderen Wärmeerzeugern sinkt der Endenergiebedarf für Wärmeanwendungen von 1.500 GWh/a im Jahr 2017 auf knapp 1.250 GWh/a im Jahr 2050.

Fazit zur Entwicklung des Endenergiebedarfs der Nicht-Wohngebäude 2030 und 2050:

- Der Gesamt-Endenergiebedarf für alle Anwendungen kann trotz steigender Gesamt-Nutzfläche von 2017 bis 2050 um etwa 17 % reduziert werden.
- Da die Raumheizung mit einem Anteil von 73 % am Gesamt-Endenergiebedarf im Jahr 2017 die bei Weitem überwiegende Anwendung ist, ist die Reduktion des Heizwärmebedarfs in Neubau und Sanierung von zentraler Bedeutung.
- Das bedeutet, dass gesteigerte Sanierungsraten und hohe Qualitäten von Neubau und Sanierung, so wie im Szenario Effizienz hinterlegt, unabdingbar sind.
- Der Jahres-Endenergiebedarf für Heizung kann bis 2030 um 7 und bis 2050 um 21 % gegenüber dem Ausgangswert von 2017 reduziert werden.
- Der Endenergiebedarf für Heizung bleibt trotz einer deutlichen Reduktion bis 2050 dominant.
- Der Anteil von Öl wird im Jahr 2030 um mehr als 50 % gegenüber 2020 reduziert
- Gas und Elektro-Direktheizung nehmen ohne gezielte Maßnahmen nur langsam ab.
- Damit die dargestellte Reduktion des Nutzerstroms erreicht werden kann, müssen auch in diesem Bereich zusätzliche konkrete Maßnahmen gesetzt werden.

- Große Dachflächenpotenziale sollten für PV genutzt werden, dadurch kann die Wirtschaftlichkeit von Energiesparmaßnahmen gesteigert werden. Die Maßnahme PV-Ausbau ist von besonderer Bedeutung, da sie den Anteil von PV-Strom, der für Elektro-Mobilität genutzt werden kann, steigert: Ein Teil der Elektro-PKW steht tagsüber nicht am Wohnort, sondern am Arbeitsplatz und kann hier beladen werden. Die Maßnahme ist im Nicht-Wohnbau auch deshalb interessant, weil durch die überwiegende Nutzung am Tag höhere Gleichzeitigkeiten zwischen PV-Stromerzeugung und Bedarf bestehen.
- Neben den dargestellten Jahreswerten des Energiebedarfs muss in Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen volatiler, erneuerbarer Energien auch der jahreszeitliche Verlauf des Bedarfs und der Erzeugung beachtet werden (Sommer/Winterproblematik). Erläuterungen zu diesem Thema finden sich in Kapitel 7.1.

4.1.3 Gebäude als Summe aus Wohn- und Nichtwohngebäude

In Abbildung 24 ist die Entwicklung des Gesamt-Endenergiebedarfs der Wohn- und Nichtwohngebäude nach Energieträger von 2005 bis 2050 im Szenario Effizienz dargestellt.

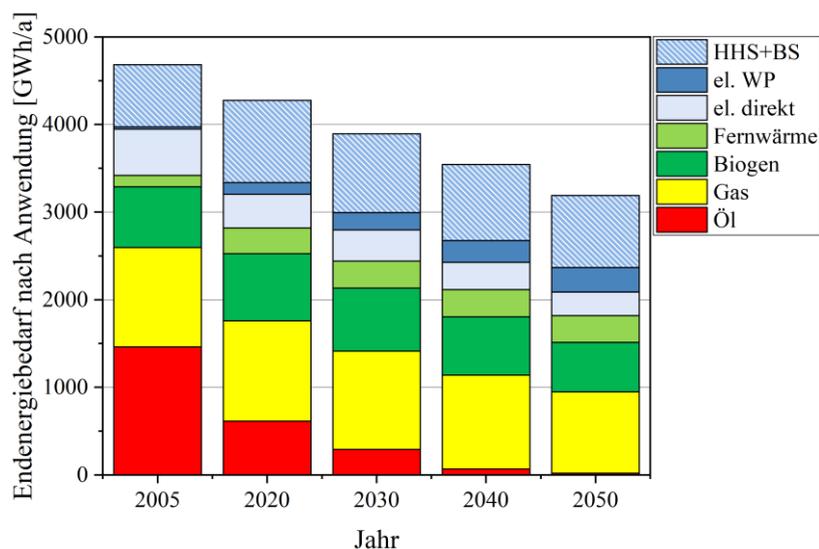


Abbildung 24: zeitliche Entwicklung des Endenergiebedarfs der Wohn- und Nichtwohngebäude nach Energieträger im Szenario Effizienz (HHS=Haushaltsstrom, BS=Betriebsstrom, el. WP=Strombezug Wärmepumpen)

Der Gesamt-Endenergiebedarf für alle Anwendungen inkl. Haushalts- und Betriebsstrom kann von 4.685 GWh/a im Jahr 2005 auf 3.895 GWh/a im Jahr 2030 und auf 3.190 GWh/a im Jahr 2050 reduziert werden. Dies entspricht Einsparungen von 17 % bzw. 32 % gegenüber dem Referenzjahr 2005.

Die Wärmeanwendungen sind im Jahr 2005 dominant und bleiben dies auch bis 2050.

Der Endenergiebedarf Wärme geht mit etwa 25 % Reduktion im Jahr 2030 und 40 % Einsparung im Jahr 2050 wegen des Umstiegs auf Wärmepumpe stärker zurück als der Nutzwärmebedarf.

Der Anteil Öl ist im Jahr 2030 um mehr als 50 % gegenüber 2020 reduziert, Gas und Elektro-Direkt bleiben ohne gezielte Maßnahmen in etwa konstant.

Betriebs- und Haushaltsstrom gehen hingegen nur langsam zurück. Treiber sind hier das Bevölkerungswachstum und neue Stromwendungen in den Haushalten. In den Effizienz-szenarien kann der Endenergiebedarf für Strom jedoch nach und nach reduziert werden. Dies gelingt vor allem durch Effizienzsteigerungen bei Geräten, Beleuchtung und Kleinanwendungen aber auch durch Verbesserung der Nutzungseffizienz.

Fazit zur Entwicklung des Endenergiebedarfs des Gesamt-Gebäudeparks 2030 und 2050:

- Der Gesamt-Endenergiebedarf für alle Anwendungen kann trotz steigender Gesamt-Wohn- und Nutzflächen um 17 % bis 2030 und um 32 % bis 2050 reduziert werden.
- Der Endenergiebedarf für Wärme (Heizung und Warmwasser) kann bis 2030 um 25 und bis 2050 um 40 % reduziert werden.
- Da die Raumheizung die deutlich größte Einzelanwendung ist, ist die Reduktion des Heizwärmebedarfs in Neubau und Sanierung von zentraler Bedeutung.
- Das bedeutet, dass gesteigerte Sanierungsraten und hohe Qualitäten von Neubau und Sanierung, so wie im Szenario Effizienz hinterlegt, unabdingbar sind.
- Der Anteil von Öl wird im Jahr 2030 um mehr als 50 % gegenüber 2020 reduziert.
- Gas und Elektro-Direktheizung bleiben ohne gezielte Maßnahmen in etwa konstant.
- Damit die dargestellte Reduktion des Haushalts- und Nutzerstromes erreicht werden kann, müssen auch in diesem Bereich zusätzliche konkrete Maßnahmen gesetzt werden.
- Der Bereich Nicht-Wohnbau spielt eine erhebliche Rolle, wurde bisher aber stiefmütterlich behandelt.
- Alle erforderlichen Technologien und Konzepte für kostengünstige und wirtschaftliche, energieautonomie-gerechte Neubauten stehen zur Verfügung und haben sich in der Praxis bewährt (Wohn- und Nicht-Wohngebäude).
- Technologien und Konzepte für kostengünstige und wirtschaftliche, energieautonomie-gerechte Sanierungen stehen für den weit überwiegenden Teil der Gebäude zur Verfügung und haben sich in der Praxis bewährt.
- Die Sanierungsraten müssen im Wohnbau und bei den Nicht-Wohngebäuden kontinuierlich erhöht werden (Annahme Wohnbau: Steigerung von 0,85 % im Jahr 2015 auf 1,2 % im Jahr 2030 und auf 1,6 % im Jahr 2050).

- Konzepte für kostengünstige, vorgefertigte, effiziente Sanierungen sollten in Modellvorhaben untersucht werden. Die stärkere Vorfertigung ist ein Weg, die notwendige Erhöhung der Sanierungsrate, ohne einen zu hohen Bedarf an zusätzlichen Arbeitskräften zu erreichen. Angesichts der Lage am Arbeitsmarkt ist dies essenziell.
- Neben den dargestellten Jahreswerten des Energiebedarfs muss in Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen volatiler, erneuerbarer Energien auch der jahreszeitliche Verlauf des Bedarfs und der Erzeugung beachtet werden (Sommer/Winterproblematik). Erläuterungen zu diesem Thema finden sich in Kapitel 7.1.

4.2 Mobilität

Aus den Wegeanteilen und der Verkehrsleistung aus dem Mobilitätskonzept Vorarlberg [5] (siehe Tabelle 12) kann der entsprechende Endenergiebedarf des Sektors Mobilität als Jahressumme bestimmt werden. Hierzu muss zunächst eine Annahme über die Antriebstechnik getroffen werden. Bei der Bahn ist bereits jetzt der Grad der Elektrifizierung in Vorarlberg bei 100 %. Bei Bussen wird bis 2030 ein Anteil an Elektro-Motoren von 90 % angenommen, bei Pkw und Motorrad liegt der prognostizierte Anteil bei 33 %. Unter Einbeziehung realistischer Verbräuche pro Personenkilometer von Elektro-Motor und Verbrennungsmotor ergibt sich der Bedarf an elektrischer Energie sowie der Bedarf an Treibstoffen im Zieljahr 2030 gemäß Tabelle 13.

Tabelle 13: Energieverbrauch im Jahr 2030 elektrisch und Energieverbrauch Treibstoffe

Verkehrsmittel		Wegeanteile in %	Verkehrsleistung in Mio. km/Jahr	Endenergie- verbrauch elektrisch in GWh/a	Endenergie- verbrauch Treibstoffe in GWh/a
		Ziel 2030	Ziel 2030		
Öffentlicher Verkehr	Bahn		919	138	0
	Bus	16	410	55	12
Fahrrad		21	331	0	0
Fußgänger		18	118	0	0
Pkw-Lenker		34	2126	140	712
Pkw-Mitfahrer		10	578	4	19
Motorrad		1	46	1	14
Summe		100	4528	338	757

Dem Sektor Mobilität sind zudem die Bereiche Offroad, Güterverkehr und Sonstige zu addieren. Diese belaufen sich in Summe auf 719 GWh [1]. Zuletzt sind auch geringe Mengen an Gas (12 GWh) sowie biogenen Treibstoffen (20 GWh) zu addieren. In Summe ergibt sich damit ein Endenergiebedarf von 1846 GWh.

4.3 Landwirtschaft

Laut Monitoringbericht der Energieautonomie 2019 [1] lag der Endenergiebedarf der Landwirtschaft in den Jahren 2005 bis 2017 nahezu unverändert im Bereich 98 GWh/a bis 113 GWh/a, wobei sich der Endenergiebedarf in den Jahren 2016 und 2017 bei 105 GWh/a stabilisiert hat. Es ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2030 kein signifikanter Rückgang zu verzeichnen ist. Jedoch wird auch im Sektor Landwirtschaft davon ausgegangen, dass die Ölanwendungen verschwinden und durch Effizienzmaßnahmen substituiert werden. Es ergibt sich somit ein Endenergiebedarf der Landwirtschaft im Jahr 2030 von 103 GWh/a.

4.4 Industrie und Gewerbe

In der Industrie wird zunächst ein vereinfachtes Modell auf Basis der Daten von 2005 bis 2017 verwendet (2017 ist das letzte verfügbare Jahr der Statistik Austria). In diesem Zeitraum stieg der Produktionsindex um 41 % [1]. Der Gesamtbedarf an Endenergie in der Industrie basierend auf dem Monitoringbericht der Energieautonomie 2019 [1] stieg im selben Zeitraum um insgesamt 10,1 % (Abbildung 25).

In Abbildung 25 sind zudem drei Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs dargestellt. Diese wurden auf Basis allgemeiner Trend wie „Raus aus Öl“ bzw. „Stromzunahme durch Digitalisierung“ abgeleitet.

- 1) Szenario 1 (S1) sieht vor, dass der Produktionsindex und der Energiebedarf im Zeitraum 2020-2030 ähnlich steigt wie im Zeitraum 2005-2017. Damit würde sich ein Endenergiebedarf im Jahr 2030 von 2640 GWh ergeben.
- 2) Szenario 2 (S2) sieht im Vergleich zu Szenario 1 vor, dass der Verbrauch von Gas auf dem Wert von 2017 mit 1098 GWh stabilisiert wird. Zudem wird davon ausgegangen, dass der Energieträger Öl komplett substituiert wird. Die erneuerbaren Energieträger steigen hingegen für Biogene von 94 GWh auf 144 GWh, für Fernwärme von 27 GWh auf 54 GWh und für Umgebungswärme von 2 GWh auf 4 GWh. Damit ergibt sich im Jahr 2030 ein Endenergiebedarf von 2511 GWh.
- 3) Szenario 3 (S3) sieht wiederum vor, dass die Industrie weiter wächst, der Energiebedarf durch Effizienzmaßnahmen jedoch stets konstant bleibt und zusätzlich Öl durch Effizienzmaßnahmen substituiert wird (wie in S2). D.h. der Endenergiebedarf im Jahr 2030 entspricht dem Energiebedarf im Jahr 2017 abzüglich des Energieträgers Öl. Es ergibt sich in Summe ein Endenergiebedarf von 2288 GWh.

Für die folgenden Kapitel wird stets das Szenario S2 verwendet.

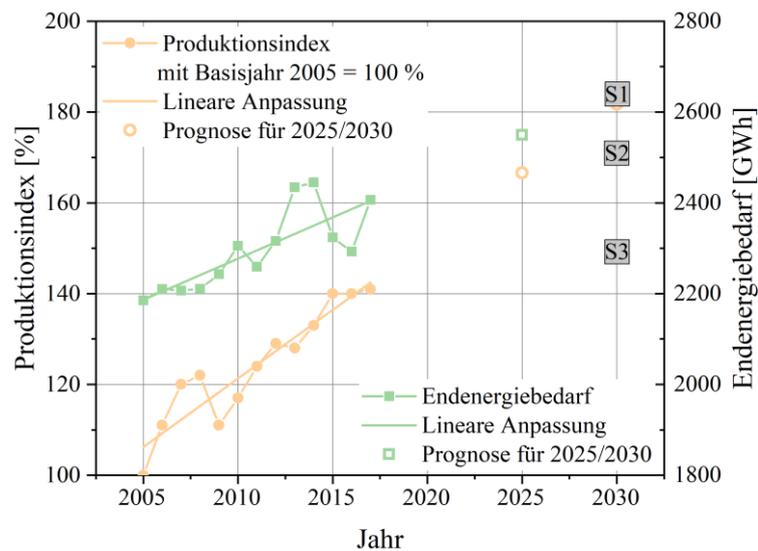


Abbildung 25: Historischer und prognostizierter Produktionsindex sowie Endenergiebedarf der Industrie (Quelle für Produktionsindex 2005/2017 sowie Endenergiebedarf 2005/2017: Monitoringbericht der Energieautonomie Vorarlberg)

4.5 Energiebereitstellung

4.5.1 Begriffsdefinition: Der Potenzial-Begriff

Eine genaue Definition des Potenzialbegriffs ist unerlässlich für den Vergleich unterschiedlicher Studien und der darin enthaltenen Zahlenwerte. Für die vorliegende Studie wird der Potenzialbegriff nach Kaltschmitt und Steicher [44] verwendet. Die Abgrenzung der unterschiedlichen Potenziale ist in Abbildung 26 ersichtlich.

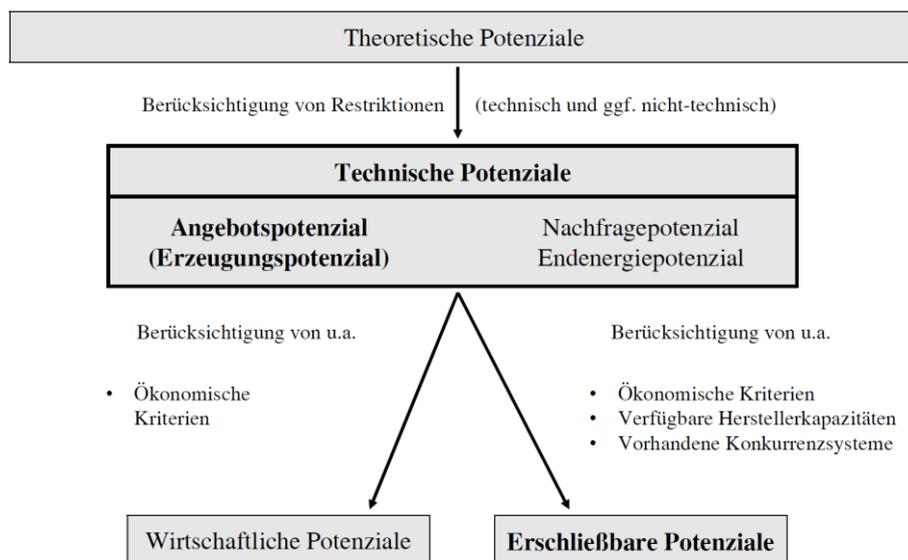


Abbildung 26: Definition der unterschiedlichen Potenzialbegriffe nach Kaltschmitt und Streicher [44] (fett gekennzeichnet sind die für die vorliegende Studie relevanten Potenziale, nämlich das Technische Potenzial in Form des Erzeugungspotenzials sowie an einigen Stellen das erschließbare Potenzial)

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Potenzialbegriffe nach Kaltschmitt und Streicher [44] erläutert und es werden Beispiele mit Bezug zur Photovoltaik in Vorarlberg gegeben.

Theoretische Potenziale

Das theoretische Potenzial beschreibt das in einer bestimmten Region und in einem bestimmten Zeitraum theoretisch physikalisch nutzbare Energiedargebot. Das theoretische PV-Potenzial in Vorarlberg wäre demnach lediglich abhängig von der auftreffenden Sonnenstrahlung, d.h. es ergäbe sich eine Abhängigkeit von der gesamten Fläche Vorarlbergs, der durchschnittlichen Sonneneinstrahlung und des Betrachtungszeitraums. Das theoretische Potenzial ist auf Grund von unüberwindbaren technischen, ökologischen oder strukturellen Randbedingungen meist nur in geringem Maße nutzbar.

Technische Potenziale

Das technische Potenzial berücksichtigt im Vergleich zum theoretischen Potenzial technische Randbedingungen, aber u.a. auch strukturelle Gegebenheiten, die gesetzlich oder gesellschaftlich so verankert sind, dass sie unüberwindbar sind. Beispiele wären erreichbare Wirkungsgrade von PV-Modulen sowie die gesetzliche und gesellschaftliche Vereinbarung, dass in Vorarlberg auf Grund der geringen verfügbaren Fläche keine Freiflächen-PV-Anlagen errichtet werden sollen.

Angebots-/Erzeugungspotenziale

Das Angebots- bzw. Erzeugungspotenzial beschreibt die Energiemenge, die in Vorarlberg frei Einspeisepunkt und ohne Verteil- und Speicherverluste bereitgestellt werden kann, z.B. die aus technischer Sicht erzeugbare elektrische Energie der installierten PV-Anlagen.

Nachfrage-/Endenergiepotenziale

Das Nachfrage- bzw. Endenergiepotenzial wird verwendet, wenn die Systemgrenze auf einen Staat oder ein Bundesland begrenzt wird. Es reduziert das technische Potenzial daher um Verteil- und Speicherverluste, da davon ausgegangen wird, dass die Systemgrenze energieautark arbeiten will. Daher werden Kurz- und Langzeitspeichermöglichkeiten nötig, die mit entsprechenden Verlusten behaftet sind.

Wirtschaftliche Potenziale

Das wirtschaftliche Potenzial ist das Erzeugungspotenzial bzw. Endenergiepotenzial, das auf der Basis von ausschließlich ökonomischen Aspekten nutzbar ist.

Erschließbare Potenziale

Neben wirtschaftlichen Aspekten berücksichtigt das erschließbare Potenzial auch zeitliche Abhängigkeiten, wie z.B. Herstellerkapazitäten, Konkurrenzsysteme oder auch rechtliche Rahmenbedingungen.

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie basiert zum Großteil auf den vorhandenen technischen Potenzialen und dabei auf den Erzeugungspotenzialen. Die theoretischen Potenziale sind für die vorliegende angewandte Studie irrelevant. Gleichfalls werden die Endenergiepotenziale nicht betrachtet, da Vorarlberg eine Energieautonomie aber keine Autarkie anstrebt. Wirtschaftliche Restriktionen werden lediglich qualitativ erwähnt, nicht aber quantitativ auf die Potenziale umgelegt. In einigen Fällen wird jedoch auf das erschließbare Potenzial eingegangen, wobei in diesen Fällen insbesondere die Expertise von relevanten Stakeholdern in Vorarlberg in die Potenzialabschätzung eingeflossen ist.

4.5.2 Wasserkraft

Derzeit kann davon ausgegangen werden, dass bis 2030 ein erschließbares Potenzial von 96,6 GWh an Laufwasserkraftwerke verteilt auf 13 Standorte in Vorarlberg verfügbar ist. Eines der Kraftwerke (Argenbach) ist dabei bereits im Bau und wird ab 2022 ein Regelarbeitsvermögen von 23,4 GWh/a liefern. Drei Kraftwerke werden als Ersatzkraftwerke für bestehende Kraftwerke umgesetzt. Die Leistung der 13 Kraftwerke umfasst in Summe 31,2 MW.

Neben den bis 2030 erschließbaren Potenzialen, sind an der unteren Bregenzerach sowie an der unteren Ill zudem zwei Standorte für größere Kraftwerke verfügbar. Erste Abschätzungen für diese beiden Standorte liefern ein Regelarbeitsvermögen von in Summe rund 225 GWh. Es ist jedoch zu beachten, dass das Kraftwerk an der unteren Ill die Erzeugung der bestehenden Kraftwerke an der Ill verringern würde. Derzeitige Schätzungen gehen von 15 GWh Mindererzeugung aus. Daher wird das technische Potenzial der zusätzlichen Erzeugung von 225 GWh auf 210 GWh reduziert.

Des Weiteren kann davon ausgegangen werden, dass durch Effizienzmaßnahmen bei bestehenden Anlagen eine zusätzliche Stromerzeugung von 26 GWh bis 2030 umgesetzt werden kann. Zuletzt kann eine weitere Einspeisung von ca. 3,5 GWh/a realisiert werden, in dem durch weitere Effizienzmaßnahmen der Eigenstromverbrauch bestehender Kraftwerke reduziert wird.

In Summe ist daher von einem zusätzlich erschließbaren Potenzial bis 2030 von ca. 127 GWh/a auszugehen. Das technische Potenzial inkl. der beiden Großkraftwerke liegt bei 337 GWh/a.

Zusammenfassung der Potenziale
<ul style="list-style-type: none"> • Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus Wasserkraft: 337 GWh/a • Erschließbares Potenzial der Stromerzeugung aus Wasserkraft: 127 GWh/a
Aspekte, die sich positiv auf das Potenzial auswirken:

<ul style="list-style-type: none"> • Forcierung der Planungen für die beiden Standorte für größere Wasserkraftanlagen
Aspekte, die sich negativ auf das Potenzial auswirken:
<ul style="list-style-type: none"> • Auflagen der neuen Wasserrahmenrichtlinie • Auflagen hinsichtlich Schwallreduktion

4.5.3 Photovoltaik

Für das Solarpotenzial in Vorarlberg liegt eine detaillierte Studie des Energieinstituts Vorarlberg [45] aus dem Jahr 2017 vor („IMEAS-Studie“). Die Studie leitet aus einem Gebäudemodell für Vorarlberg die Gesamtdachfläche aller Wohngebäude Vorarlbergs ab. Es ergibt sich für die Jahre 2020, 2030 und 2050 ein theoretisches Flächenpotenzial von ca. 16,1 km², 17,3 km² sowie 19,7 km². Davon abgezogen werden Nordflächen, geometrisch nicht nutzbare Flächen, Flächen für bedingt sanierbaren Bestand, Flächen für die Solarthermie bzw. Flächen hinsichtlich Randabstände/Verschattung. Das praktisch für PV nutzbare und damit technische Flächenpotenzial ergibt sich dann zu 7,5 km², 8,1 km² und 9 km² (2020, 2030, 2050). Aus diesem Flächenpotenzial wird dann mit einem mittleren Wert von 120 kWh/m² (Südausrichtung) sowie 90 kWh/m² (Ost-/Westausrichtung) ein technisches Potenzial der Stromerzeugung aus Photovoltaik von 720 GWh, 770 GWh sowie 860 GWh (2020, 2030, 2050) bestimmt.

Wird davon ausgegangen, dass die mittlere Zuwachsrate aus den Jahren 2014-2017 von ca. 69000 m²/a [1] mit einem mittleren flächenspezifischen Ertrag von 139 kWh/m² [1] über alle Dachausrichtungen hinweg betrachtet konstant bleibt, dann ergibt sich ein erschließbares Potenzial von 196 GWh/a bis zum Jahr 2030. Das bedeutet, dass nur 25,4 % des technischen Potenzials auf Wohngebäuden von 770 GWh bis 2030 erschlossen werden.

Da die IMEAS-Studie [45] lediglich die Potenziale im Wohnbau betrachtet hat, wurde in einer weiterführenden Studie mit der Vorarlberger Energienetze GmbH [46] sowohl die technischen Potenziale aus dem Wohnbau als auch die technischen Potenziale aus dem Nicht-Wohnbau im Jahr 2019 betrachtet. Bei den Berechnungen wurden lediglich Bestandsbauten, nicht aber wie in der IMEAS-Studie [45] Neubauten betrachtet. Es ergab sich für Vorarlberg ein theoretisches Flächenpotential von 23,3 km².

Die Dachflächen wurden zudem nach Branchen aufgeteilt:

- 1) Wohngebäude
- 2) Mischnutzung (Sowohl gewerbliche als auch private Nutzung)
- 3) Gewerbegebäude
- 4) Gewerbegebäude mit Anschluss an Mittelspannungsnetz

Eine Übersicht über die Flächenverteilung auf die vier Kategorien gibt Abbildung 27.

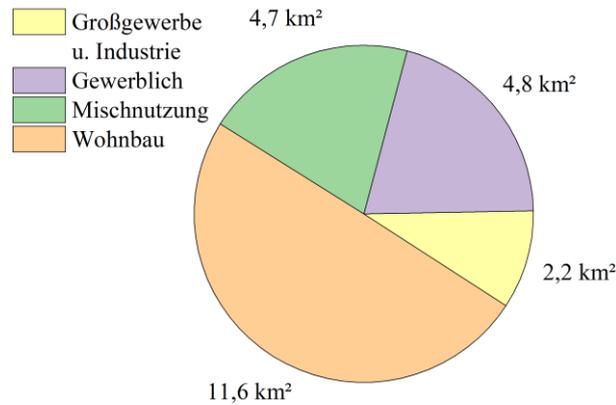


Abbildung 27: Dachflächenpotenziale in km² in Vorarlberg nach Branche

Zuletzt erfolgte eine Einteilung der Dachflächen in Abhängigkeit der Globalstrahlung (G) in drei Kategorien:

- 1) Kategorie 1: Solarpotenzial mit $G > 1000 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$
- 2) Kategorie 2: Solarpotenzial mit $800 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a}) < G < 1000 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$
- 3) Kategorie 3: Solarpotenzial mit $G < 800 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$

Bei diesen Kategorien wurden jeweils die Nahverschattung sowie die Horizontalverschattung berücksichtigt. Die Umrechnung in die technisch nutzbare elektrische Energie erfolgte über das Solarpotenzial, den in der Solarindustrie gebräuchlichen Performance Ratio (hier: 0,8) sowie die mittlere Effizienz von Solarmodulen (hier 17 %). Es ergibt sich somit:

$$W_{\text{el}}^{\text{PV}} = 0,136 \cdot G$$

Das technische Potenzial ergibt sich nach dieser Gleichung zu 2.899 GWh/a. Die Verteilung nach Branche und nach Kategorie ergibt sich gemäß Abbildung 28. Auf Kategorie 1 entfallen dabei 1.628 GWh/a, auf Kategorie 2 entfallen 799 GWh/a und auf Kategorie 3 entfallen 472 GWh/a.

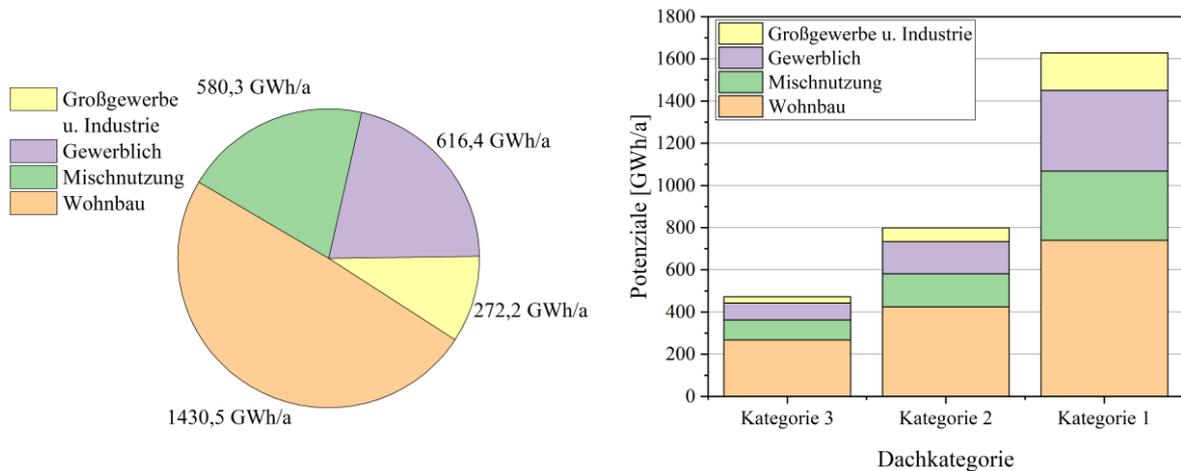


Abbildung 28: Technisches Potenzial elektrischer Energie aus PV in GWh/a nach Branche und Dachkategorie

Im Weiteren werden die technischen Potenziale weiter reduziert, um letztendlich das erschließbare Potenzial bis 2030 abzuleiten. Dachflächen der Kategorie 3 mit einem Solarpotenzial von $G < 800 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ werden aus techno-ökonomischen Gründen nicht für die PV herangezogen. Werden daher die Dachflächen der Kategorie 3 entfernt und analog zur IMEAS-Studie [45] pauschal 20 % der restlichen Dachflächen der Kategorien 1 und 2 auf Grund Überstand etc. entfernt, so ergibt sich ein reduziertes technisches Angebotspotenzial von 1.942 GWh/a.

Werden lediglich Wohngebäude betrachtet, so ergibt sich ein Wert von 931 GWh/a für die Kategorien 1 und 2 mit 20 % Abschlag. Davon entfallen 64 % auf Dachflächen der Kategorie 1 und 36 % auf Dachflächen der Kategorie 2. Es ist ersichtlich, dass dieser Wert im Vergleich zur IMEAS-Studie [45], die auf einen Wert von 720 GWh/a kommt, in einer ähnlichen Größenordnung liegt. Die verbliebenen Unterschiede liegen in der bereits erläuterten Methodik der beiden Studien begründet.

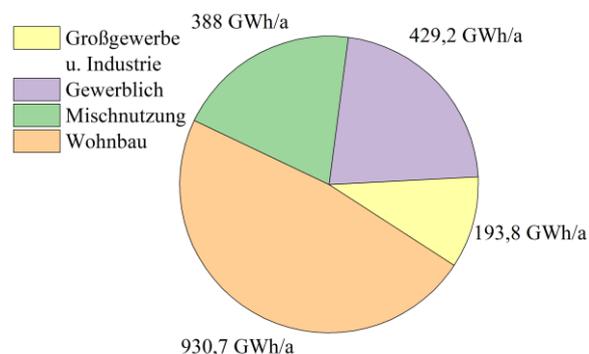


Abbildung 29: Technisches Potenzial elektrischer Energie aus PV nach Branche (nur Kategorie 1 und 2, d.h. $G > 800 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ sowie pauschal 20 % Abschlag)

Im Weiteren werden die Gesamtpotenziale mit einer Studie von Kaltschmitt und Streicher [44] aus dem Jahr 2009 verglichen. Die Autoren errechnen dabei aus der gesamten Dachfläche Österreichs von 634 km² und einer realistischen Nutzung von 18 % der gesamten Dachfläche eine Kapazität der Stromerzeugung im Bereich 7,3 TWh/a bis 16,7 TWh/a. Übertragen auf Vorarlberg mit ca. 3,3 % der Gesamtdachfläche Österreichs ergibt sich ein Bereich von 240 GWh/a und 550 GWh/a. Auch diese Werte liegen trotz der stark vereinfachten Annahmen und des Alters der Studie in einer ähnlichen Größenordnung.

Um einen Anhaltspunkt für die erschließbaren Potenziale bis 2030 zu erhalten, wird zuletzt das mittlere Potenzial pro Gebäude und Kategorie gemäß Abbildung 30 betrachtet. In Summe lässt sich aus Abbildung 28 und Abbildung 30 schlussfolgern, dass wenige Anlagen im Mittelspannungs-Bereich und im Gewerbe ausreichen, um umfangreiche Solarpotenziale zu heben. Wohngebäude werden bei der Zielerreichung ebenfalls eine Rolle spielen, auf Grund der weit niedrigeren mittleren Anlagengröße ist aber eine deutlich höhere Anzahl an Einzelanlagen nötig.

Um nun die erschließbaren Potenziale abzuleiten, sollte zusätzlich die maximal mögliche Kapazität der Wirtschaft zur Installation von Solaranlagen betrachtet werden. Hierzu wird ein historischer Wert für die Ausbaugeschwindigkeit aus dem Jahr 2013 verwendet. Damals betrug der Zuwachs an PV 117.000 m². Wird dieser Wert als maximale Ausbaugeschwindigkeit verwendet, so ergibt sich bei einem mittleren Ertrag über alle Dachflächen von 139 kWh/m² [1] ein gesamtes erschließbares Potenzial von 276 GWh/a bis zum Jahr 2030. Wird hingegen davon ausgegangen, dass durch den Fokus auf große Dachflächen der Industrie die Ausbaugeschwindigkeit um 50 % gesteigert werden kann, so ergibt sich ein gesamtes erschließbares Potenzial von 373 GWh/a. Ziemlich genau in der Mitte dieser beiden Werte liegt der in der IMEAS-Studie [45] bestimmte Wert für den stärksten Ausbaupfad von 322 GWh/a. Die vorliegende Studie zeigt demnach, dass die Ausbaugeschwindigkeit das ausschlaggebende Kriterium für die Stromerzeugung aus PV ist, nicht jedoch die vorhandenen Dachpotenziale. In Summe aller Überlegungen aus diesem Kapitel wird das erschließbare Potenzial in einem ambitionierten Szenario bis 2030 mit einer Stromerzeugung aus PV von jenen 322 GWh/a aus der IMEAS-Studie beziffert. Im Vergleich zum „Business as usual“ das auf lediglich 177 GWh/a bis zum Jahr 2030 kommt, muss sich die Ausbaugeschwindigkeit jedoch deutlich erhöhen.

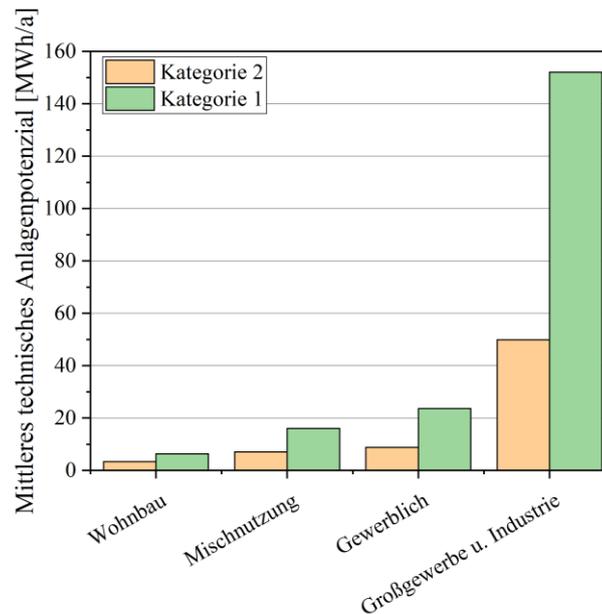


Abbildung 30: Mittleres technisches Potenzial elektrischer Energie aus PV pro Gebäude und Kategorie

Zusammenfassung Potenziale
<ul style="list-style-type: none"> • Technisches Potenzial der Stromerzeugung aus PV: 1.942 GWh/a • Erschließbares Potenzial der Stromerzeugung aus PV: 322 GWh/a
Aspekte, die sich positiv auf das Potenzial auswirken:
<ul style="list-style-type: none"> • Verstärkte Nutzung industrieller Dachflächen • Verstärkte Nutzung landwirtschaftlicher Dachflächen • Erhöhung der spezifischen Wirkungsgrade (kWh/m²)
Aspekte, die sich negativ auf das Potenzial auswirken:
<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Sanierungsrate von Dachflächen • Nutzungskonflikt mit Begrünung von industriellen Dachflächen

4.5.4 Windkraft

Für die Potenziale der Windkraft in Vorarlberg ist die Datenlage gering. Im Jahr 1981 legte Pokorny [47] eine Studie vor, wonach Vorarlberg ein technisches Potenzial von 30 GWh/a bei einer installierten Leistung von 20 MW aufweist. Im Jahr 2003 wurde eine detailliertere Studie im Auftrag der Landesregierung Vorarlberg vorgelegt [48]. Diese betrachtete insbesondere das Windpotenzial, ohne detailliert auf die elektrischen Erträge einzugehen. Der Studie zu Folge ist in Vorarlberg nur an exponierten Standorten (vorzugweise im Gebirge) überhaupt eine Wirtschaftlichkeit möglich. Für die vorliegende Studie wird daher lediglich eine bereits konkret geplante Windkraftanlage bzw. ein konkret geplantes Windkraftfeld auf dem Pfänder betrachtet. Hierfür liegen Daten für drei Windkraftanlagen mit je 3 MW Anschlussleistung vor. Die Daten stammen aus einer bereits durchgeführten Studie [49] aus

dem Jahr 2013/2014, wobei die zugrunde liegenden Windmessungen von der AEEV [50] stammen. Als technische Potenzial ergibt sich eine durchschnittliche Leistung der drei Windkraftanlagen von in Summe 2,7 MW mit einem Jahresertrag von 23,8 GWh.

Zusammenfassung der Potenziale
<ul style="list-style-type: none"> • Technisches Potenzial: 23,8 GWh/a
Aspekte, die sich positiv auf das Potenzial auswirken:
<ul style="list-style-type: none"> • Einbeziehung exponierter Gebirgslagen in die Standortwahl
Aspekte, die sich negativ auf das Potenzial auswirken:
<ul style="list-style-type: none"> • -

4.5.5 Biogas und Faulgas

Auswertung Studie Dietrich [51]

Für den Bereich Biogas und Faulgas wird zunächst eine Studie von Dietrich [51] aus dem Jahr 2009 ausgewertet und mit dem aktuellen Stand verglichen. Dietrich [51] beziffert das technische Potenzial für Vorarlberg auf 33,6 Mio. Nm³/a an Biogas/Faulgas. Auf 2009 bestehende Biogasanlagen entfallen dabei 22 %, 52 % entfallen auf ein weiteres Potenzial der landwirtschaftlichen Biogasanlagen ab dem Jahr 2009, 21 % auf Faultürme der Kläranlagen und 5 % auf Bio- und Grünabfallanlagen. Der resultierende Energieertrag betrug bei einem Umrechnungsfaktor von 6 kWh/Nm³ ca. 200 GWh/a. Da im Jahr 2009 von einer reinen Verstromung der Potenziale ausgegangen wurde, ergab sich ein elektrisches Potenzial von ca. 14 GWh aus Klärgas und 46 GWh aus den restlichen Potenzialen (Annahme: Wirkungsgrad der Gasmotoren von 30 %). Ein ausgeprägter Lastgang war und ist dabei nicht zu erwarten, vielmehr kann über das Jahr eine kontinuierliche Energiebereitstellung angenommen werden.

Auswertung reale Erzeugung

Bei der Betrachtung der realen Erzeugung von Strom aus Biogas, Klär- und Deponiegas muss genau zwischen Biogas und Faulgas unterschieden werden. Abbildung 31 zeigt daher die eingespeiste Strommenge aus Biogas sowie aus Klärgas separat.

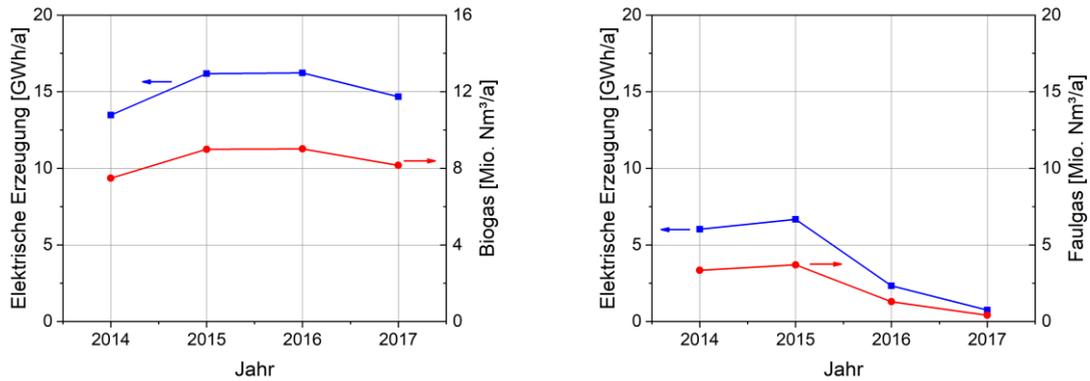


Abbildung 31: Elektrische Erzeugung sowie abgeleitete Gasmenge (links: Biogas, rechts: Faulgas aus Abwasserreinigungsanlagen); Daten Elektrische Erzeugung: Monitoring der Energieautonomie, Land Vorarlberg; Umrechnung auf Rohgas mittels Wirkungsgrad Gasmotor von 30 %

Es ist ersichtlich, dass ca. ein Drittel der technischen Potenziale in der Landwirtschaft genutzt wurden. Bei den Kläranlagen sieht es zunächst danach aus, als würden insbesondere in den Jahren 2016 und 2017 kaum Potenziale der verfügbaren 12,6 GWh elektrischer Energie bzw. 7 Mio. Nm³/a an Faulgas genutzt werden. Dies ist jedoch nicht korrekt. Wird nämlich der Jahresbericht der Abwasserreinigungsanlagen in Vorarlberg aus dem Jahr 2018 betrachtet, so zeigt sich, dass alle ARAs in Vorarlberg in Summe ca. 7,5 Mio. Nm³/a an Faulgas genutzt haben. Daraus ergab sich eine Stromerzeugung von ca. 11 GWh/a. Dieser Wert ist in Abbildung 31 aber nicht ersichtlich, da die Anlagen ihren produzierten Strom nahezu vollständig selbst nutzen und diesen kaum in das Stromnetz einspeisen. Der Wert von 7,5 Mio. m³/a liegt am oberen Ende der üblichen Schwankungsbreite der letzten zehn Jahre von $7,0 \pm 0,5$ Mio. m³/a (siehe Abbildung 32). Es ist daher ersichtlich, dass die von Dietrich [51] bestimmten technischen Potenziale an Faulgas bereits jetzt umgesetzt werden. Weitere Potenziale sind nur zu erwarten, wenn die Bevölkerung massiv zunehmen sollte oder größere zusätzliche Mengen an Abwasser mit hoher Beladung aus Industriebetrieben eingeleitet werden.

Weiters könnte die Produktion von Biomethan in den ARAs gesteigert werden, sofern der Auftrag der ARAs erweitert würde. Derzeit ist der einzige Auftrag die Abwasserreinigung, es besteht daher kein Interesse an einer Biomethan-Produktion bzw. an der Co-Fermentation von weiteren Stoffen. Das Potenzial der ARAs muss daher unter den derzeitigen Randbedingungen als konstant für das nächste Jahrzehnt angenommen werden, obwohl deren Fermenterkapazität in den meisten Fällen höher als die derzeitige Produktion ist.

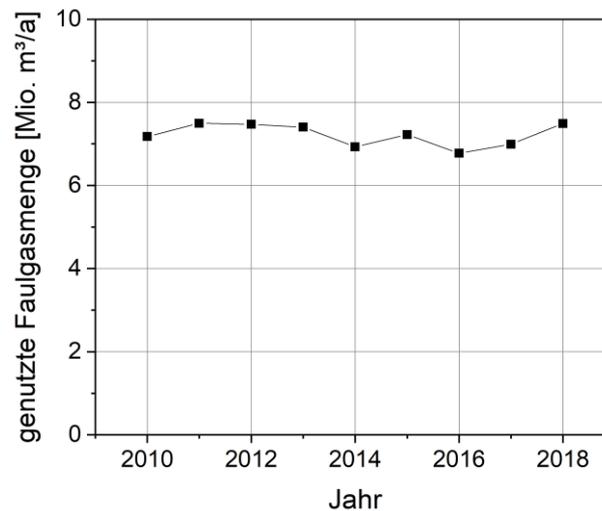


Abbildung 32: Genutzte Faulgasmenge in Vorarlberg seit 2010 (Quelle: Jahresberichte der Abwasserreinigungsanlagen Vorarlbergs, Amt der Landesregierung Vorarlberg)

Im Bereich Biogas ergibt sich die Lage wie folgt. Laut Daten der Energieautonomie Vorarlberg wurden im Jahr 2017 insgesamt 14,7 GWh Strom aus Biogas erzeugt. Die Substrate waren dabei 66 % Gülle/Mist, 10 % NawaRos, 15 % pflanzliche Kofermente und 8 % sonstige Kofermente. Genauere Informationen über die Kofermente liegen nicht vor.

Durch die Besonderheit der Gesetzgebung/Ökostromförderung in Vorarlberg handelt es sich in etwa um die Nettostrommenge, da der Eigenverbrauch nur aus dem Generator bzw. dem BHKW besteht und Rührwerke etc. im Vergleich zu anderen Studien nicht mit ca. 10 % [52] Eigenverbrauch eingerechnet werden müssen.

Ein Großteil dieser Anlagen hat eine vertraglich fixierte Einspeisevergütung bis ins Jahr 2029, jedoch sind insbesondere größere Anlagen nicht vertraglich bis 2029 gesichert. Derzeit ist unklar, wie eine Folgeförderung für Biogasanlagen aussehen kann. Daher wird zunächst davon ausgegangen, dass die erzeugte Strommenge aus Biogas bis 2030 nur minimal sinken wird. Sollten die größeren Anlagen, die keine fixe Einspeisevergütung bis ins Jahr 2029 haben, ihre Stromerzeugung einstellen, so würden diese Energiepotenziale vermutlich lediglich von Strom auf Biomethan wechseln aber nicht vollständig verschwinden. Daher wird im weiteren Verlauf zunächst eine Stromerzeugung aus Biogas von 14,0 GWh/a bis 2030 angenommen. Neuanlagen zur Stromerzeugung sind auf Grund der gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht zu erwarten.

Prognose der Biomethanpotenziale auf Basis eigener Daten

Im Zeitraum 2020 bis 2030 kann es jedoch zum Neubau von Biogasanlagen mit Gasaufbereitung kommen. Hier ist ein Zusammenschluss mehrerer Landwirte zu sogenannten „Substratgemeinschaften“ mit einer zentralen Fermentation und Gasaufbereitung möglich. Die technischen Potenziale werden von beteiligten Stakeholdern mit etwa 3,5 Mio. Nm³/a beziffert, wobei Gülle das häufigste Substrat für solche Anwendungen wäre („Güllegemeinschaften“).

Des Weiteren betreiben die Industriebetriebe aus Vorarlberg Einspeiseanlagen für ca. 3,1 Mio. Nm³/a an erneuerbarem Gas mit einem Energieinhalt von 31 GWh/a. Das Potenzial an weiterer Einspeisung wird ebenfalls auf Basis von Gesprächen mit relevanten Stakeholdern auf 7,4 Mio. Nm³/a bzw. auf 74 GWh/a geschätzt.

Somit ergeben sich folgende Potenziale bis 2030:

1. Strom aus bestehenden Biogasanlagen: ca. 14 GWh/a.
2. Biomethan aus industriellen Betrieben: ca. 10,5 Mio. Nm³/a
3. Biomethan aus gemeinschaftlichen Biogasanlagen: 3,5 Mio. Nm³/a

Das Potenzial an Biomethan beläuft sich daher auf 14,0 Mio. Nm³/a bzw. 140 GWh. Dies entspricht in etwa 6,8 % des Gasverbrauchs in Vorarlberg bzw. 17,3 % des Gasverbrauchs der Vorarlberger Haushalte. Würden auch die Biomethan-Potenziale der stromerzeugenden Biogasanlagen (die mit der Annahme aus dieser Studie bis 2030 noch Strom erzeugen) bzw. der ARAs (die ihr Faulgas selbst nutzen) von 47 GWh/a bzw. 37 GWh/a in das Erdgasnetz eingespeist, ergäbe sich ein Wert von 224 GWh/a oder 10,9 % des Gasverbrauchs in Vorarlberg bzw. 27,7 % des Gasverbrauchs der Vorarlberger Haushalte. Dieser Wert entspricht sehr genau den Werten der Studie von Dietrich [51], der das technische Potenzial mit 200 GWh/a beziffert hat.

Im Vergleich zu einer Studie von Zweiler et al. [53], bei dem das Biomethan-Potenzial aus Biogasanlagen und Kläranlagen für die Steiermark auf 39 Mio. m³ und damit 68 % des Erdgasverbrauchs der steirischen Haushalte bestimmt wurde, ergibt sich für Vorarlberg daher ein deutlich geringerer Anteil von nur 27,1 %.

Prognose der Biomethanpotenziale auf Basis österreichweiter Studien

Im Folgenden werden diese Ist-Werte und die Studie von Dietrich [51] mit drei aktuellen österreichweiten Studien verglichen. Es handelt sich dabei um eine Studie der Johannes-Kepler Universität Linz (JKU) [54], eine Studie der Montanuniversität Leoben (MUL) [55] sowie eine Studie des Fachverbands Gas Wärme in Kooperation mit bioenergy 2020+ [56]. Folgende Aspekte müssen beim Vergleich der Studien berücksichtigt werden:

- 1) Die Studie der JKU gibt in Diagrammen und Tabellen die Werte für jedes Bundesland an. Aus diesen Daten können die Potenziale für Vorarlberg mit hinreichender Genauigkeit abgeschätzt werden.
- 2) Die Studie der MUL gibt lediglich Werte für Österreich an. Als erste Abschätzung können diese über die Bevölkerungsanzahl von Vorarlberg (4,42 % der österreichischen Bevölkerung) normiert werden.
- 3) Mit Ausnahme der Studie von Dietrich [51] liegt der Schwerpunkt der Studien auf der Bereitstellung von synthetischem Methan, da durch das Thema „Greening the Gas“ die Stromerzeugung zukünftig vermutlich in den Hintergrund tritt. Daher werden im Folgenden die Methanpotenziale statt der Strompotenziale angegeben.

- 4) Die Umrechnung von Nm^3/a Methan in GWh/a erfolgt über einen Energieinhalt von $9,97 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$.
- 5) Obwohl in den Studien teilweise die Potenziale für mehrere Zieljahre gegeben sind, wird zunächst stets das Potenzial für 2050 angegeben.

Die Ergebnisse der Studien und der Vergleich zur Studie von Dietrich [51] (Zieljahr 2020) sind in Tabelle 14 zusammengefasst.

Tabelle 14: Technische Potenziale an synthetischem Methan in Vorarlberg (Zieljahr Dietrich: 2020, sonst 2050; Daten adaptiert aus [51,54–56])

Studie	Potenzial Methan (Mio. Nm^3/a)	Potenzial Methan (GWh/a)
Dietrich	20	199
MUL Min	111	1107
MUL Max	126	1256
JKU	88	877
Bioenergy2020+	186	1852

Zunächst ist ersichtlich, dass die in den neueren Studien ermittelten Werte deutlich höher als die Werte aus der Studie von Dietrich [51] sind. Dies liegt einerseits am unterschiedlichen Zieljahr (2020 vs. 2050), andererseits an den Unterschieden in den betrachteten Ausgangsstoffen für die Erzeugung von synthetischem Methan.

Dietrich [51] betrachtet für Biogasanlagen insbesondere das Potenzial aus Gülle/Mist/Einstreu (86 % des Gesamtpotenzials), Grassilage (6,9 %) und Maissilage (2,6 %). Die restlichen Potenziale verteilen sich ungefähr gleichmäßig auf pflanzliche Lebens- und Genussmittelreste, Fettabscheider/Altspeiseöle, Molke- und Käseabfälle, div. Lebensmittelabfälle, Grasschnitt und Speiseabfälle. Hierbei kommt er auf einen Wert von ca. 25 Mio. Nm^3/a . Für die Faultürme der Kläranlagen werden 7 Mio. Nm^3/a , für Bio- und Grünabfallanlagen 1,6 Mio. Nm^3/a angegeben. Da es sich hierbei um Biogas- bzw. Faulgaspotenziale handelt, muss die Gesamtsumme von 33,6 Mio. Nm^3/a noch mit dem Faktor 0,6 multipliziert werden (60 % Anteil Methan in Biogas), sodass sich ein Wert von 20,16 Mio. Nm^3/a ergibt.

Die Studie der MUL [55] betrachtet insgesamt 4 typische Bereiche von Biogasanlagen:

- 1) Wirtschaftsdünger
- 2) Halmgutartige Biomasse
- 3) Abfälle der Lebensmittelindustrie
- 4) Sonstige biogene Abfälle

³ Da im Vorfeld nicht klar ist, mit welcher Technologie das synthetische Methan genutzt wird, wird in dieser Studie mit dem Heizwert von Methan ($9,97 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$) und nicht mit dem Brennwert ($11,27 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$) umgerechnet. Es handelt sich demnach um eine konservative Abschätzung der Potenziale.

Zudem werden auch in dieser Studie die technischen Potenziale von Kläranlagen einbezogen. Zuletzt werden technische Potenziale für die Vergasung von Gärrest und holzartiger Biomasse angegeben. Für die meisten der Bereiche wird ein minimaler und ein maximaler Wert angegeben. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse trotzdem mit starken Unsicherheiten behaftet sind, da z.B. Werte für Küchen- und Speisereste in der Literatur zwischen 24 und 207 Nm³ Methan pro Tonne Frischmasse schwanken.

Die Studie von bioenergy2020+ [56] geht noch einen Schritt weiter und betrachtet die Potenziale für die Synthese von Biomethan auf Basis der Biomassewirbelschichtvergasung. Die Autoren gehen von einem gesamten Potenzial ausgewählter Biomassen von 35 Mio. t im Jahr 2050 verglichen mit ca. 23 Mio. t derzeit aus. Daraus ergibt sich ein Volumen von 4,2 Mrd. m³ an Biomethan für Österreich. Normiert auf die Bevölkerungsanzahl ergibt sich für Vorarlberg ein Wert von ca. 188 Mio. Nm³ CH₄/a. Im Vergleich zur Studie der MUL [55] werden auch die Potenziale aus Altholz, Kurzumtriebsholz, und Kunststoff betrachtet. Daher ergeben sich noch einmal deutlich höhere Potenziale. Es ist jedoch darauf zu achten, dass etwaige Konkurrenz zu Kleinfeuerungsanlagen oder Biomasseheizwerken nicht betrachtet werden. Zudem ist nicht sicher, ob die verwendete Technologie der Biomassewirbelschichtvergasung bis Ende 2030 wirklich schon zur Marktreife gebracht werden kann. Es handelt sich daher im besten Fall um technische Potenziale, mit Sicherheit nicht um erschließbare Potenziale.

Für den Standort Vorarlberg soll die Studie der JKU [54] genauer ausgewertet werden, da nicht nur die technischen Potenziale für Österreich genannt werden sondern aus Tabellenwerken und Diagrammen mit einer gewissen Unsicherheit auch die technischen Potenziale der Bundesländer.

Für biogen Abfälle liegen Tabellenwerte für Vorarlberg vor. Dies betrifft die Kategorien „Lebensmittelabfälle im Restmüll bzw. überlagerte Ware“, „Küchen- und Speisereste“, „Grünschnitt“, „Biotonnenmaterial“ und „Hausgartenkompostierung“.

Die Potenziale für die pflanzlichen Reststoffe Rübenblatt, Rapsstroh, Maisstroh und Getreidestroh können aus einer Graphik für das Land Vorarlberg abgelesen werden. Für den Methanertrag aus Wirtschaftsdünger liegen wiederum Tabellenwerke spezifisch nach Bundesland vor, wobei in Szenario 1 sämtlicher geeigneter und unbehandelter Wirtschaftsdünger verwendet wird und in Szenario 2 lediglich geeigneter Wirtschaftsdünger aus Betrieben mit > 50 GVE.

Für das technische Potenzial aus Kläranlagen wird aus dem länderspezifischen Klärschlammaufkommen (in t TS/a), einem durchschnittlichen Biogaserhalt in Höhe von 520 Nm³/t TS und einem Methangehalt von 60 vol.-% ein Wert für Vorarlberg errechnet. Das Klärschlammaufkommen wird dabei bis 2030 mit einer Steigerung um ca. 4,7 %, bis 2050 mit einer Steigerung von ca. 8,4 % kalkuliert.

Das Methanertragspotenzial aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie wird über den Bevölkerungsanteil aus dem Potenzial für Österreich errechnet. Inbegriffen sind auch Abfälle aus der Fleisch- und Milchverarbeitung.

Die aufsummierten Potenziale sind in Abbildung 33 dargestellt, wobei beim Wirtschaftsdünger sowohl eine Summe für das Szenario 1 als auch für das Szenario 2 angegeben wird. Es ist zu erkennen, dass die Werte selbst für das Szenario 2 nicht ganz den auf die Bevölkerungsanzahl normierten Daten aus Tabelle 14 entsprechen. Das technische Potenzial an Methan ist daher in Vorarlberg relativ gesehen geringer als in den anderen Bundesländern, was der Zusammensetzung der Industrie (wenig lebensmittelverarbeitende Betriebe) sowie der speziellen Art der Landwirtschaft (vermehrt kleine Betriebe) geschuldet ist. Auffallend ist zudem, dass das Potenzial nach Dietrich [51] von ca. 20 Mio. Nm³/a an Methan selbst in Szenario 1 der JKU [54] mit ca. 52 Mio. Nm³/a für das Jahr 2030 noch weit überschritten wird.

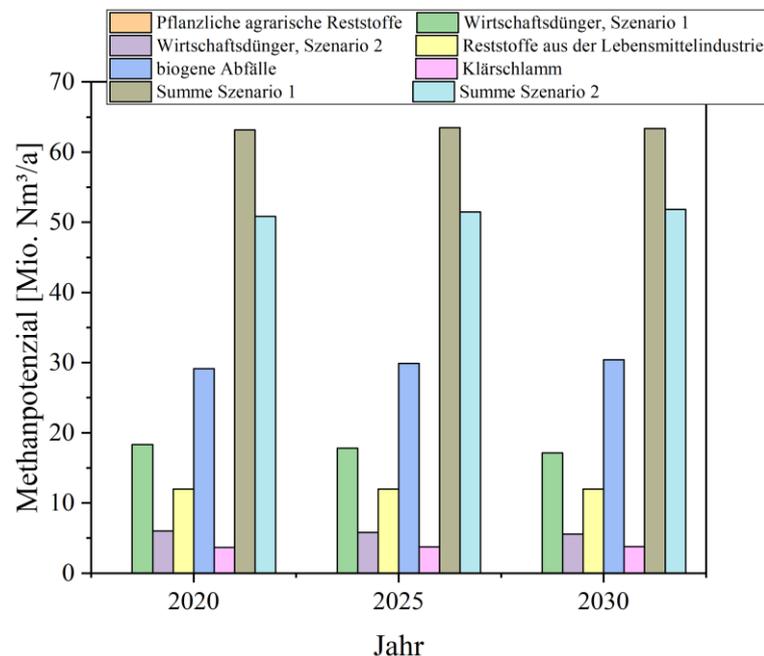


Abbildung 33: Methanpotenzial für Vorarlberg (Daten adaptiert aus [54])

Die JKU gibt zur Hebung dieser Potenziale zudem einen Ausbaupfad für Biogasanlagen an. Für 2020 sind demnach 2 kleinere Anlagen (50-200 Nm³/h) nach dem Stand der Technik, später substratspezifisch, nötig. 2025 sind 10 solcher Anlagen nötig sowie ein Hocheffizienz-Reaktor (200-500 Nm³/h) und 2030 sind 18 kleinere Anlagen und 2 Hocheffizienz-Reaktoren nötig. Wird dieser Ausbaupfad mit den realen Randbedingungen in Vorarlberg von oben verglichen, so ist auch hier ersichtlich, dass es sich nur zum Teil um erschließbare Potenziale handelt.

Aus all diesen Studien ist ersichtlich, dass sich österreichweite Studien nicht 1:1 auf Vorarlberg übertragen lassen können und dass die erschließbaren Potenziale in Vorarlberg deutlich geringer ausfallen.

Fazit

Bereits im Jahr 2009 wurde das Energiepotenzial aus Biogas und Faulgas für Vorarlberg von Dietrich [51] auf 200 GWh/a abgeschätzt. Dieses technische Potenzial konnte bisher nicht umgesetzt werden. Neue Abschätzungen auf Basis realer Daten, Ableitungen aus anderen Studien und Gesprächen mit relevanten Stakeholdern beziffern die erschließbaren Potenziale bis 2030 auf eine ähnliche Größenordnung (220 GWh/a). Im weiteren Verlauf wird daher bis 2030 ein erschließbares Potenzial von 14 GWh/a an Strom aus Biogasanlagen sowie 14,0 Mio. Nm³/a Biomethan aus Biogasanlagen, ARAs und Industriebetrieben angesetzt.

Zusammenfassung der Potenziale
<ul style="list-style-type: none"> • Erschließbares Potenzial elektrische Energie aus Biogasanlagen: 14 GWh/a • Erschließbares Biomethan aus industriellen Betrieben: ca. 10,5 Mio. Nm³/a • Technisches Biomethan aus gemeinschaftlichen Biogasanlagen: ca. 3,5 Mio. Nm³/a
Aspekte, die sich positiv auf das Potenzial auswirken:
<ul style="list-style-type: none"> • Höheres Substrataufkommen durch Trend zu größeren Viehbetrieben • Höhere Einspeisung durch Trend zu Biomethaneinspeisung • Güllegemeinschaften statt Einzelanlagen
Aspekte, die sich negativ auf das Potenzial auswirken:
<ul style="list-style-type: none"> • Geringeres Substrataufkommen durch Trend zu Biolandwirtschaft • Beschränkungen für die Beimengung von sonstigen Stoffen (Kofermentation) • Geringe Einspeisevergütung bei der Stromerzeugung • Fehlender Erdgasanschluss für die Einspeisung

4.5.6 Energieholz

Das Thema Energieholz wurde bereits im vorherigen Kapitel teilweise betrachtet, da neuere Studien meist die typischen landwirtschaftlichen Substrate mit den Potenzialen an Abfallstoffen und Energieholz kombinieren.

Im Jahr 2017 wurden in Vorarlberg insgesamt 1204 GWh an Holz energetisch verwertet. Davon waren 708 GWh Brennholz für Einzelfeuerungsanlagen, 85 GWh Holzabfälle für Einzelfeuerungsanlagen, 266 GWh Fernwärme, 90 GWh Pellets/Briketts und 56 GWh Sonstige. Dieses Aufkommen kann derzeit mit den erfassten Holzmenngen aus der Einschlagstatistik (336.000 Efm), mit der Bilanz aus Import und Export sowie mit den außerhalb der Statistik erlaubten Abholzmengen (30 m³/(a ha)) gedeckt werden.

Neben den Ist-Werten liegt für den Bereich des reinen Energieholzes eine Studie des Instituts für Ökologie der Universität Innsbruck aus dem Jahr 2009 vor [57]. Hierin wird das zusätzliche technische Potenzial an Energieholz auf Grund des jährlichen Zuwachses mit 122.000 Srm Energieholz pro Jahr angegeben, das Potenzial des Holzvorratsabbaus mit

92.000 Srm pro Jahr (jeweils im Vergleich zu 2009). Wird mit dem Umrechnungsfaktor von $1 \text{ Fm} = 2,7 \text{ Srm}$ gerechnet sowie mit einem Energieinhalt von 2030 kWh/Fm [55], so ergibt sich ein technisches Potenzial von 92 GWh/a aus jährlichem Zuwachs sowie 69 GWh/a aus Holzvorratsabbau. In Summe könnte also eine zusätzliche Energieholzmenge im Äquivalent von 161 GWh/a genutzt werden.

Diese bereits zehn Jahre alten Daten wurden mit aktuellen Einschätzungen der Abteilung Forstwesen des Landes Vorarlberg abgeglichen. In der Diskussion ergab sich, dass der Holzeinschlag in Vorarlberg nachhaltig auf 450.000 Efm (ohne Rinde) erhöht werden kann. Dieser Wert ergibt sich aus der Annahme, dass der jährliche Zuwachs im Ertragswald in Vorarlberg (Ertragswald sind ca. $2/3$ der Vorarlberger Waldfläche) ca. 609 Vfm beträgt. Abzüglich 20% (Vfm zu Efm) und einem Sicherheitsfaktor ergibt sich dann der Wert von 450.000 Efm . Im Vergleich zum mittleren Holzeinschlag zwischen 2008 und 2017 von 336.000 Efm , ergibt sich somit eine Steigerung um ca. 114.000 Efm .

Bei vollständiger energetischer Nutzung ergibt sich ein zusätzliches technisches Potenzial im Vergleich zum Zeitraum 2008 bis 2017 von ca. 231 GWh/a (Umrechnung über $1 \text{ Efm} = 1,0 \text{ Fm}$; 2030 kWh/Fm). Nahezu exakt derselbe Wert (233 GWh/a) ergibt sich, wenn das gesamte technische Potenzial von 3243009 t-atro aus ungenutztem Zuwachs für Österreich aus der Studie von Dißbauer [56] über die Bevölkerungsanzahl normiert umgerechnet wird. Wird statt einer vollständigen energetischen Nutzung realistischer von der derzeitigen Mischnutzung (41% Brennholz, 59% Nutzholz ausgegangen) ausgegangen, so ergeben sich leicht verringerte erschließbare Potenziale. Das erschließbare Potenzial aus Energieholz ergibt sich dann zu 95 GWh . Beim Nutzholz können nur die Sägenebenprodukte energetisch genutzt werden. Diese betragen ca. 45% der gesamten Nutzholzmenge [58]. Somit ergibt sich ein erschließbares Potenzial von 61 GWh/a für die Sägenebenprodukte. Das Gesamtpotenzial liegt also nicht mehr bei 231 GWh/a , sondern bei 156 GWh/a . Da das oben genannte Potenzial von zusätzlichen 114.000 Efm ohne Rinde definiert ist, kann zusätzlich noch von 10% Rinde und somit von einem weiteren energetischen Potenzial von ca. 26 GWh ausgegangen werden. Zuletzt kommt auch nach neuen Schätzungen noch einmal ein gewisses Potenzial aus Vorratsabbau. Hier kann der Wert von Stampfl [57] von 69 GWh/a noch immer als realistisch angesehen werden. Zuletzt kann davon ausgegangen werden, dass ein großer Anteil des bei der Seilkran-Nutzung anfallenden Astmaterials energetisch verwertet wird. Daher wird ein weiteres Potenzial von 5% des Gesamteinschlags und damit ca. 12 GWh/a angenommen. Die gesamten technischen Potenziale (Stampfl: 161 GWh , Forstwesen rein energetisch: 338 GWh , Forstwesen Mischnutzung: 263 GWh) sind in Abbildung 34 zusammengefasst.

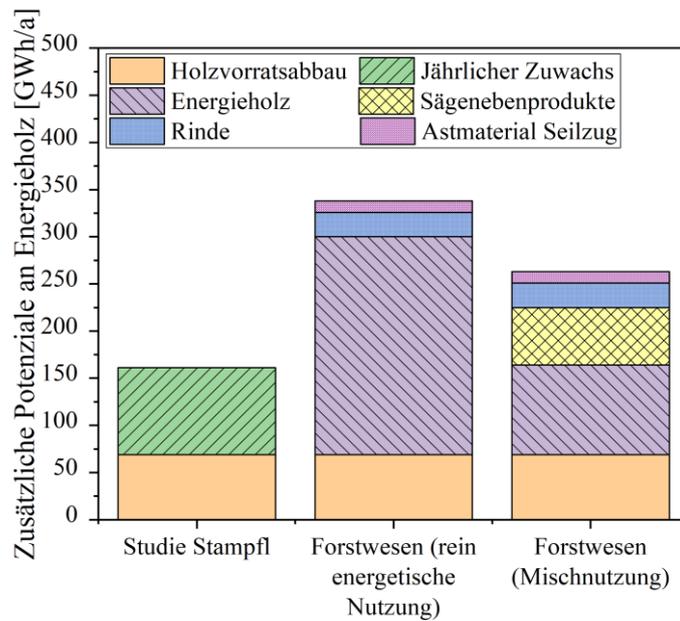


Abbildung 34: Technische Potenziale an Energieholz (Studie von Stampfl [57] sowie aktuelle interne Schätzungen)

Energieholz wird derzeit meist in Biomasseheizwerken zur Fernwärmeerzeugung genutzt oder in Kleinf Feuerungsanlagen zur Wohnraumbeheizung.

Sollte das genannte erschließbare Potenzial zukünftig jedoch für die Umwandlung zu Biomethan verwendet werden, so ergibt sich beim realistischen Szenario „Forstwesen/Mischnutzung“ ein Methanpotenzial von 168 GWh/a (Annahme: Wirkungsgrad der Vergasung zu Methan von 64 % [55]). Dies könnte zum Beispiel für industrielle Anwendungen verwendet werden. Jedoch ist die Vergasertechnologie (also die Erzeugung von Biomethan aus Holz) bis 2030 bestenfalls im Stadium von Pilotanlagen. Es wird daher davon ausgegangen, dass in Vorarlberg bis 2030 kein Biomethan aus Holz erzeugt wird.

Stattdessen wird die gesamte Energieholzmenge in dieser Studie zur Deckung von Wärmeanwendungen verwendet. Auch eine Nutzung in KWK-Anlagen zur gleichzeitigen Strom- und Wärmeerzeugung insbesondere auch im Winter ist denkbar. Derzeit werden zum Beispiel bereits ca. 10 GWh/a an elektrischer Energie aus Holzvergäsern erzeugt. Im weiteren Verlauf wird dieser Wert zunächst als konstant angenommen. Jedoch wird darauf hingewiesen, dass Holzvergaser bzw. Pellet-KWK-Anlagen zur Stromerzeugung durchaus Stand der Technik sind, jedoch nicht Vergasertechnologien zur Erzeugung von Biomethan.

Zusammenfassung der Potenziale
<ul style="list-style-type: none"> • Erschließbares Potenzial für Wärmeanwendungen: 263 GWh/a (Szenario Forstwesen Mischnutzung) • Technisches Potenzial für Methanerzeugung: 168 GWh/a (Szenario Forstwesen Mischnutzung) • Erschließbares Potenzial für Methanerzeugung: 0 GWh/a bis 2030
Aspekte, die sich positiv auf das Potenzial auswirken:
<ul style="list-style-type: none"> • Energetische Verwertung von Altholz • Verstärkter Einsatz von Holz als Baustoff • Ausweitung des Ertragswaldes (Erschließung und/oder Klimaveränderung)
Aspekte, die sich negativ auf das Potenzial auswirken:
<ul style="list-style-type: none"> • Zu wenig Abnehmer für Rundholz und damit geringe Mengen Sägenebenprodukt

4.6 Stromerzeugung und Strombedarf gesamt

Die Gesamtpotenziale für die Stromerzeugung in Vorarlberg sind in Abbildung 35 dargestellt. Es wird jeweils der Referenzwert gezeigt, das technische Potenzial sowie das bis 2030 erschließbare Potenzial. Für den Referenzwert wurde für die PV die real erzeugte Strommenge in Vorarlberg im Jahr 2017 aus dem Monitoringbericht verwendet, für die Stromerzeugung aus Biogenen (Biogas und holzbasierte) ebenfalls. Da 2017 ein stark unterdurchschnittliches Wasserjahr war, wurde für die Stromerzeugung aus Wasserkraft der Mittelwert der Stromerzeugung aus den Jahren 2013-2017 von 2066 GWh verwendet. Die erschließbaren Potenziale sind jeweils für den Zeitraum bis 2030 bestimmt.

Es ist ersichtlich, dass Biogene und falls gewünscht auch die Windkraft eine untergeordnete Rolle spielen, jedoch kommen auch diese in Summe auf nahezu 50 GWh. Die technischen Potenziale in der Wasserkraft sind sehr genau bekannt, es ist lediglich die Unsicherheit, welche der beiden Kraftwerke Kapf und Lochau bis 2030 erschlossen wird. Derzeit wird angenommen, dass sich keines der beiden Kraftwerke bis 2030 realisieren lässt, weswegen das erschließbare Potenzial deutlich geringer ausfällt als das technische Potenzial. In der Photovoltaik wird insbesondere die maximal erreichbare Ausbaugeschwindigkeit ausschlaggebend sein. Die technischen Potenziale sind weit höher als die erschließbaren Potenziale bis 2030. Freiflächenanlagen sind gemäß Abbildung 35 technisch nicht sinnvoll, da genügend Dachflächen zur Verfügung stehen. In Summe ergeben sich technische Potenziale in Höhe von 4.450 GWh/a, was auf Grund der Photovoltaik aber deutlich höher ist als das erschließbare Potenzial von 2563 GWh/a.

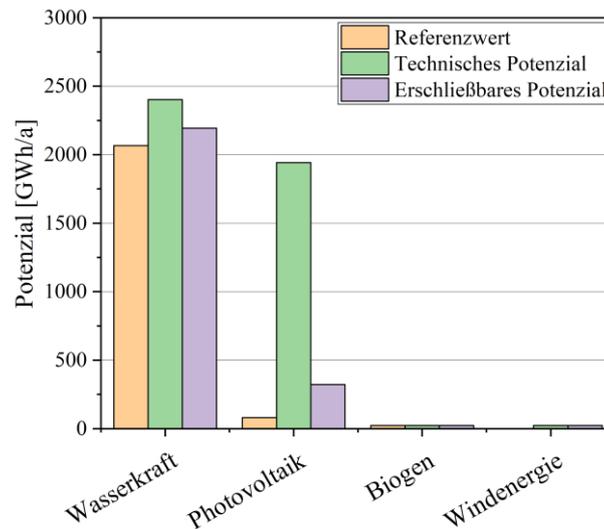


Abbildung 35: Potenziale für die Stromerzeugung in Vorarlberg (Referenzwert: bereits erschlossenes Potenzial; erschließbares Potenzial: Zeitraum bis 2030)

In einem weiteren Schritt werden Szenarien der Stromerzeugung denen des Strombedarfs gegenübergestellt. Im Szenario „Vier Energieträger“ wird davon ausgegangen, dass sowohl die Potenziale aus Windkraft und Biogen erschlossen werden wie auch eine Stromerzeugung aus Solar von 322 GWh/a erreicht wird. Für die Wasserkraft wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke Lochau und Kapf nicht erschlossen werden. Im Szenario „Vier Energieträger, Fokus Solar“ wird im Vergleich dazu von einem verstärkten Ausbau der Stromerzeugung aus Solar von 400 GWh/a bis 2030 ausgegangen. Im Szenario „Wasser und Fokus Solar“ wird angenommen, dass die Windkraft in Vorarlberg weiter keine Rolle spielen wird und die biogenen Potenziale eher zur Methanherzeugung (Biogas) bzw. zur Fernwärmeversorgung (holzartige) genutzt werden. Für die Wasserkraft wird in diesem Szenario davon ausgegangen, dass die Kraftwerke Lochau und Kapf umgesetzt werden. Es ist ersichtlich, dass es mit allen drei Szenarien möglich ist, den derzeitigen Strombedarf von ca. 2.623 GWh/a zu decken. Es ist jedoch nicht möglich, den in den Kapiteln 4.1 bis 4.4 bestimmten zukünftigen Strombedarf von in Summe ca. 3.042 GWh/a zu decken. Eine vollständige Deckung des prognostizierten Strombedarfs ist daher je nach Szenario nur zu 84-92 % möglich. Es ist daher ersichtlich, dass ein Residuum in der Stromerzeugung von ca. 240 GWh bis 480 GWh verbleibt. Die Rechnungen zeigen zudem deutlich, dass mit dem Szenario „Wasser und Fokus Solar“ durchaus ein Szenario besteht, welches den prognostizierten Bedarf zu über 90 % aus regionalen und erneuerbaren Energien deckt. Hierzu sind aber wie erwähnt eine schnelle Umsetzung der Kraftwerke Lochau und Kapf sowie ein enorm ambitioniertes Solarausbauziel von Nöten. Zudem zeigen die Rechnungen, dass ähnlich den letzten Jahren dem Thema „Stromsparen“ eine hohe Bedeutung zukommt.

Es ist jedoch zu beachten, dass sowohl die Bedarfs- als auch die Erzeugungswerte mit gewissen Unsicherheiten behaftet sind. Daher sollte das Thema Strombedarf und Stromerzeugung ähnlich der letzten Jahre dauerhaft einem genauen Monitoring unterzogen werden. Das

Monitoring soll dabei auch die CO₂-Emissionen einbeziehen, da diese trotz der aufgezeigten Lücke wie in Kapitel 5 dargestellt um 40 % gegenüber 2005 gesenkt werden können.

Es ist weiters zu beachten, dass in vorliegenden Rechnungen die Netzverluste von derzeit 240 GWh/a nicht eingerechnet wurden. Sollen auch diese Verluste einbezogen werden, so erhöht sich der Strombedarf entsprechend.

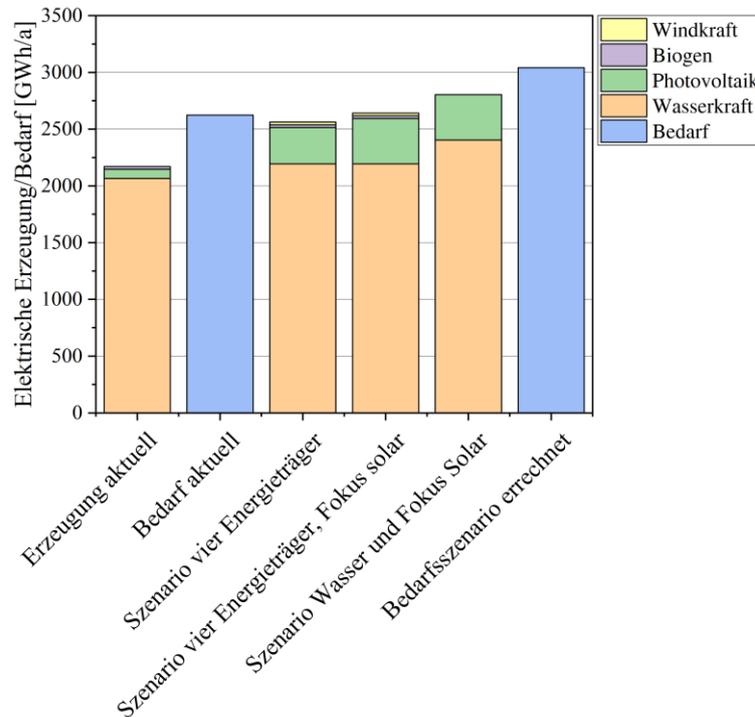


Abbildung 36: Elektrische Erzeugung und Bedarf für unterschiedliche Szenarien

4.7 Chemische Energieträger für Wärmeanwendungen

Der Bedarf an chemischen Energieträgern für Wärmeanwendungen ist in Abbildung 37 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass auch im Jahr 2030 mit 2534 GWh/a erhebliche Mengen an Gas und Öl benötigt werden. Da die Bedarfsszenarien das gesamte Potenzial an Energieholz für Wärmeanwendungen jedoch nicht ausschöpfen und auch die ermittelten Potenziale an Biomethan noch nicht eingeflossen sind, könnte ein weiterer Anteil von 217 GWh/a durch Fernwärme bzw. Biomethan substituiert werden. In Summe bleibt jedoch eine Energiemenge von ca. 2.317 GWh/a, die über Öl oder vorzugsweise Gas abgedeckt werden müssen (schraffierte Fläche in Abbildung 37).

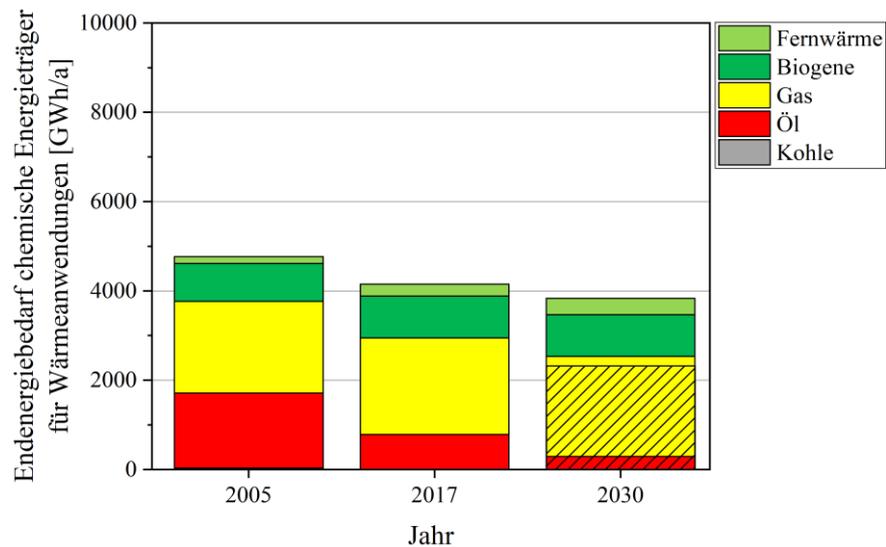


Abbildung 37: Endenergiebedarf an chemischen Energieträgern für Wärmeanwendungen (schraffiert: weiterhin benötigte Menge an fossiler Energie)

4.8 Gesamt-Endenergiebedarf

Zuletzt wird der Endenergiebedarf betrachtet und es muss im Vergleich zu Abbildung 37 auch der Bedarf an Strom, Kraftstoffen (o. KEX) und sonstigen Kraftstoffen addiert werden (siehe Abbildung 38). Es ist ersichtlich, dass im Jahr 2030 ca. 54 % des Endenergiebedarfs über erneuerbare Energien gedeckt werden können. Sollten die zusätzlichen Potenziale an Energieholz und biogenen Energieträgern ebenfalls genutzt werden, ergibt sich ein Wert von 57 %. Dies ist jedoch unter der Annahme, dass der Strom zu 100 % erneuerbar ist. Werden die Szenarien aus Abbildung 36 hinterlegt, ergeben sich Werte von 51 % (Szenario „Vier Energieträger“), 52 % (Szenario „Vier Energieträger und Fokus Solar“) sowie 54 % (Szenario „Wasser und Fokus Solar“). Das Ziel von 50 % ist daher realistisch.

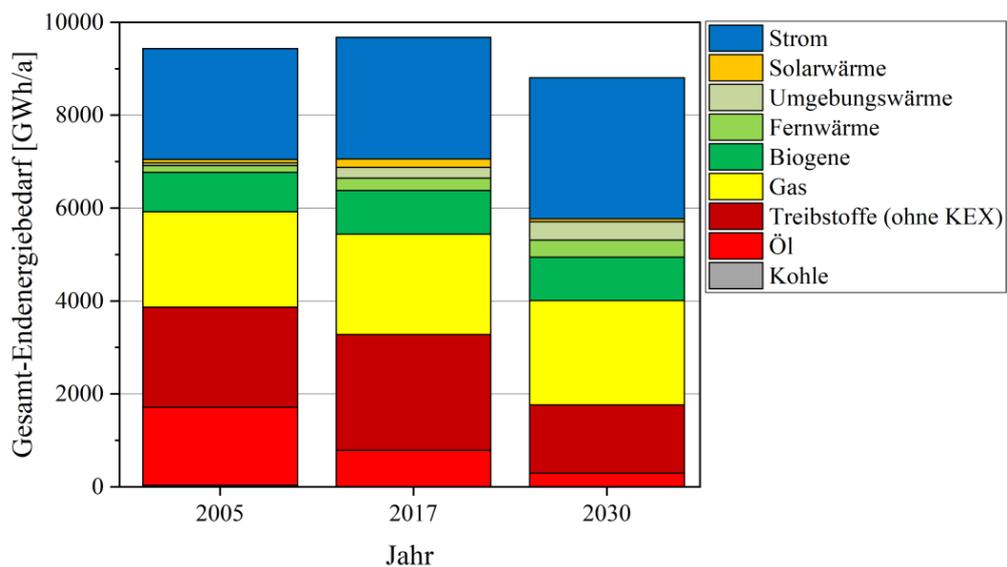


Abbildung 38: Gesamt-Endenergiebedarf Vorarlbergs

5 CO₂-Emissionen

In den folgenden Kapiteln wird die Entwicklung der CO₂-Emissionen der einzelnen Sektoren bei Anwendung der Konventionen des Monitorings der Energieautonomie Vorarlberg dargestellt. Der Hauptfokus liegt auf dem Zeitraum bis 2030, wegen der großen Trägheit des Gebäudesektors aufgrund langer Nutzungs- und Sanierungsintervalle wird für diesen Sektor auch der Zeitraum bis 2050 betrachtet. Zur Bilanzierung von CO₂-Emissionen werden je nach Einsatzzweck unterschiedliche Verfahren eingesetzt, in denen unterschiedliche Konventionen gelten. Das in dieser Studie verwendete Verfahren aus dem Monitoring zur Energieautonomie ist in Kapitel 2.1.6 beschrieben. Schwächen und Grenzen des Verfahrens werden in Kapitel 7.1 aufgezeigt. Im gleichen Kapitel wird am Beispiel des Gebäudesektors ein Verfahren beschrieben, das zur Herleitung sektoraler Emissionsziele besser geeignet ist.

5.1 Gebäude

Die Entwicklung der CO₂-Emissionen des Gebäudesektors in Summe der Wohn- und Nichtwohngebäude ist in Abbildung 39 dargestellt.

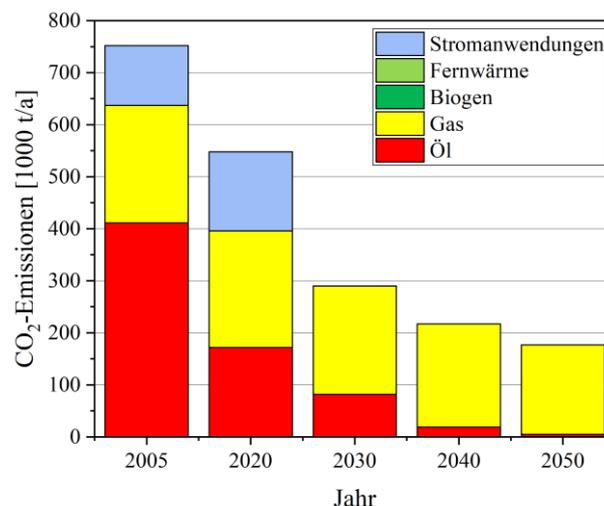


Abbildung 39: Zeitliche Entwicklung der CO₂-Emissionen des Gesamt-Gebäudesektors (Wohn- und Nicht-Wohngebäude) nach Energieträger (CO₂-Emissionsfaktoren gemäß Monitoring Energieautonomie [1])

Wie Abbildung 39 zeigt, können die CO₂-Emissionen des Gebäudesektors bei Bilanzierung gemäß Verfahren der Monitoringberichte zur Energieautonomie von etwa 750 kt/a auf 289 kt/a im Jahr 2030 reduziert werden. Dies entspricht einer Verringerung um 62 %.

Da regenerativ erzeugter Strom definitionsgemäß mit 0 g/kWh bilanziert wird und da für 2030 ein jahresbilanzieller, regenerativer Anteil von 100 % angenommen wird, wird der gesamte Stromverbrauch des Jahres 2030 als emissionsfrei bewertet. Entsprechend verschwindet der blaue Säulenanteil aus der Grafik. Da Biomasse und erneuerbare

Fernwärme definitionsgemäß ebenfalls mit 0g/kWh bilanziert werden, tauchen diese Energieträger in der Darstellung nicht auf.

Bis 2050 können die Emissionen auf 177 kt/a reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion von 76 % bis 2050. Dies bedeutet jedoch auch, dass der Gebäudesektor auf dem im Szenario Effizienz beschriebenen Pfad bis 2050 nicht emissionsfrei wird.

Grund für die vergleichsweise geringe Reduktion von 2030 bis 2050 ist, dass der gesamte Stromverbrauch schon 2030 mit 0 g/kWh spezifischen Emissionen gerechnet wird, so dass eine weitere Absenkung der rechnerischen spezifischen Emissionen für Strom nicht mehr möglich ist. Reduktionen der Gesamt-CO₂-Emissionen sind in dem Verfahren des Monitorings der Energieautonomie ab 2030 nur noch möglich, indem die verbleibenden Anteile an Gas und Öl durch regenerative, mit 0 g/kWh bewertete Energieträger wie Fernwärme aus erneuerbaren Energien, Biomasse oder Strom ersetzt werden oder indem der Endenergiebedarf verbliebener, fossil beheizter Gebäude durch thermische Sanierungen reduziert wird.

Eine Diskussion der Ergebnisse der CO₂-Emissionen für den Gebäudesektor (Sommer/Winter Problematik) und des eingesetzten Bilanzierungsverfahrens findet sich in Kapitel 7.1.

5.2 Mobilität

Der Energiebedarf aus Tabelle 13 kann in entsprechende CO₂-Emissionen umgerechnet werden. Hierzu wird wiederum von einem linear auf null absinkenden CO₂-Emissionsfaktor für Strom bis 2030 ausgegangen. Für Treibstoffe wird ein Wert von 265 t/GWh angenommen. Damit ergeben sich die Emissionen

Tabelle 15: CO₂-Emissionen im Personenverkehr.

	Energiebedarf elektrisch in GWh	Energiebedarf Treibstoffe in GWh	CO ₂ -Emission elektrisch in t/a	CO ₂ -Emission Treibstoffe in t/a
Verkehrsmittel	2030	2030	2030	2030
Öffentlicher Ver- kehr				
Bahn	137,9	0	0	0
Bus	55,3	12,3	0	3.257
Fahrrad	0	0	0	0
Fußgänger	0	0	0	0
Pkw-Lenker	140,3	712,1	0	188.712
Pkw-Mitfahrer	3,8	19,4	0	5.130
Motorrad	0,6	13,8	0	3.665
Summe	337,9	757,6	0	200.764

Addiert werden müssen noch die CO₂-Emissionen für den Güterverkehr, der laut Mobilitätskonzept [5] mit 100.000 t/a vorhergesagt wird. Zudem wird der Off-Road-Verkehr mit

konstant 75.000 t/a eingerechnet, Sonstige mit 15000 t/a. Es ergeben sich demnach Emissionen von in Summe 385.000 t/a. Im Vergleich zum Basisjahr des Mobilitätskonzeptes 2004, in dem die CO₂-Emissionen des Güterverkehrs bei 102.000 t/a und die des Personenverkehrs bei 418.500 t/a lagen, wird demnach eine CO₂-Reduktion im Mobilitätssektor von ca. 30 % erreicht (siehe Abbildung 40). Da das Mobilitätskonzept keine Angaben über Zwischenziele im Jahr 2025 macht, wird auf eine detaillierte Bilanzierung verzichtet. Es ist jedoch zu erwarten, dass der Ausbau der Elektromobilität im Personenverkehr nicht linear verläuft, sondern eine entsprechende Hochlaufkurve zu hinterlegen ist. Das bedeutet, dass die Ziele für 2030 vermutlich nicht im Jahre 2025 zur Hälfte erreichbar sind, sondern vermutlich erst im Jahre 2027.

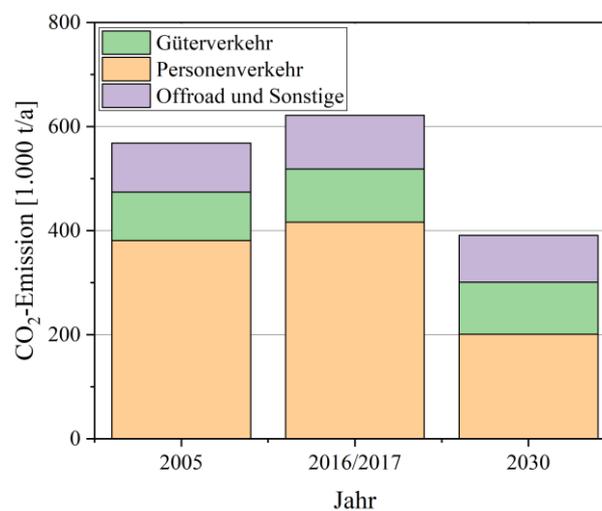


Abbildung 40: CO₂-Emissionen im Verkehr (Daten für 2004 und 2017 aus dem Mobilitätskonzept Vorarlberg [5], Daten für Personenverkehr 2030 aus eigenen Berechnungen)

5.3 Industrie und Gewerbe

Die Emissionsfaktoren für die Industrie werden wie folgt aus dem Monitoringbericht der Energieautonomie 2019 [1] bzw. aus dem Austria National Inventory Report [59] abgeleitet:

- Öl: 280,8 t/GWh
- Gas: 199,4 t/GWh

Wie in den anderen Sektoren auch, wird zunächst davon ausgegangen, dass Strom im Jahr 2030 mit einem Emissionsfaktor von 0 t/GWh zu bilanzieren ist. Dies ist wie erwähnt dann richtig, wenn das Ziel einer 100 %igen Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien bis 2030 umgesetzt wird. Zudem werden Fernwärme, Umgebungswärme und biogene Energieträger ebenfalls mit einem Emissionsfaktor von 0 t/GWh bilanziert.

Zudem wird in Szenario 1 in einem vereinfachten Modell angenommen, dass sich die Aufteilung der Energieträger im Zeitraum 2020-2030 ähnlich zum Mittel der Jahre 2013-2017 wie folgt verhält:

- Öl: 4,8 % des Endenergiebedarfs
- Gas: 42,4 % des Endenergiebedarfs
- Strom: 6,9 % des Endenergiebedarfs
- Sonstige: 5,9 % des Endenergiebedarfs

Unter diesen Annahmen ergibt sich für das Szenario 1 aus dem Endenergiebedarf des Jahres 2030 von 2.640 GWh/a (Abbildung 25) eine CO₂-Emission von ca. 259 kt CO₂/a. Für das Szenario 2 werden die bereits in Kapitel 4.4 genannten Annahmen getroffen:

- Stabilisierung des Gasbedarf
- Substitution von Öl durch Effizienzmaßnahmen
- leichter Ausbau von Biogenen, Fernwärme und Umgebungswärme

Daraus ergibt sich für den Endenergiebedarf von 2511 GWh/a ein Wert für die CO₂-Emissionen von 233 kt CO₂/a. Würde es der Industrie nicht nur gelingen, den Energieträger Öl durch Effizienzmaßnahmen zu substituieren, sondern zudem in Summe den Endenergiebedarf zu stabilisieren (bei unabhängigem Wachstum), so ergäbe sich eine CO₂-Emission von 203 kt CO₂/a bei einem Endenergiebedarf von 2406 GWh/a. Die drei Szenarien sind in Abbildung 41 dargestellt.

Im Folgenden wird wie bereits in Kapitel 4.4 erwähnt, mit Szenario S2 weitergerechnet.

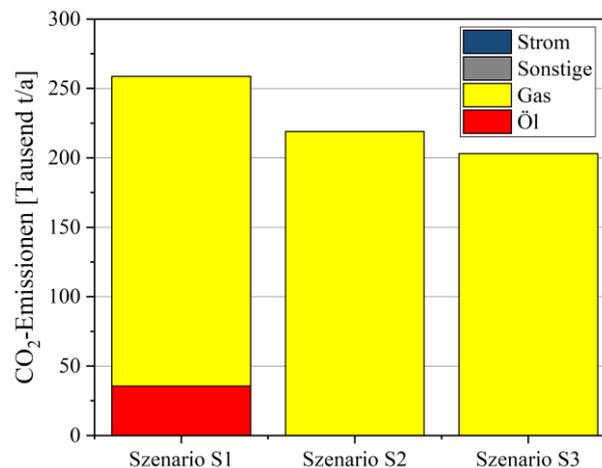


Abbildung 41: CO₂-Emissionen des Sektors Industrie im Jahr 2030 aufgeteilt nach Energieträgern für die drei Szenarien aus Kapitel 4.4

5.4 Landwirtschaft

Der Energiebedarf wie auch die energiebedingten CO₂-Emissionen der Landwirtschaft haben sich in den Jahren 2016-2019 stabilisiert. Die vorliegende Studie geht davon aus, dass

die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2017 von ca. 8.000 t/a trotz Produktionssteigerung bis 2030 in etwas konstant bleiben werden. Es wird lediglich angenommen, dass sich die CO₂-Emissionen auf Grund der Substitution von Öl um ca. 1.000 t/a verringern. Daher wird im Folgenden mit einer energiebedingten CO₂-Emission von 7.000 t/a gerechnet.

5.5 Gesamte CO₂-Emissionen

Die gesamten CO₂-Emissionen sind in Abbildung 42 dargestellt. Für die Industrie wurde das Szenario S2, wie in Kapitel 4.4 und Kapitel 5.3 beschrieben, ausgewählt. Es ist ersichtlich, dass unter den in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Annahmen die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Jahr 2005 um 45 % gesenkt werden können.

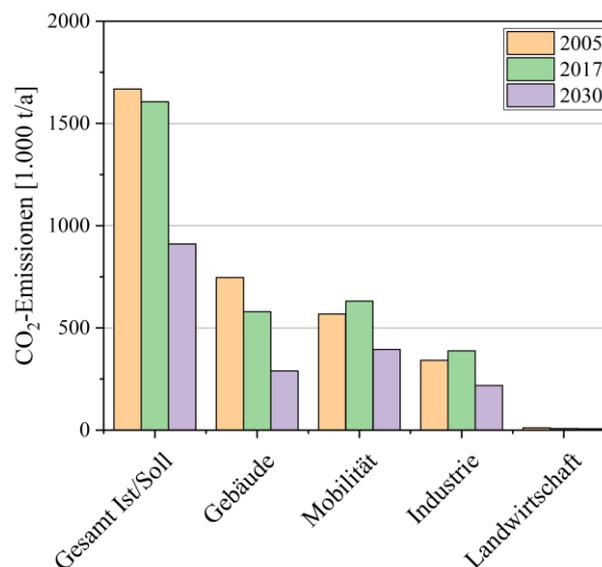


Abbildung 42: CO₂-Emissionen gesamt und für den jeweiligen Sektor

Abbildung 42 geht jedoch davon aus, dass das Ziel 100 % erneuerbare Energien in der Stromerzeugung erreicht wird. Wie in Kapitel Abbildung 36 in 4.6 dargestellt, kommt es jedoch zu einer Lücke der erneuerbaren Stromerzeugung, die je nach Szenario zwischen 240 GWh und 480 GWh (jeweils ohne Netzverluste) liegt. Daher wurde im Folgenden bestimmt, welche Energiemenge Vorarlberg importieren dürfte, um weiterhin das Ziel CO₂-Ziel von -40 % im Vergleich zu 2005 zu erreichen. Unter Einbeziehung der bisherigen Ergebnisse und eines prognostizierten CO₂-Emissionsfaktors von 222,5 t CO₂/GWh im Jahr 2030 (siehe Abbildung 8) ergibt sich ein möglicher Stromimport von 404 GWh (ca. 13 % des Strombedarfs). Abbildung 43 zeigt die sich dann ergebenden CO₂-Emissionen inkl. des Anteils aus Stromimporten. Da der sich ergebende Wert von 404 GWh/a in der Bandbreite der Lücke der regionalen erneuerbaren Stromerzeugung von 240 GWh und 480 GWh liegt, ist das Erreichen der CO₂-Ziele also auch ohne das Erreichen des Ziels „bilanziell 100 % regionale Erneuerbare Energien bei der Stromerzeugung“ möglich.

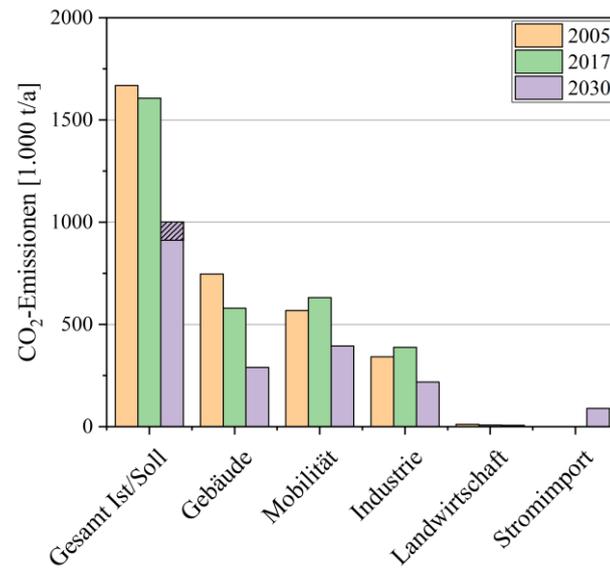


Abbildung 43: CO₂-Emissionen gesamt und für den jeweiligen Sektor inkl. möglichem Stromimport unter der Annahme, dass das CO₂-Ziel von -40 % im Vergleich zum Jahr 2005 genau erreicht wird (schraffierte Fläche entspricht dem Anteil des Stromimports an der Gesamtemission)

6 Diskussion zeitlicher Abhängigkeiten

Obwohl das Land Vorarlberg bewusst eine Energieautonomie bis 2050 anstrebt und keine Energieautarkie, so macht es Sinn, bestehende und zukünftig auftretende zeitliche Abhängigkeiten zwischen Energiebereitstellung und Endenergiebedarf aufzuzeigen. Dies ist insbesondere für die Stromerzeugung und den Strombedarf relevant.

6.1 Tageszeitliche Schwankungen für PV, EV und Gebäude

Viele sehen in der Kombination Elektroauto, eigene PV-Anlage und mehrgeschossiger Wohnbau ein zentrales Element zukünftiger Wohnformen. Aus diesem Grund wurde beispielhaft ein typischer, energetisch hocheffizienter Wohnkomplex mit sechs Wohneinheiten, vier Elektrofahrzeugen und einer 30 kWp PV-Anlage betrachtet. Abbildung 44 zeigt den Verlauf der Last aus Heizung, Warmwasser, Hilfs- und Haushaltsstrom (Base Load, BL), den Verlauf der erzeugten elektrischen Energie der PV-Anlage (PV) sowie die Gesamtlast des Gebäudes inklusive Elektromobilität (EV) als Summenprofil. Es wurden dabei alle Tage des Monats summiert und ein durchschnittlicher Tag eines jeden Monats abgeleitet. Folgende Schlussfolgerungen können aus der Abbildung gezogen werden:

- Die Elektromobilität erhöht den durchschnittlichen Leistungsbedarf der Wohnanlage zu Spitzenzeiten um den Faktor 3.
- Da die Elektroautos bevorzugt nach der Arbeit und damit in den Abendstunden geladen werden, ergibt sich ein erhöhter Peak meist kurz nach 18:00 Uhr.
- Zu dieser Zeit ist die solare Stromerzeugung bereits unter die durchschnittliche Last (selbst ohne Elektromobilität) gefallen.
- Es ergeben sich in diesem typischen Beispiel somit keine Synergien zwischen PV-Anlage und Elektromobilität, da die Erzeugung und der Bedarf gegenläufig sind.

Es wäre daher nötig, die Elektroautos in Zeiten hoher Stromerzeugung der PV-Anlage zu laden. Daher wurde in einer Variationsrechnung analysiert, wie der Verlauf aussehen würde, falls 50 % der benötigten Energiemenge der Elektroautos am Arbeitsplatz geladen werden. Sofern die Arbeitsstelle (z.B. der Industriebetrieb) über eine eigene PV-Anlage verfügt, könnte dann in Zeiten hoher Stromerzeugung durch PV direkt am Arbeitsplatz geladen werden. Abbildung 45 zeigt in diesem Fall, dass die zusätzlichen Lastspitzen im Wohnkomplex in der Zeit nach 18:00 Uhr deutlich reduziert werden können. Die Erhöhung der Last kann von einem Faktor von 3 im Regelfall auf einen Faktor von unter 2 reduziert werden. Die Abbildung 44 und Abbildung 45 zeigen daher deutlich, dass beim Ausbau von PV und Elektromobilität auch das Laden am Arbeitsplatz berücksichtigt werden sollte. In beiden Fällen (Laden zu Hause, Laden am Arbeitsplatz) werden zukünftig zudem intelligente Lastmanagementsysteme benötigt werden. Durch diese könnte es durchaus zu einer deutlichen

Verschiebung der dargestellten Lastkurven kommen. Diese Lastmanagementsysteme zu untersuchen war jedoch nicht Teil der vorliegenden Studie.

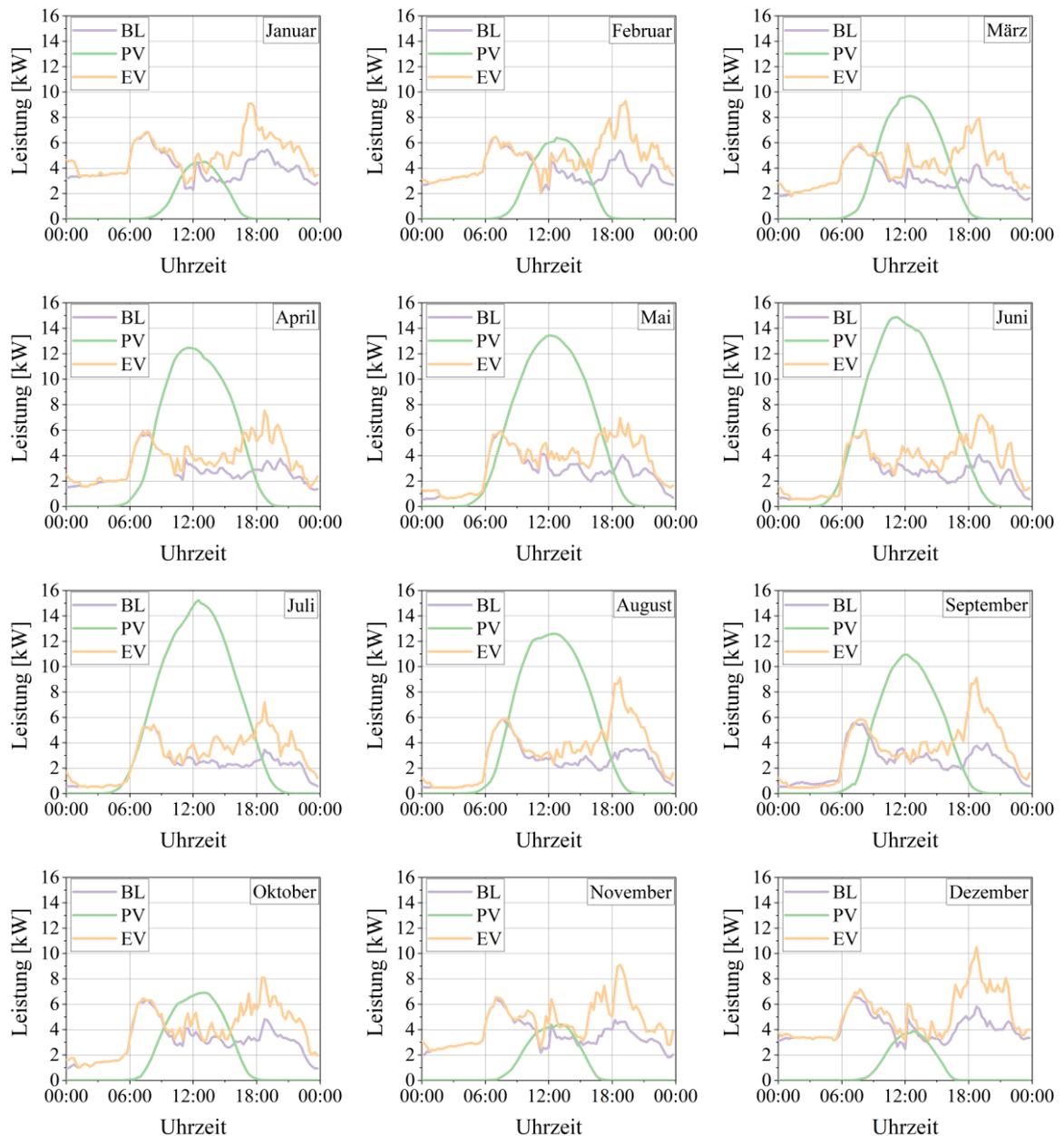


Abbildung 44: Durchschnittliche Last für Heizung, Warmwasser, Haushalts- und Hilfsstrom (BL), solare Stromerzeugung (PV) und Gesamtlast inklusive Elektromobilität (EV) für einen Wohnbau mit 6 Wohneinheiten und 4 Elektroautos (Annahme: Elektroautos werden stets zu Hause geladen)

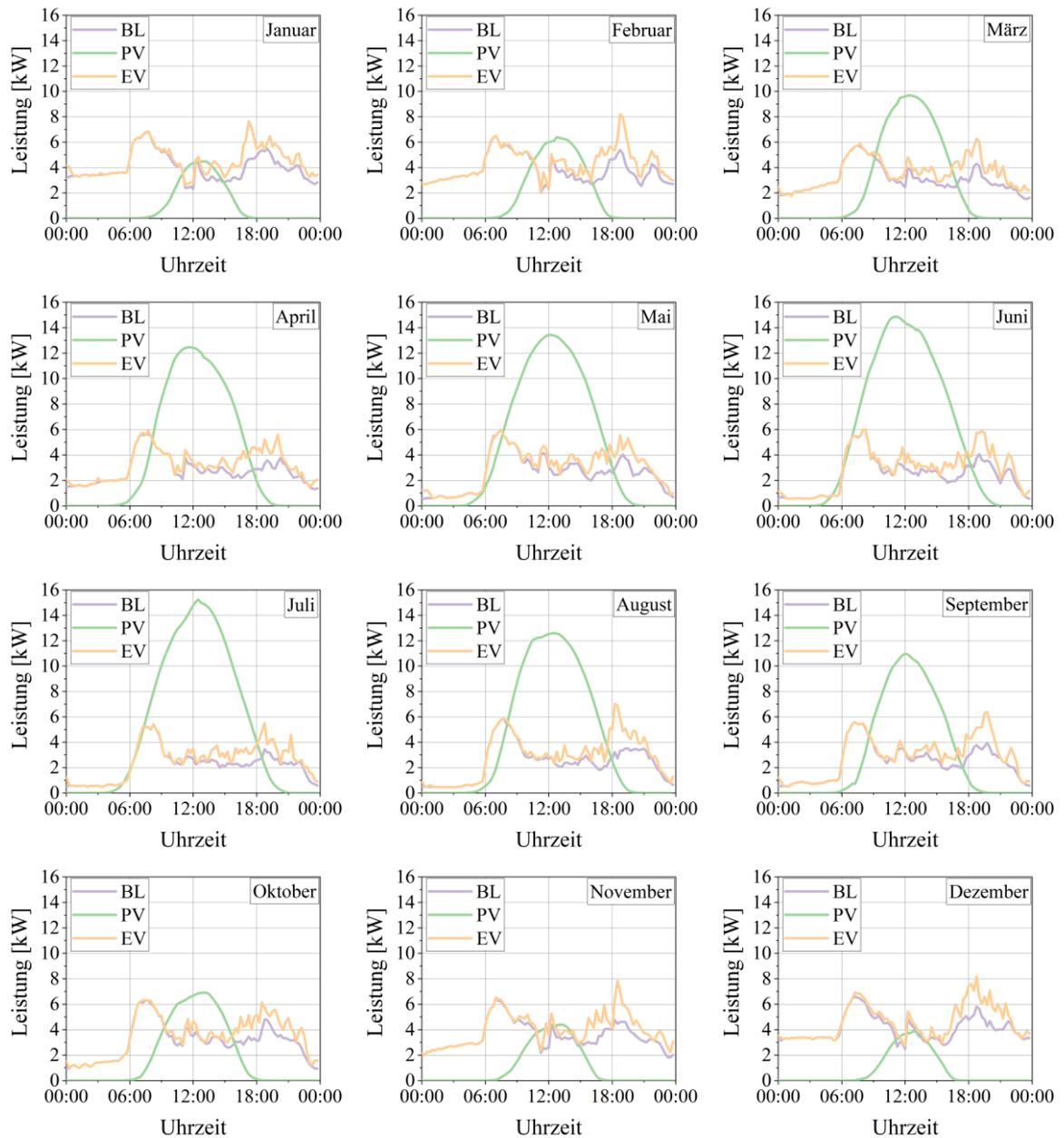


Abbildung 45: Durchschnittliche Last für Heizung, Warmwasser, Haushalts- und Hilfsstrom (BL), solare Stromerzeugung (PV) und Gesamtlast inklusive Elektromobilität (EV) für einen Wohnbau mit 6 Wohneinheiten und 4 Elektroautos
 (Annahme: Elektroautos werden teilweise (50 % der Energie) am Arbeitsplatz geladen)

6.2 Jahresgang Endenergiebedarf Wohngebäudepark

Die Berechnung der Monatswerte des Endenergiebedarfs des Vorarlberger Wohngebäudeparks erfolgt auf Grundlage des in Kapitel 4.1.1 dargestellten Jahres-Endenergiebedarfs aus dem Kohortenmodell. Der Jahres-Endenergiebedarf wird dort für die folgenden Anwendungen ausgewiesen:

- Raumheizung RH
- Warmwasser WW
- Hilfsstrom HS
- Haushaltsstrom HHS

Außerdem sind im Kohortenmodell folgende Annahmen zur Solarthermie beschrieben:

- Anteil an Gebäuden, die eine Solarthermie besitzen
- Deckungsgrad RH (6 %)
- Deckungsgrad WW (50 %)

Mit diesen Angaben wird der Jahresverlauf der Endenergiebedarfe der verschiedenen Anwendungen in Form von Monatswerten hergeleitet. Die monatliche Verteilung des Endenergiebedarfs zur Raumheizung (RH) wird in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf HWB modelliert. Hierzu werden mit der Software Polysun [60] Stützberechnungen durchgeführt. Es wird aus dem Kohortenmodell das Gebäude mit dem höchsten HWB (EFH_A_1919) und das mit dem niedrigsten (GWB_N_2065) in Polysun abgebildet. Für beide Gebäude wird der Jahresverlauf des Endenergiebedarfs einmal ohne Solarthermie und einmal mit Solarthermie ermittelt. Das Gebäude mit dem niedrigsten HWB hat eine kürzere Heizperiode, und im Kernwinter einen niedrigeren Wert als Gebäude mit einem hohen HWB.

Analog zur Vorgehensweise bei der Bestimmung der monatlichen Verteilung der Raumheizung wird bei der Verteilung des Endenergiebedarfs für Warmwasser vorgegangen. Der Unterschied ist, dass die Verteilung beim Warmwasser nicht an den HWB gekoppelt ist, sondern an den Gebäudetyp, da die Nutzungsprofile von Einfamilienhäusern (EFH) und Geschosswohnbau (GWB) unterschiedlich sind. Ohne Solarthermie ist die monatliche Verteilung über das Jahr relativ konstant, mit Solarthermie gibt es eine Sommer-Winter Schwankung. Diese Schwankung ist im EFH, durch die etwas größere Kollektorfläche pro Person etwas ausgeprägter.

Die monatliche Verteilung der Endenergie für den Haushaltsstrom (HHS) wird vereinfacht aus dem Standardlastprofil für Haushalte H0 des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW) [61] abgeleitet. Die Lastprofile liegen in Form von Viertelstunden-Leistungswerten vor, die auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh normiert sind. Sie sind differenziert nach Werktag, Samstag und Sonntag in den drei Jahreszonen Winter, Übergangszeit und Sommer. Das Haushalts-Lastprofil wird darüber hinaus mit Hilfe einer Polynomregression 3. Ordnung auf den im Jahresverbrauch typischerweise schwankenden Leistungsbedarf der

Haushalte angepasst. Die Monatswerte des Endenergiebedarfs 2030 nach Anwendung sind in Abbildung 46 dargestellt.

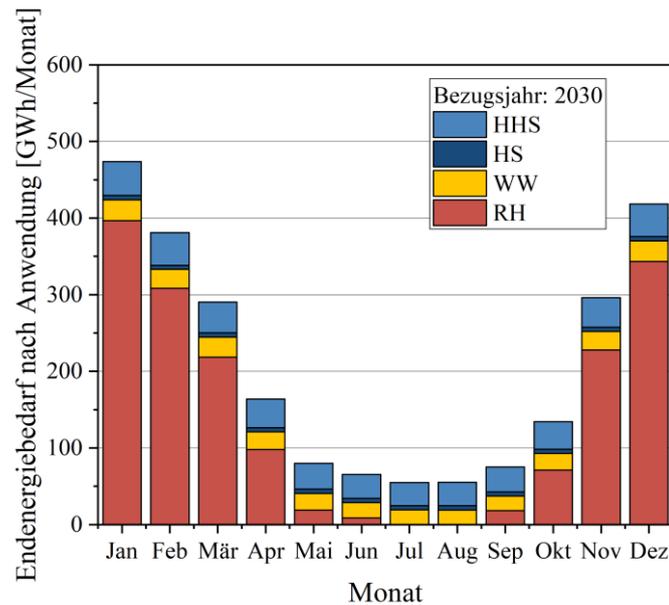


Abbildung 46: Monatliche Verteilung des Endenergiebedarfs der Wohngebäude nach Anwendung für das Jahr 2030 im Szenario Effizienz (RH=Raumheizung, WW=Warmwasser, HS=Hilfsstrom, HHS=Haushaltsstrom)

Wie vorhergehend festgestellt, wird der Endenergiebedarf des Wohngebäudeparks von der Anwendung Raumheizung dominiert. Da dieser Bedarf im Gegensatz zu den Bedarfen für Warmwasser, Haushalts- und Hilfsstrom einen Peak im Winter aufweist, ergibt sich für die monatliche Verteilung der Endenergie ein jahreszeitlich stark schwankender Wert. Im Jahr 2030 sind es, wie in Abbildung 46 dargestellt, im Januar 474 GWh, während es im Juli und August nur 55 GWh sind. Der winterliche Endenergiebedarf des Wohngebäudeparks ist damit 8,6-fach höher, als der im Sommer.

Abbildung 47 zeigt die den Jahresverlauf des Endenergiebedarfs des Wohngebäudeparks im Jahr 2050.

Im Jahr 2050 beträgt der Gesamt-Endenergiebedarf wie in Abbildung 47 dargestellt im Januar 375 GWh und etwa 50 GWh in den Monaten Juni, Juli und August. Somit ist der Endenergiebedarf 2050 im Kernwinter um den Faktor 8,0 höher als im Hochsommer.

Der Gesamt-Endenergiebedarf im Sommer bleibt von 2030 bis 2050 im Szenario Effizienz in etwa gleich, während er im Winter durch die Effizienzmaßnahmen wie hohe Energiestandards in Sanierung und Neubau, die höheren Anteile wärmepumpenbeheizter Gebäude und einen Rückgang der Anteile el.-direktbeheizter Gebäude um etwa 100 GWh/a sinkt. Da die Steigerung des Anteils wärmepumpenbeheizter Gebäude ein wichtiger Erfolgsfaktor für die Energieautonomie ist und da der Vorarlberger Strommix heute und in Zukunft von regenerativen Stromquellen mit Erzeugungspicks im Sommer dominiert werden wird, ist die Steigerung der Gebäudeeffizienz zur Verringerung des winterlichen Strombedarfs von maßgeblicher Bedeutung.

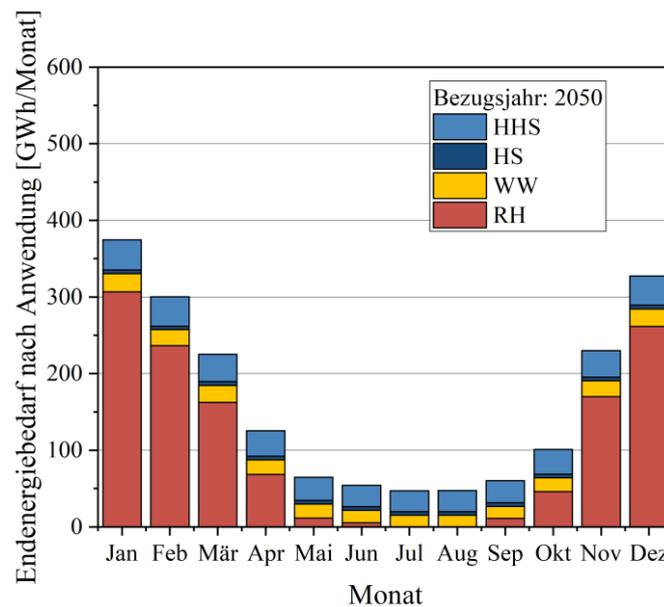


Abbildung 47: Monatliche Verteilung des Endenergiebedarfs der Wohngebäude nach Anwendung für das Jahr 2050 im Szenario Effizienz (RH=Raumheizung, WW=Warmwasser, HS=Hilfsstrom, HHS=Haushaltsstrom)

Zusammenfassend können für die jahreszeitliche Verteilung des Endenergiebedarfes der Wohngebäude folgende Kernbotschaften genannt werden:

- Auch bei der im Szenario Effizienz unterstellten deutlichen Reduktion des Endenergiebedarfs für Heizung wird der Jahresverlauf des Endenergiebedarfs der Wohngebäude in Zukunft einen deutlichen Peak im Winter haben. Der winterliche Energiebedarf ist im Jahr 2030 etwa 8,6-fach höher als im Sommer, im Jahr 2050 etwa 8-fach höher.
- Die Absolutwerte des Energiebedarfs im Winter können leicht gesenkt werden, wenn hohe energetische Qualitäten in Neubau und Sanierung umgesetzt werden, die Sanierungsrate gesteigert wird und wenn die Anzahl der Elektro-Direktheizungen zumindest leicht reduziert wird.
- Gelingt die im Szenario Effizienz beschriebene starke Reduktion des winterlichen Heizenergiebedarfs, so muss deutlich weniger fossiler Strom mit hohen spezifischen Emissionen importiert werden.

6.3 Sektorübergreifende Diskrepanz zwischen erneuerbarer Stromerzeugung und Nutzung

Im vorangegangenen Kapitel wurde bereits die Thematik des Energiebedarfs im Sommer und im Winter für den Sektor Wohngebäude dargestellt. Um Aussagen über die grundsätzlichen monatlichen Diskrepanzen von Strombedarf und Stromerzeugung über alle Sektoren hinweg im Jahr 2030 darzustellen, wird in diesem Kapitel in einem Gedankenexperiment noch einmal detailliert die monatliche Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken, PV-

Anlagen und Windkraft in Vorarlberg untersucht. Ziel ist es zu analysieren, welche Überkapazitäten im Sommer und welche Lücken im Winter in Vorarlberg auftreten.

Für das Gedankenexperiment werden neben der PV-Erzeugung und der Windkraft nur diejenigen Wasserkraftwerke betrachtet, die außerhalb der Zusammenarbeit illwerke vkw/ENBW betrieben werden. Die „Vernachlässigung“ der illwerke vkw/ENBW-Kraftwerksgruppe im Montafon (z.B. Obervermuntwerk, Kopswerk, Rodundwerk, ...) macht für diese Betrachtung Sinn, da diese Kraftwerke nach dem europäischen Strommarkt geregelt und dort auch vermarktet werden. Zudem sind die Potenziale dieser Kraftwerke über die Speicherseen über längere Zeiträume speicherbar. Zudem wird auch das Großkraftwerk „Walgauwerk“ in diesem Gedankenexperiment vernachlässigt, da dieses zu stark von der genannten Kraftwerksgruppe im Montafon abhängt.

In diesem Gedankenexperiment werden daher nur diejenigen Stromerzeugungspotenziale betrachtet, die höchstens über Stunden verschiebbar sind (Laufwasserkraftwerke mittels vorgelagerter Auffangbecken), über Minuten (Photovoltaik mittels Q(U)-Regelung) oder gar nicht (Windkraft).

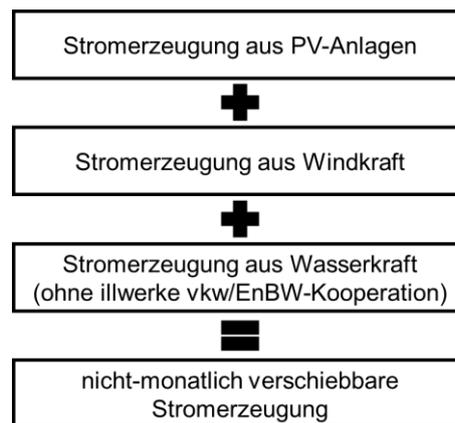


Abbildung 48: Bestimmung derjenigen Stromerzeugungspotenziale die auf einer Zeitskala von mehreren Tagen bzw. Monaten nicht verschiebbar sind

6.3.1 Monatliche Stromerzeugung aus PV-Anlagen

Für die solare Stromerzeugung wurde der in Kapitel 4.5.3 genannte Wert von 322 GWh/a als Referenzwert angenommen. Für eine beispielhafte monatliche solare Einstrahlung ergibt sich die Erzeugung gemäß Abbildung 49.

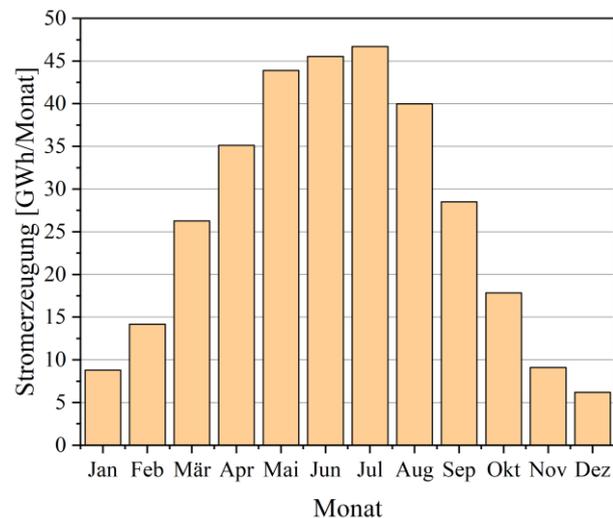


Abbildung 49: Beispielhafte monatliche Stromerzeugung aus Photovoltaik unter der Annahme einer Jahreseinspeisung von 322 GWh (vgl. Kapitel 4.5.3)

6.3.2 Monatliche Stromerzeugung aus Windkraft

Auch die Windkraft hat einen ausgeprägten Erzeugungsgang. Abbildung 50 zeigt einen beispielhaften Erzeugungsgang für das technische Potenzial von drei Windkraftanlagen á 3 MW am Standort Pfänder. Hierzu wurden Winddaten für den Zeitraum Mai 2013 bis Mai 2014 zeitlich hochaufgelöst ausgewertet. Im Vergleich zu den anderen Energieträgern liegt die Hauptstromerzeugung bei Windkraft in den Wintermonaten.

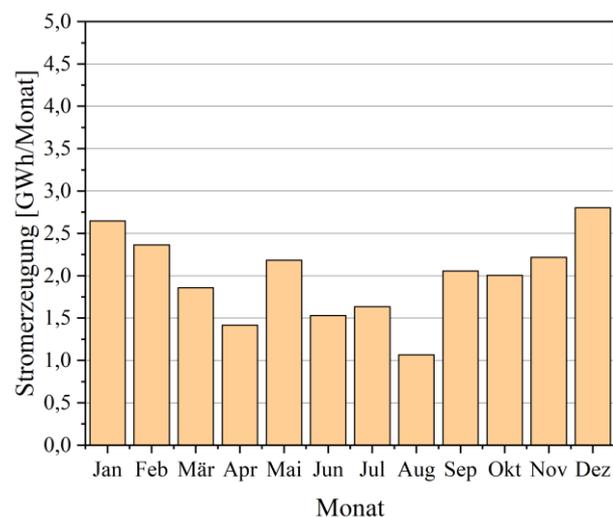


Abbildung 50: Beispielhafte monatliche Stromerzeugung von 3 Windkraftanlagen mit einer maximalen Leistung von je 3 MW (Zeitraum der Rohdaten: Mai 2013 bis Mai 2014; Gesamterzeugung: 23,8 GWh, siehe Kapitel 4.5.4)

6.3.3 Monatliche Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken

Für den monatlichen Verlauf der Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken in Vorarlberg wird ein mathematisches Modell verwendet, das aus den Abflussraten diverser Flüsse die zu erwartende Leistung der jeweiligen Kraftwerke abschätzt. Die Genauigkeit dieser

Abschätzung liegt nach verschiedenen Validierungen realer Daten bei ca. 80-90 %, was für die vorliegende Betrachtung ausreichend ist. Dabei werden wie bereits dargestellt nur jene Kraftwerke betrachtet, die nicht in der Kooperation illwerke vkw/EnBW betrieben werden, da letztere Kraftwerke nach wirtschaftlichen Rahmenbedingungen am europäischen Strommarkt betrieben werden und zudem über die vorhandenen Speicherseen über längere Zeiträume verschiebbar wären. Es wird demnach das nicht-langfristig verschiebbare Erzeugungsprofil errechnet.

Hierzu wird für 14 Bestandskraftwerke aus den realen Zuflüssen die monatliche Stromerzeugung bestimmt. Für Kraftwerke kleiner 1 GWh/Jahr wird ein pauschalisierter Verlauf angenommen. Addiert werden im Anschluss die geplanten Kraftwerke aus Kapitel 4.2, wobei auch hier 5 Kraftwerke detailliert und die restlichen Kraftwerke pauschal betrachtet werden. Aus diesen Überlegungen heraus ergibt sich Abbildung 51. Die Abbildung zeigt die Stromerzeugung der Bestandskraftwerke sowie der geplanten Kraftwerke für die Annahme, dass das Wasserdargebot den Jahren 2016 bis 2018 entspricht. Dabei werden sowohl die Einzeljahre als auch der Mittelwert dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die monatliche Erzeugung aus Wasserkraft von Jahr zu Jahr stark schwanken kann und dass sich die typische Glockenkurve mit einem Maximum in den Monaten April bis Juni (je nach Zeitpunkt der Schneeschmelze) ergibt.

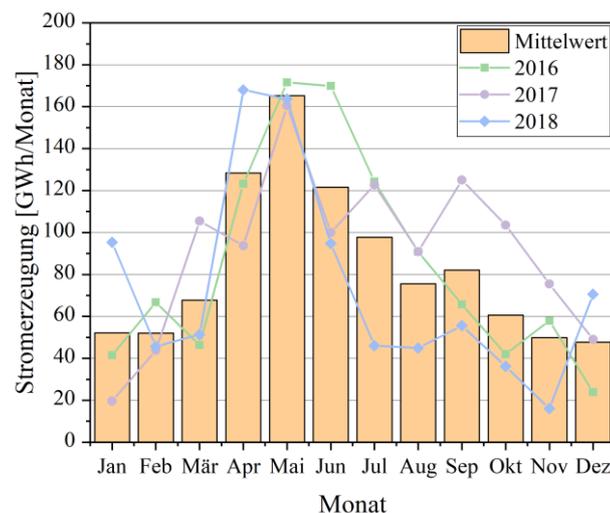


Abbildung 51: Beispielhafte Stromerzeugung aus Wasserkraft unter der Annahme eines Wasserdargebots wie in den Jahren 2016-2018 (nur Laufwasserkraftwerke außerhalb der Kooperation illwerke vkw/EnBW)

6.3.4 Gesamte monatliche Stromerzeugung und mögliche Nutzung

Werden die Potenziale aus den vorangegangenen Kapiteln 6.1, 6.2 und 6.3 aufsummiert, so ergibt sich die Summe der nicht langfristig verschiebbaren Stromerzeugung in Vorarlberg.

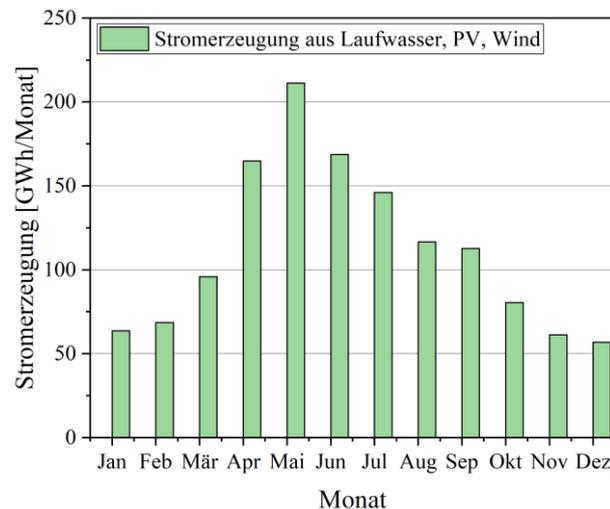


Abbildung 52: Nicht langfristig verschiebbare Stromerzeugung aus Laufwasser, PV und Wind in Vorarlberg im Jahr 2030

Für das Gedankenexperiment wird jetzt davon ausgegangen, dass diese Strommenge anteilmäßig zur Nutzung auf alle Sektoren verteilt wird. Als Verlauf der Nutzung kann daher der monatliche Lastgang über alle Sektoren aus den Kapiteln 4.1 bis 4.4 verwendet werden. Dieser ist in Abbildung 53 in orange dargestellt. Es sei jedoch noch einmal darauf hingewiesen, dass in dieser monatlichen Nutzung nur diejenige Strommenge berücksichtigt wurde, die durch die nicht langfristig verschiebbare Stromerzeugung aus Abbildung 52 gedeckt werden kann.

Das Gedankenexperiment liefert daher eine qualitative Betrachtung der auftretenden Diskrepanzen zwischen der Erzeugung aus Laufwasser, PV sowie Wind und dem Verlauf des Strombedarfs in Vorarlberg. Aus Abbildung 53 ist ersichtlich, dass es zu einem verringerten Dargebot an Strom aus erneuerbaren Energien im Winter kommt, im Sommer jedoch Überkapazitäten auftreten. Das zeigt noch einmal deutlich den Unterschied zwischen Energieautonomie und Energieautarkie. In vorliegendem Gedankenexperiment ist Vorarlberg wie gewünscht energieautonom, nicht aber energieautark.

Derzeit werden diese schon jetzt auftretenden Schwankungen durch einen regen Import und Export von Strom innerhalb des europäischen Verbundnetzes ausgeglichen. Dies führt in manchen Monaten zu einem Import von Strom aus fossilen Energien bzw. einen Export von Strom aus Erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 7 für eine nähere Betrachtung). Daher werden immer wieder Alternativen diskutiert. Eine Alternative wären Technologien zur Speicherung des erzeugten Stroms im Sommer über mehrere Monate hinweg, sodass dieser im Winter wieder zur Verfügung steht. Hierzu wird in Kapitel 6.3.5 noch näher eingegangen. Auch ein starker Fokus auf die Steigerung der Effizienz von Stromverbrauchern (meist Wärmeanwendungen) könnte die Bedarfsseite im Winter reduzieren und die Diskrepanz zwischen Erzeugung und Bedarf verringern. Am Markt wird sich aber auch in Zukunft das Modell durchsetzen, das betriebs- und volkswirtschaftlich Vorteile gegenüber den anderen Methoden hat.

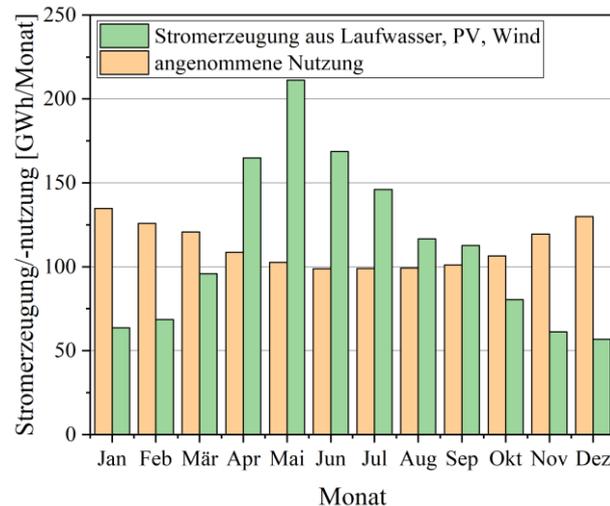


Abbildung 53: Nicht-langfristig verschiebbare Stromerzeugung im Jahr 2030 sowie angenommene Nutzung gleichverteilt über alle Sektoren

6.3.5 Power-to-X

Wie im vorangegangenen Kapitel dargestellt, kommt es zu einer Diskrepanz aus Stromerzeugung und Strombedarf in Vorarlberg. Es wurde ebenfalls dargestellt, dass derzeit die wirtschaftlichste Methode der Import und Export über das europäische Verbundnetz ist. Dies wird vermutlich auch noch bis zum Betrachtungszeitraum 2030 so bleiben.

Sollte es mittelfristig nötig oder gewollt sein, den in Vorarlberg erzeugten Strom auch für den Vorarlberger Bedarf über Monate hinweg zu speichern, so müssten Power-to-X Anlagen genauer betrachtet werden. Insbesondere Elektrolyseverfahren, die Speicherung von Wasserstoff und die entsprechende Rückverstromung bzw. die Nutzung direkt als Wasserstoff für die Industrie oder die Mobilität wären hierbei zu nennen. Aktuelle Studien gehen davon aus, dass die Problematik der Stromspeicherung dann interessant wird, wenn der Anteil der Erneuerbaren Energieträger europaweit noch einmal deutlich zunimmt. Ab wann genau neuartige Stromspeicher nötig sind und ab welchem Anteil an erneuerbaren Energieträgern im Strommix wird kontrovers diskutiert. Für weiterführende Informationen wird daher an dieser Stelle beispielhaft auf zwei Studien aus Deutschland verwiesen [62,63]. Grundsätzlich scheint man davon ausgehen zu können, dass bis 2030 keine technische Notwendigkeit für Stromspeicher in Vorarlberg besteht. Zudem ist zu beachten, dass die Speicherung von Strom in chemischen Energieträgern (zum Beispiel Gas) im Sommer und deren Rückverstromung im Winter derzeit lediglich mit Wirkungsgraden um 30 % erfolgt. Das heißt es würde die dreifache Menge des im Winter benötigten Stroms zur Deckung der Lücke in Abbildung 53 im Sommer als Erzeugung benötigt werden. Da Abbildung 36 zeigt, dass es selbst jahresbilanziell sehr schwer wird, auf 100 % erneuerbare Energien bei der Stromerzeugung zu kommen, könnte Vorarlberg bis 2030 eigenständig nicht die Strommengen aufbringen, die für Technologien wie Power-to-Gas-to-Power nötig sind. Selbst wenn die Nutzung nicht über die Rückverstromung sondern direkt als Wasserstoff in Industrie und

Mobilität erfolgt, liegen die Wirkungsgrade nur bei höchstens 70 % und damit wären ebenfalls größere Mengen an zusätzlichem Strom im Vergleich zu Abbildung 36 nötig.

Neben Elektrolyseverfahren mit erneuerbarem Strom wäre der Weg über biogenes Methan eine weitere Möglichkeit der Verschiebung von Energie. Als wichtige Studie ist hierzu die Arbeit von Sejkora et al. [55] zu sehen. Basierend auf den Ergebnissen für das Potenzial an synthetischem Methan aus biogenen Ressourcen und unter der Annahme eines saisonalen Speicherbedarfs von 16 TWh wird ein minimales Methangaspotenzial von 687 Mio. Nm³ CH₄/a sowie ein maximales Potenzial von 770 Mio. Nm³ CH₄/a für 2050 ermittelt. Normiert auf die Einwohnerzahl Vorarlbergs ergäbe sich ein Potenzial von ca. 33-34 Mio. Nm³ CH₄/a. Sollte dieses Methanpotenzial nicht stofflich genutzt, sondern im Winter rückverstromt werden, so ergibt sich mit einem Erdgasmotor (Wirkungsgrad 40 %) ein elektrisches Potenzial von 132-136 GWh für Vorarlberg.

Im Vergleich kommt die Studie der Johannes Kepler Universität Linz [54] auf ein Potenzial im Jahr 2050 von 499 Mio. Nm³ CH₄/a für Österreich, wobei lediglich Rest- und Abfallstoffe in die Potenzialerhebung einfließen. Für Vorarlberg wird ein Wert von ca. 18 Mio. Nm³ CH₄/a angegeben, d.h. ein Wert der geringer ist als der auf die Bevölkerungszahl normierte Wert von ca. 22 Mio. Nm³ CH₄/a und das obwohl die Studie die Werte von Österreich ebenfalls nur auf die Länder herunterbricht. Das elektrische Potenzial inkl. Rückverstromung ergäbe sich zu ca. 72 GWh/a. Neben dem Wert für das Jahr 2050 wird ebenfalls ein Wert für das Jahr 2030 mit ca. 2,2 Mio. Nm³ CH₄/a angegeben. Um dieses Potenzial zu heben, wären laut der Studie im Jahr 2030 15 Power-to-X Anlagen erforderlich (13 kleinere Anlagen (0,5-1,0 MW), 1 mittlere Anlage (1-5 MW) und 1 größere Anlage (5-10 MW)). Für das Jahr 2050 wären 55 Anlagen nötig (42 kleinere Anlagen, 3 mittlere Anlagen und 10 größere Anlagen).

Die letzten beiden Studien sowie der weiterhin hohe Bedarf an Energieträger Gas zeigen, dass dem Thema „grünes Gas“ auch ohne Power-to-Gas Anlagen zukünftig eine größere Bedeutung zukommen wird. Obwohl derzeit der Ausbau des Gasnetzes in Vorarlberg und Österreich weitestgehend gestoppt wird, kann das vorhandene Gasnetz zukünftig noch eine wichtige Rolle in einem neuen Energiesystem unter Einbeziehung von Biomethan einnehmen.

7 Diskussion CO₂-Emission

7.1 Jahresgang Stromerzeugung Verbraucherstrommix A

Im Sektor Gebäude sind wie in Kapitel 4.1 und 5.1 aufgezeigt die Wärmeanwendungen dominant, bei den Wärmeanwendungen wiederum die Raumheizung im Winter. Werden zur Wärmeerzeugung lagerbare Energieträger wie Öl, Gas oder Biomasse genutzt, hat der Jahresverlauf des Energiebedarfs keinen Einfluss auf die CO₂-Emissionen: diese sind bei der Verbrennung von Öl oder Gas im Sommer wie im Winter gleich.

Erfolgt die Wärmeversorgung jedoch durch strombasierte Systeme wie Wärmepumpen oder direkt-elektrische Heiz- oder Warmwasserbereitungssysteme, so ist nicht nur die Höhe des Energiebedarfs, sondern auch sein zeitlicher Verlauf relevant für die CO₂-Emissionen: In Stromerzeugungssystemen mit hohen regenerativen Anteilen (wie schon heute in Vorarlberg und Österreich und zukünftig auch in anderen Staaten) schwankt der Anteil der regenerativen Erzeugung jahreszeitlich: alpine Wasserkraft und PV haben ihren Erzeugungsspeak im Sommer, Wind im Winter. Die Strommenge, die nicht regenerativ erzeugt werden kann, muss aus fossilen Quellen (oder Kernkraft) gewonnen werden oder jahreszeitlich vom Sommer in den Winter gespeichert werden. Letzteres Verfahren ist derzeit noch sehr teuer und daher nicht marktfähig (siehe Kapitel 6.3.5)

In Österreich und Vorarlberg werden jahresbilanziell schon heute hohe Anteile des Strombedarfs durch regenerative Quellen gedeckt. Im Winter besteht jedoch eine Deckungslücke, die nicht aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden kann (siehe auch Abbildung 52). Der zusätzlich zur regenerativen Erzeugung benötigte Strom wird im Winter importiert, größte Hauptherkunftsländer sind Deutschland und Tschechien. Der in diesen Ländern im Winter erzeugte Strom stammt zu großen Teilen aus Kohle- und Gaskraftwerken sowie aus Kernkraft. Bei der Bewertung der CO₂-Emissionen des Österreichischen Strommix müssen diese Stromimporte berücksichtigt werden.

Abbildung 54 zeigt den Jahresverlauf der Anteile verschiedener Kraftwerkstypen bei der Erzeugung des österreichischen Verbraucherstrommix im Mittel der Jahre 2014 und 2015 [64].

Die Abbildung verdeutlicht zunächst, dass schon heute, bei vergleichsweise geringen Anteilen an strombasierten Wärmeversorgungssystemen im Winter etwa 20 % mehr Strom verbraucht wird, als in den Sommermonaten. Zu erkennen ist ebenfalls, dass der in Österreich dominante Kraftwerkstyp Wasserkraft in den Wintermonaten geringere Erträge liefert, als im Sommer. Im Winter kann der Strombedarf Österreichs weder aus heimischen regenerativen Quellen noch aus den ergänzend eingesetzten inländischen fossilen Kraftwerken gedeckt werden. Daher wird Strom vor allem aus Deutschland und der Tschechischen Republik

importiert. Der Strommix dieser Länder enthält noch hohe Anteile an emissionsintensivem Kohlestrom und an anderweitig problematischem Atomstrom. Der Österreichische Verbraucherstrommix ist daher im Winter, wenn fossil erzeugter Strom importiert werden muss, deutlich CO₂-intensiver, als im Sommer.

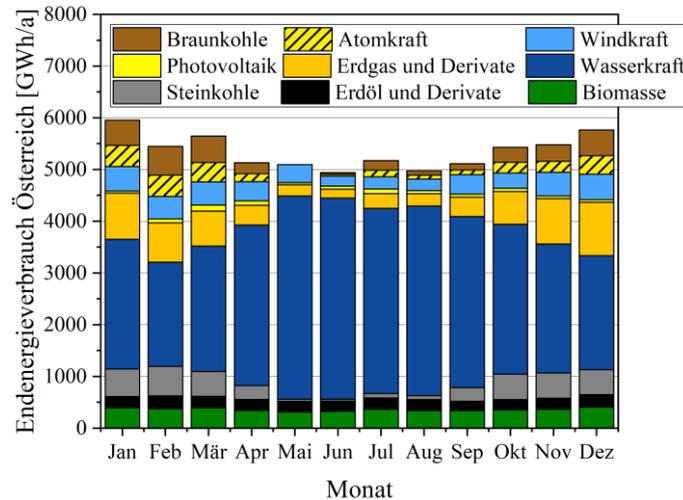


Abbildung 54: Jahresgang des Verbraucherstrommix Österreichs im Mittel der Jahre 2014 und 2015 [64]

7.2 Jahresgang spezifische THG-Emissionen Verbraucherstrommix A

Tabelle 16 zeigt den Jahresverlauf der spezifischen THG-Emissionen des Österreichischen Verbraucherstrommix anhand von Monatswerten. Dargestellt sind Mittelwerte der Jahre 2014 und 2015.

Bei der Berechnung der Emissionen wird wie folgt vorgegangen:

- Die Monatswerte der spezifischen THG-Emissionen werden anteilig aus den spezifischen Emissionen der einzelnen Kraftwerkstypen ermittelt.
- Bei der Berechnung wird die inländische Stromproduktion und der Stromimport aus den Hauptherkunftsländern Deutschland und Tschechien berücksichtigt.

Die spezifischen Emissionen der verschiedenen Kraftwerkstypen werden gemäß Stolz/Frischknecht bewertet [65]. Die Werte der wichtigsten Kraftwerkstypen sind Tabelle 16 zusammengefasst.

Im Gegensatz zum Bilanzierungsverfahren der Monitoringberichte der Energieautonomie wird die Erzeugung aus regenerativen Quellen nicht mit spezifischen Emissionen von 0 g/kWh bewertet. Da „verursachergerecht“ bewertet wird, werden der Stromproduktion jedes Kraftwerkstypen die Emissionen zur Herstellung des Kraftwerks zugeordnet. Im Verfahren der Monitoringberichte werden die herstellungsbedingten Emissionen der Kraftwerke dem Sektor Industrie zugerechnet.

Ein weiterer Unterschied ist, dass anders als beim Bilanzierungsverfahren zum Monitoring der Energieautonomie nicht nur die CO₂-Emissionen, sondern die gesamten Treibhausgasemissionen (als CO₂-Äquivalente) bilanziert werden.

Tabelle 16: Spezifische THG-Emissionen verschiedener Kraftwerkstypen (Stolz/Frischknecht)

Kraftwerkstyp	Spezifische THG-Emissionen (kg/kWh) [65]
Wasserkraft	0,011
Windkraft	0,025
PV	0,07
Atomkraft	0,022
Braunkohle	1,357
Steinkohle	1,238
Erdöl und Derivate	1,012
Erdgas und Derivate	0,464
Biomasse	0,119

- Die Anteile der verschiedenen Kraftwerkstypen an der inländischen Stromerzeugung und an der Erzeugung in den Hauptherkunftsländern für die Stromimporte werden den Statistiken der e-control bzw. von ENTSO-E entnommen [65].

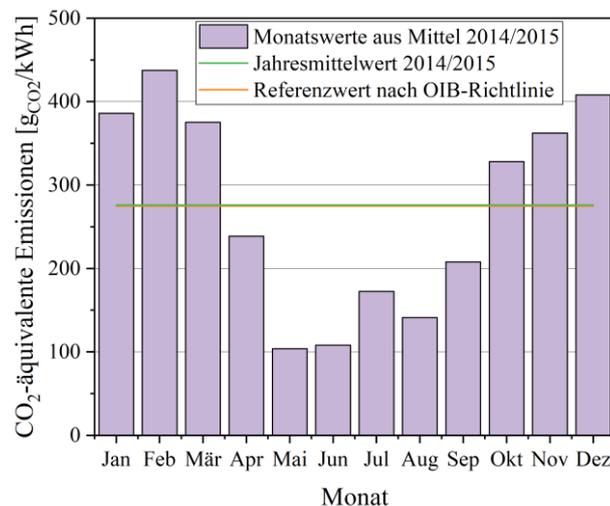


Abbildung 55: CO₂-äquivalente Emissionen des österreichischen Verbraucherstrommix in gCO₂/kWh; [65]

Wie zu erkennen ist, ist der österreichische Strommix im Sommer mit Emissionen von etwa 100 bis 150 g/kWh aufgrund der hohen Anteile an Wasserkraft sehr emissionsarm. In den Wintermonaten liegen die Emissionen aufgrund der hohen Anteile an Kohle- und Gasstrom mit 330 bis 440 g/kWh deutlich höher. Der für Heizzwecke eingesetzte Strom ist damit mit deutlich höheren CO₂-Emissionen behaftet.

Der Jahresmittelwert stimmt sehr gut mit dem Wert von 276 g/kWh überein, der im Verfahren der OIB Richtlinie 6 (2015) zur Bestimmung der CO₂-Emissionen von Gebäuden verwendet wird.

7.3 Resumé - zeitliche Abhängigkeiten / CO₂-Bilanzierung

Es konnte gezeigt werden, dass das für die Monitoringberichte verwendete Bilanzierungsverfahren für die CO₂-Emissionen die folgenden Schwächen aufweist:

1. Die Bilanzierung erfolgt auf Basis von Jahreswerten.
2. Strom aus regenerativen Quellen wird durchgängig mit spezifischen Emissionen von 0 g/kWh bewertet, da die Emissionen zur Herstellung der Kraftwerke im Sektor Industrie bilanziert werden.
3. Bilanziert werden nur CO₂-Emissionen, nicht CO₂-Äquivalente.

Zu 1. Für Regionen mit hohen Anteilen fluktuierender, erneuerbarer Quellen bei der Stromerzeugung und hohen Anteilen an strombasierten Wärmeversorgungssystemen ist diese Art der Bilanzierung nicht mehr zeitgemäß, da die zeitliche Übereinstimmung von Erzeugung und Bedarf von großer Bedeutung ist.

Zu 2. Die Bewertung von Strom aus erneuerbaren Quellen mit spezifischen Emissionen von 0 g/kWh ist für die Festlegung sektoraler Ziele irreführend, da die Emissionen zur Herstellung der Kraftwerke nicht dem Gebäude(sektor), sondern der Industrie zugeordnet werden.

Beispiel 1:

Die Stromerzeugung einer in Vorarlberg installierten, in China produzierten PV-Anlage wird mit 0 g/kWh an CO₂-Emissionen bewertet. Die Emissionen bei der Produktion werden im Produktionsjahr dem Sektor Industrie in China zugeordnet (Territorialprinzip).

Beispiel 2:

Die Stromerzeugung eines Vorarlberger Wasserkraftwerks wird mit 0 g/kWh an CO₂-Emissionen bewertet. Die Emissionen bei der Errichtung des Kraftwerks werden im Errichtungsjahr dem Sektor Industrie zugeordnet. Gemäß dem Territorialprinzip werden die CO₂-Emissionen der Stahlproduktion in Österreich bilanziert, wenn es sich um österreichischen Stahl handelt und im jeweiligen Herkunftsland, wenn der Stahl importiert wurde. Gleichmaßen wird mit allen anderen Materialien wie Zement etc. verfahren.

Zu 3. Die Bewertung von Treibhausgasen in Form von CO₂-Äquivalenten wäre zielführender.

Die unter 1. und 2. aufgeführten Schwächen können in einem Gebiet wie Vorarlberg, in dem der Strom jahresbilanziell ab 2030 zu 100 % aus Erneuerbaren erzeugt werden soll, leicht zu Fehlinterpretationen und falschen Schwerpunktsetzungen führen:

Ein Beispiel hierzu ist die Bewertung von Elektrodirektheizungen:

Wenn der Strom ab 2030 zu 100 % regenerativ ist und mit 0 g/kWh spezifischen CO₂-Emissionen bilanziert wird, ist die ideale Strategie, den gesamten Gebäudebestand auf Elektrodirektheizung umzustellen. Gelingt diese Umstellung, „verschwinden“ die Emissionen des Gebäudesektors aus der Bilanz.

In der Realität wird die Stromerzeugung im Winter noch für lange Zeit mit deutlich höheren Emissionen verbunden sein als im Sommer. Die wahren Emissionen eines elektrisch-direkt beheizten Gebäudeparks wären damit sehr hoch.

Wegen der aufgezeigten Schwächen des derzeitigen CO₂-Bilanzierungsverfahrens wird empfohlen, zur Festlegung sektoraler Ziele für den Gebäudepark eine zusätzliche Bilanzierung gemäß den oben beschriebenen Prinzipien einzuführen. Dazu müssten die Emissionen des Strommix nicht nur für den heutigen Kraftwerkspark, sondern auch für die Zukunft bestimmt werden. In dieser Bilanzierung würden die wahren Emissionen des Gebäudesektors verursachergerecht bilanziert, so dass die Wirkung verschiedener Strategien zur Reduktion der Emissionen realitätsnäher abgebildet werden könnten. Ähnliches gilt auch für die weiteren Sektoren.

8 Zusammenfassung und Empfehlungen

Die vorliegende Studie betrachtet den Status Quo und die möglichen weiteren Szenarien für die vier Verbrauchssektoren „Gebäude“, „Mobilität“, „Industrie und Gewerbe“ und „Landwirtschaft“ sowie den Sektor „Energiebereitstellung“ aufzeigt. Die Studie ist daher als detaillierte Datenbasis für die Verbrauchssektoren sowie für die Potenziale der Energiebereitstellung in Vorarlberg zu sehen. Zudem zeigt die Studie auf, wie derzeitige (politische) Ziele im Hinblick auf die Umstellung auf erneuerbare Energie, die Energiebedarfsreduktion und die Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2030 zu erreichen sind. Obwohl die Studie explizit kein Maßnahmenpaket liefert, kann sie helfen auf Basis allgemeiner Empfehlungen in naher Zukunft geeignete Maßnahmen für die nächste Dekade abzuleiten. Im Folgenden sind die wichtigsten Erkenntnisse und Empfehlungen zusammengefasst.

8.1 Gebäude

- Der Endenergiebedarf des Gebäudeparks in Summe aller Anwendungen kann trotz deutlicher Flächenzuwächse um 17 % (2030) und um 32 % (2050) reduziert werden.
- Dominierende Anwendung im Sektor Gebäude ist die Heizung mit einem Anteil von etwa 72 % am Endenergiebedarf in Summe aller Anwendungen.
- Der Endenergiebedarf für Wärme (Heizung und Warmwasser) kann für den Gesamt-Gebäudepark bis 2030 um 25 und bis 2050 um 40 % reduziert werden.
- Der Gebäudesektor wird auf dem in der Studie beschriebenen Pfad auch 2050 noch nicht emissionsfrei sein. Die CO₂-Emissionen werden um 76 % reduziert.
- Da der Energiebedarf für die Heizung im Winter entsteht, wenn die regionalen Energiequellen Wasserkraft und PV deutlich geringere Erträge haben, hat die Nutzung der großen Effizienzpotenziale bei Hülle und Haustechnik höchste Priorität.
- Dies gilt für Neubau und Sanierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden.
- Letztere haben einen Anteil von 39 % an der Gesamtfläche und von 34 % am Gesamt-Endenergiebedarf und sollten in Zukunft stärker beachtet werden.
- Die Sanierungsraten sollten für alle Marktsegmente stetig erhöht werden. Ein realistisches Ziel für den Wohnbau ist die Steigerung von ca. 0,85 % (2015) auf 1,2 % (2030) und 1,6 % (2050). Die langsame Steigerung gibt der Baubranche Zeit, die erheblichen zusätzlichen Kapazitäten aufzubauen.
- Die politisch beschlossene Maßnahme der Reduktion des Ölanteils um 50 % bis 2030 spielt eine große Rolle bei der Dekarbonisierung des Gebäudesektors.

- Alle erforderlichen Technologien und Konzepte für kostengünstige und wirtschaftliche, Energieautonomie-gerechte Neubauten stehen zur Verfügung und haben sich in der Praxis bewährt (Wohn- und Nicht-Wohngebäude).
- Technologien und Konzepte für kostengünstige und wirtschaftliche, Energieautonomie-gerechte Sanierungen stehen für einen großen Teil der Gebäude zur Verfügung, sind jedoch im Vergleich zum Neubau noch weniger gut am Markt etabliert.
- Konzepte für kostengünstiger, stärker vorgefertigte, effiziente Sanierungen sollten in Modellvorhaben untersucht werden. Die stärkere Vorfertigung ist ein Weg, die notwendige Erhöhung der Sanierungsrate, ohne einen zu hohen Bedarf an zusätzlichen Arbeitskräften zu erreichen.
- Die in der Studie angenommen deutliche Erhöhung der Sanierungsrate und -qualität ersetzt Energieimporte durch regionale Wertschöpfung in der Baubranche. Diese Wertschöpfung kann jedoch nur erfolgen, wenn es gelingt, in erheblichem Maße neue Arbeitskräfte in der Branche zu gewinnen und parallel dazu auch in der Sanierung Konzepte zur stärkeren Vorfertigung zu entwickeln.
- Zur vollständigen Dekarbonisierung des Gebäudesektors bis 2050 sind zusätzliche Maßnahmen notwendig, etwa um den Umstieg von Gas und el.-Direktheizungen auf Regenerative zu beschleunigen. Wie die Potenzialerhebung zeigt, kann der Anteil an Biomasse für Einzelfeuerungen und erneuerbare Fernwärme (evtl. auch als Biomasse-BHKW) gegenüber den für den Gebäudesektor getroffenen Annahmen noch leicht erhöht werden. Ab Ende der 20er Jahre sollten zudem auch die Anforderungen an die Effizienz dem zukünftigen kostenoptimalen Niveau angepasst werden.

8.2 Mobilität

- Im Personenverkehr können die CO₂-Emissionen bei erfolgreicher Umsetzung des Mobilitätskonzeptes auf ca. 200 kt/a reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion im Vergleich zu 2005 um ca. 47 %⁴.
- Unter Berücksichtigung des Güterverkehrs und Sonstigen (z.B. Off-Road) ergibt sich eine CO₂-Emission von 390 kt/a, was einer Reduktion von in Summe ca. 30 % entspricht.
- Es ergeben sich zeitnah keine Synergien zwischen einem deutlichen Ausbau der PV und einem deutlich höheren Anteil an Elektromobilität. Vielmehr kommt es zu zusätzlichen Stromspitzen im Netz. Eine Verlagerung der Ladevorgänge hin zur Arbeitsstelle bzw. intelligente Lastmanagementsysteme könnten diese Problematik

⁴ Der Wert ist höher als im Mobilitätskonzept Vorarlberg, da dort mit einem CO₂-Emissionsfaktor von 95 t/GWh bilanziert wird und in vorliegender Studie Strom im Jahr 2030 mit 0 t/GWh als 100 % erneuerbar bilanziert wird.

entschärfen. An solchen Lastmanagementsystemen wird derzeit von Seiten der Wissenschaft und der Wirtschaft intensiv gearbeitet.

8.3 Landwirtschaft

- Der Energiebedarf der Landwirtschaft wird in den nächsten Jahren nicht signifikant sinken können. Es ist vielmehr von einer Stabilisierung des Energiebedarfs bei leicht erhöhter Produktivität auszugehen.

8.4 Industrie und Gewerbe

- Die Substitution des Energieträgers Öl durch entsprechende Effizienzmaßnahmen kann zu einer weiteren Dekarbonisierung des Industriesektors führen.
- Auch im Jahr 2030 wird unter den getroffenen Annahmen immer noch ein Anteil von über 40 % des Endenergiebedarfs der Industrie über Gas gedeckt werden.
- Der Industrie kommt eine maßgebliche Rolle beim Ausbau der Photovoltaik zu.

8.5 Energiebereitstellung

- Wasserkraft: bis 2030 kann ein weiteres Potenzial von 127 GWh/a erschlossen werden. Zudem bestehen Standorte für zwei Großkraftwerke, sodass in Summe ein technisches Potenzial von 337 GWh/a zur Verfügung steht.
- Elektrische Energie aus PV: das technische Potenzial für Vorarlberg ist mit 1.942 GWh/a enorm. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2030 ca. ein Potenzial von 322 GWh/a erschlossen werden kann. Wie schnell diese Umsetzung erfolgt hängt insbesondere von der Erschließung großer Dachflächen (z.B. im Großgewerbe und der Industrie) ab.
- Windkraft: es gibt einen bereits sehr gut untersuchten Standort am Pfänder für 3 Windkraftanlagen á 3 MW. Eine Erschließung dieses Standorts würde zu einer Strommenge von ca. 24 GWh/a führen.
- Biogas- und Faulgas: die Stromerzeugung aus Biogas wird vermutlich nicht weiterwachsen, sondern sich im besten Fall bei 14 GWh/a stabilisieren. Hingegen gibt es durchaus Potenziale für die Gewinnung von Biomethan aus industriellen Betrieben (ca. 10,5 Mio. Nm³/a) bzw. gemeinschaftlichen Biogasanlagen (ca. 3,5 Mio. Nm³/a).
- Energieholz: es wurde ein erschließbares Potenzial aus Holz von ca. 263 GWh/a bestimmt. Dieses kann für Wärmeanwendungen und/oder in Biomasse-KWK-Anlagen verwendet werden. Eine Methanproduktion aus Holz wird bis 2030 als nicht realistisch angesehen.

→ Der Anteil an solarer Wärme in Form von Solarthermie nimmt zukünftig leicht ab.

8.6 Sektorübergreifend

- Bei den bestimmten Bedarfsszenarien kommt es zu einem um ca. 8 % - 14 % erhöhten Strombedarf im Vergleich zu der erschließbaren regionalen Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien bis 2030. Eine bilanzielle Versorgung nahe 100 % aus erneuerbaren Energien ist nur dann möglich, wenn die Photovoltaik noch schneller ausgebaut wird und/oder ab 2025 noch ehrgeizigere Energieeinsparungen realisiert werden.
- 50 % Erneuerbare Energien am Endenergiebedarf ist möglich, wobei die Potenziale an Fernwärme und Biomethan eine weitere Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien erlauben.
- Die CO₂-Emissionen können um ca. 40-45 % abgesenkt werden, je nachdem wie sich die Lücke zwischen regenerativer Stromerzeugung und elektrischen Energiebedarf entwickelt.
- Die Erhöhung der Effizienz und die damit verbundene Reduktion des Endenergiebedarfs muss vor dem Trend zur Elektrifizierung von Prozessen kommen.
- Die zeitliche Diskrepanz zwischen Stromerzeugung und Strombedarf sowie die Methodik der derzeit gängigen CO₂-Bilanzierung sollten zukünftig verstärkt betrachtet werden.
- Eine Notwendigkeit von Power-to-X-Anlagen in Vorarlberg bis 2030 kann aus den Ergebnissen nicht abgeleitet werden. Bestehende FuE-Initiativen in Österreich und dabei insbesondere die Aktivitäten der Energie-Vorzeigeregion „Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Austria Power & Gas“ (WIVA P&G) sollen jedoch genau beobachtet werden, um auf sich ändernde Rahmenbedingungen reagieren zu können.

9 Literaturverzeichnis

- [1] Energie- und Monitoringbericht Vorarlberg 2019, Amt der Vorarlberger Landesregierung, Abteilung Allgemeine Wirtschaftsangelegenheiten (VIa), Fachbereich Energie und Klimaschutz, 2019.
- [2] A. Gross, Schritt für Schritt zur Energieautonomie in Vorarlberg - 101 enkeltaugliche Maßnahmen, Vorarlberger Landesregierung, Bregenz, Österreich, 2011.
- [3] Christina Ipser, Peter Holzer, Michael Hofstätter, Heizwärme- und Emissionsdaten für den Vorarlberger Wohngebäudebestand, Donau-Universität Krems Department für Bauen und Umwelt, Krems, 2012.
- [4] Martin Ploss, Tobias Hatt, Rainer Vallentin, Michaela Kern, Energieperspektiven Vorarlberg 2010 - 2070; Szenarien zum künftigen Energiebedarf des Wohngebäudeparks - „Dampferstudie“, Energieinstitut Vorarlberg/Vallentin+Reichmann Architekten, Dornbirn/München, 2017. https://vorarlberg.at/web/land-vorarlberg/contentdetailseite/-/asset_publisher/qA6AJ38txu0k/content/studie-szenarien-zum-kuenftigen-energiebedarf-des-wohngebaeudeparks-vorarlberg?article_id=132291.
- [5] C. Rankl, J. Zimmermann, B. Manhart, M. Scheuermaier, C. Vögel, S. Duelli, Mobilitätskonzept Vorarlberg 2019, Amt der Vorarlberger Landesregierung, Dornbirn, 2019.
- [6] Österreich unterwegs 2013/2014, Wien, 2016. https://www.bmvit.gv.at/verkehr/gesamtverkehr/statistik/oesterreich_unterwegs/downloads/oeu_2013-2014_Ergebnisbericht.pdf (accessed January 3, 2019).
- [7] Mobilitätsbefragung Vorarlberg 2017 - Eckdaten der Befragung, Einstellungen und Meinungen Mobilitätsverhalten der Vorarlberger Bevölkerung, HERRY Consult GmbH, Wien, 2017.
- [8] M. Anderl, AUSTRIA'S NATIONAL INVENTORY REPORT 2019; Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and under the Kyoto Protocol, Umweltbundesamt, Wien, 2019.
- [9] Randbedingungen für die Berechnungen im Rahmen des Monitorings der Energieautonomie Vorarlberg – CO₂-Emissionen des ENTSO-E-Strommix (unveröffentlicht), Umweltbundesamt, Wien/Dornbirn, 2019.
- [10] Vorarlberger Landesregierung, Landtagsbeschluss zum Selbständigen Antrag, Beilage 89/2019 vom 4.7.2019, 2019. [http://suche.vorarlberg.at/vlr/vlr_gov.nsf/0/C12204B9A784B229C125841700347AC6/\\$FILE/892019.pdf](http://suche.vorarlberg.at/vlr/vlr_gov.nsf/0/C12204B9A784B229C125841700347AC6/$FILE/892019.pdf) (accessed January 9, 2020).
- [11] Landesstelle für Statistik, Bevölkerungsstatistik; Verwaltungszählung vom 31. März 2016, Amt der Vorarlberger Landesregierung, 2016. <https://www.vorarlberg.at/pdf/bevoelkerungmaerz2016.pdf>.
- [12] Statistik Austria, Bevölkerungsprognose 2018: Vorausberechnete Bevölkerungsstruktur für Vorarlberg 2017-2100 laut Hauptszenario, Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2018.
- [13] Landesstelle für Statistik, Bevölkerung und Staatsbürgerschaftsverleihungen 2015, Amt der Vorarlberger Landesregierung, Bregenz, 2016.
- [14] Christof Schremmer, Ursula Mollay, Peter Moser, Wohnungsbedarfsprognose für Vorarlberg und die Region Rheintal zum Jahr 2030, ÖIR GmbH, Wien, 2014.
- [15] Statistik Austria, Haushaltsprognose 2018: Haushalte 2011-2080 nach Größe und Bundesländern, Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2018.
- [16] Statistik Austria, Baumaßnahmenstatistik: 2005 bis 2017 fertiggestellte neue Gebäude nach Gebäudeeigenschaften und Bundesländern, Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2018.

- [17] Statistik Austria, Baumaßnahmenstatistik: 2005 bis 2017 fertiggestellte Wohnungen nach Gebäudeeigenschaften, Art der Bautätigkeit und Bundesländern, Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2018.
- [18] Statistik Austria, Mikrozensus: Wohnungsgröße von Hauptwohnsitzwohnungen nach Bundesland (Zeitreihe), Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2018.
- [19] Statistik Austria, Baumaßnahmenstatistik: Nutzflächen 2017 fertiggestellter Wohnungen nach Bundesländern, Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2018.
- [20] Statistik Austria, Gebäude- und Wohnungsregister: Nach der Registerzählung 2011 bis Ende 2017 registrierte Wohnungsabgänge nach dem Zeitraum der Meldung und nach Bundesländern, Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2018.
- [21] Statistik Austria, Census 2011: Gebäude- und Wohnungszählung, Ergebnisse zu Gebäuden und Wohnungen aus der Registerzählung, Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2013. http://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_NATIVE_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=073980 (accessed May 24, 2016).
- [22] Statistik Austria, Gebäude- und Wohnungszählung 2001; Hauptergebnisse Vorarlberg, Bundesanstalt Statistik Österreich, Wien, 2004. http://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_NATIVE_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=007092 (accessed May 24, 2016).
- [23] VOL, Leerstehende Wohnungen: Private Vermieter fürchten Aufwand und Risiken, Vol.At. (2015). <http://www.vol.at/leerstehende-wohnungen-private-vermieter-fuerchten-aufwand-und-risiken/4404254> (accessed July 4, 2016).
- [24] Österreichisches Institut für Bautechnik, OiB-Richtlinie 6 2019 - Energieeinsparung und Wärmeschutz OIB-330.6-026/19, 2019. https://www.oib.or.at/sites/default/files/richtlinie_6_12.04.19_1.pdf (accessed August 13, 2019).
- [25] Vorarlberger Landesregierung, 93. Verordnung der Landesregierung über die technischen Erfordernisse von Bauwerken (Bautechnikverordnung – BTV) 2017, 2016. www.ris.bka.gv.at.
- [26] G. Kalt, M. Baumann, Szenarien für Strom- und Fernwärmeaufbringung im Hinblick auf Klimaziele 2030 und 2050, Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Wien, 2017. https://www.researchgate.net/profile/Gerald_Kalt/publication/325544877_Szenarien_fur_Strom-_und_Fernwaermeaufbringung_im_Hinblick_auf_Klimaziele_2030_und_2050_Endbericht_zu_Strom_und_Fernwaerme_in_den_Szenarien_WEM_und_WAM_plus/links/5b14ef254585150a0a66a55d/Szenarien-fuer-Strom-und-Fernwaermeaufbringung-im-Hinblick-auf-Klimaziele-2030-und-2050-Endbericht-zu-Strom-und-Fernwaerme-in-den-Szenarien-WEM-und-WAM-plus.pdf (accessed January 9, 2020).
- [27] Martin Ploss, Tobias Hatt, Christina Schneider, Thomas Roskopf, Michael Braun, Modellvorhaben „KliNaWo“ Klimagerechter Nachhaltiger Wohnbau; Zwischenbericht, Energieinstitut Vorarlberg, Dornbirn, 2017. <https://www.energieinstitut.at/wp-content/uploads/2017/05/KliNaWo-Zwischenbericht-012017.pdf?x43267> (accessed September 18, 2017).
- [28] KoPro LZK+, KoPro LZK+: Kosten- und Prozessoptimierung im Lebenszyklus von Niedrigst- und Plusenergiegebäuden, DI Tobias Weiss AEE INTECDI Tobias Weiss AEE INTEC. (2019). <http://kopro.aee-data.at/> (accessed October 3, 2019).

- [29] H. Cischinsky, N. Diefenbach, Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016: Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand, Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Darmstadt, 2018. https://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/gebaeudebestand/prj/Endbericht_Datenerhebung_Wohngeb%C3%A4udebestand_2016.pdf (accessed January 21, 2020).
- [30] N. Diefenbach, H. Cischinsky, M. Rodenfels, K.-D. Clausnitzer, Datenbasis Gebäudebestand: Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand, Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Darmstadt, 2010. https://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/gebaeudebestand/datenbasis/Endbericht_Datenbasis.pdf.
- [31] Energieausweis Zentrale Vorarlberg, Jahresbericht 2015, Amt der Vorarlberger Landesregierung Abteilung VIa Fachbereich Energie und Klimaschutz, Bregenz, 2016.
- [32] Michael Anderl, Marion Gangl, Simone Haider, Nikolaus Ibesich, Christoph Lampert, Stephan Poupa, Maria Purzner, Wolfgang Schieder, Pia Thielen, Michaela Titz, Andreas Zechmeister, BUNDESLÄNDER LUFTSCHADSTOFFINVENTUR, 1990–2016, Regionalisierung der nationalen Emissionsdaten auf Grundlage von EU-Berichtspflichten (Datenstand 2018), Umweltbundesamt, Wien, 2018.
- [33] Energieausweis Zentrale Vorarlberg, Ergänzende Auswertungen 2014, Amt der Vorarlberger Landesregierung Abteilung VIa Fachbereich Energie und Klimaschutz, Bregenz, 2015.
- [34] Energieausweis Zentrale Vorarlberg, Jahresbericht 2014, Amt der Vorarlberger Landesregierung Abteilung VIa Fachbereich Energie und Klimaschutz, Bregenz, 2015.
- [35] Energieinstitut Vorarlberg, Heizsysteme in der WBF 2002-2014 (korr.); Entwicklung der Heizsysteme samt den zugehörigen thermischen Solaranlagen und PV-Anlagen in der Vorarlberger Neubauförderung von 2002 bis 2014, Energieinstitut Vorarlberg, Dornbirn, 2015.
- [36] Statistik Austria, Heizungen 2004 -2014 nach Bundesländern, verwendetem Energieträger und Art der Heizung Ergebnisse für Vorarlberg, (2015). http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html (accessed November 11, 2015).
- [37] Land Vorarlberg - Förderung von thermischen Solaranlagen in Wohnbauten, (n.d.). https://www.vorarlberg.at/vorarlberg/wasser_energie/energie/energie/foerderungen/sub/foerderungvonthermischens.htm (accessed May 16, 2017).
- [38] richtlinie_6_26.03.15.pdf, (n.d.). https://www.oib.or.at/sites/default/files/richtlinie_6_26.03.15.pdf (accessed January 18, 2020).
- [39] Energieinstitut Vorarlberg, Der Energiebericht Online (EBO), Dornbirn, 2020. <https://www.energiebericht.net/>.
- [40] VDI 3807 Blatt 2, ed., VDI 3807 Blatt 2: Verbrauchskennwerte für Gebäude; Verbrauchskennwerte für Heizenergie, Strom und Wasser, (2014).
- [41] Benchmarks für die Energieeffizienz von Nichtwohngebäuden, Vergleichswerte für Energieausweise, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Berlin, Bonn, 2009. nbn:de:0093-ON0909R223.
- [42] SIA 2024:2015, ed., Raumnutzungsdaten für die Energie-und Gebäudetechnik, (2015).
- [43] Statistik Austria, Nutzenergieanalyse für Vorarlberg (1993-2017) Erstellt im Auftrag des Amtes der Vorarlberger Landesregierung, (2018).

- [44] M. Kaltschmitt, W. Streicher, Regenerative Energien in Österreich: Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung, Vieweg+Teubner Verlag / GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, Wiesbaden, 2009. <https://doi.org/10.1007/978-3-8348-9327-7> (accessed October 30, 2019).
- [45] T. Hatt, M. Ploss, Potenzialabschätzung PV-Stromerzeugung auf Wohngebäuden in Vorarlberg für verschiedene Szenarien bis 2050 - Entwurf, Energieinstitut Vorarlberg, 2018.
- [46] F. Herb, T. Hilbe, P. Kepplinger, Entwurf Rahmenbedingungen Netzsimulation. Netzentwicklung - mission2030, Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz, 2019.
- [47] W. Pokorny, Das österreichische Windenergiepotential, Wien, 1981.
- [48] H. Dobesch, G. Kury, H.V. Tran, S. Zach, Das Windenergiepotential Vorarlbergs, Wien, 2003.
- [49] B. Schedler, Energieregion Leiblachtal - VN Stammtisch, (2014).
- [50] Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie Vorarlberg, Windgeschwindigkeiten Pfänder, (n.d.).
- [51] R. Dietrich, Weiterentwicklung der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung in Vorarlberg mit Einspeisung ins Gasnetz, Büro für Naturbewirtschaftung und ländliche Entwicklung (NLE), Lauterach, 2009.
- [52] U. Hoffstede, M. Stelzer, H. Hahn, M. Beil, B. Krautkremer, J. Kasten, W. Beyrich, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz; Teilvorhaben II a: Biomasse, Fraunhofer IEE, Kassel, 2018.
- [53] R. Zweiler, P. Novakovits, B. Mahlberg, B. Stürmer, M. Harasek, M. Miltner, A. Luidolt, K. Puchas, BEYOND FEED-IN-TARIFF, ARBEITSGEMEINSCHAFT BIOGASNETZWERK ÖSTERREICH, Güssing, 2019.
- [54] J. Lindorfer, K. Fazeni, R. Tichler, H. Steinmüller, Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Linz, 2017.
- [55] C. Sejkora, M.R. Mobarakeh, S. Hafner, T. Kienberger, Technisches Potenzial an synthetischem Methan aus biogenen Ressourcen, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Leoben, 2018.
- [56] C. Dißauer, B. Rehling, C. Strasser, Machbarkeitsstudie Methan aus Biomasse, bioenergy2020+, Wieselburg-Land, 2019. <https://www.gaswaerme.at/presse/studie-gewaltige-potenziale-durch-gas-aus-biomasse/>.
- [57] P. Stampfl, Holznutzungsströme und Energieholzbilanz in Vorarlberg, Institut für Ökologie, Universität Innsbruck, Innsbruck, 2009.
- [58] C. Pfemeter, P. Liptay, S. Kahr, Bioenergie Atlas Österreich 2019, 2. Auflage, Österreichischer Biomasse-Verband, Wien, 2019.
- [59] Austria's National Inventory Report 2019, Umweltbundesamt, Wien, 2019.
- [60] Vela Solaris, Polysun, Vela Solaris, Winterthur, 2019. www.velasolaris.com.
- [61] Hermann Meier, Christian Fünfgeld, Thomas Adam, Bernd Schieferdecker, Repräsentative VDEW-Lastprofile, VDEW, Frankfurt/M, 1999. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwj01NXr3KThAhUryKYKHfMKCe8QFjAAegQIB-BAC&url=https%3A%2F%2Fwww.bdew.de%2Fmedia%2Fdocuments%2F1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf&usq=AOvVaw0KT0dZtHJT69zDW58LwEWK.
- [62] D. Fürstenwerth, L. Waldmann, Stromspeicher in der Energiewende, Agora Energiewende, Berlin, 2014.

- [63] C. Pape, N. Gerhardt, P. Härtel, A. Scholz, R. Schwinn, T. Dress, A. Maaz, J. Sprey, C. Breuer, A. Moser, F. Sailer, S. Reuter, T. Müller, Roadmap Speicher - Speicherbedarf für erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel, 2014.
- [64] Thomas Roskopf, Martin Ploss, Ermittlung monatlicher Konversionsfaktoren für den Energieträger Strom, in: Themenband Session 6, Energieinstitut Vorarlberg, Dornbirn, 2017. https://www.energieinstitut.at/pdfviewer/economicum_themenband-6/docs/economicum%20Themenband%206%20Alles%20Strom%20online%20Version.pdf.
- [65] P. Stolz, R. Frischknecht, Umweltkennwerte und Primärenergiefaktoren von Energiesystemen, treeze Ltd., fair life cycle thinking, Uster, 2017. http://treeze.ch/fileadmin/user_upload/downloads/Publications/Case_Studies/Energy/563-Energiesysteme-v1.0.pdf.