



ENERGIEVERSORGUNG DER SCHWEIZ BIS 2050

Zusammenfassung von Ergebnissen und
Grundlagen

2050
Energiezukunft

Projektmitarbeitende

Rund 70 Mitarbeitende aus der Branche haben an der Studie «Energiezukunft2050» des VSE mitgewirkt. Hierzu gehören.

Steuerungsausschuss

Niklaus Zepf, Axpo, swisselectric, Vorsitzender des Steuerungsausschusses

Andrea Papina, AET, ESI

Beat Gassmann, IBK, DSV

Jörg Wild, Energie 360°, nicht Organisierte

Markus Balmer, IWB, Swissspower

Michael Frank, VSE

Michel Hirtzlin, SID, Multidis

Robert Schürch, WWZ, Regionalwerke

Projektleitung/Teilprojektleitung

Thomas Marti, EVU Partners AG, Projektleitung

Martin Rüdüsüli, Empa

Matthias Sulzer, Empa

André Hügli, Alpiq, swisselectric

Karl Resch, EKZ, RegioGrid

Bernhard Mayerhofer, AEW

Frank Pleuler, Energy Partner GmbH

Kristin Brockhaus, VSE

Stefan Roth, FHNW

Claudius Kobel, Alpiq

Andreas Ebner, BKW

Thomas Ingold, e-netz AG

Teilprojekt 1: Modellierung

Martin Rüdüsüli, Empa, Co-Teilprojektleitung

Matthias Sulzer, Empa, Co-Teilprojektleitung

Christian Opitz, HSG

Elliot Romano, Empa / UNIGE

Julien Marquant, Urban Sympheny

Kristina Orehoung, Empa

Mashaël Yazdanie, Empa

Michael Schürle, HSG

Natasa Vulic, Empa

Philipp Heer, Empa

Robin Mutschler, Empa

Sven Eggimann, Empa

Youssef Sherif, Empa / Urban Sympheny

Urs Elber, Empa

Teilprojekt 2: Integration EU

André Hügli, Alpiq, swisselectric, Teilprojektleitung

Claudio Maag, EKZ, RegioGrid

Daniel Schmid, SAK, RegioGrid

Lorenz Rentsch, Axpo, swisselectric

Teilprojekt 3: Elektrifizierung der Schweiz

Karl Resch, EKZ, RegioGrid, Teilprojektleitung

Jan Baumann, Primeo Energie, RegioGrid

Michael Gratwohl, VSE

Ralf Rienäcker, Axpo, swisselectric

Teilprojekt 4: Mobilität

Bernhard Mayerhofer, AEW, RegioGrid, Teilprojektleitung

Adrian Koch, SAK, RegioGrid

Daniel Laager, Primeo Energie, RegioGrid

Gaspard Lhermitte, Alpiq, swisselectric

Rico Grünenfelder, vormals Repower, nicht Organisierte

Wissenschaftlicher Projektpartner



Materials Science and Technology

Teilprojekt 5: Kurzfristige Flexibilitäten

Frank Pleuler, Energy Partner AG, Teilprojektleitung
Corinne Häberling, Energie 360°, nicht Organisierte
Evangelos Boutaniotis, CKW, swisselectric
Martin Gassner, Alpiq, swisselectric
Samuel Pfaffen, Eniwa, Swisspower
Susanne Weidmann, VSE

Teilprojekt 6: Sektorkopplung

Kristin Brockhaus, VSE, Teilprojektleitung
Stefan Roth, FHNW, Teilprojektleitung ad interim
Philipp Ditzel, SGSW
Rafael Mesey, CKW, swisselectric
Stefan Linder, Alpiq, swisselectric
Sven Erni, SIG, Multidis

Teilprojekt 7: Saisonspeicher

Claudius Kobel, Alpiq, swisselectric
Mathias Lorenz, Alpiq, swisselectric
Patric Lumberas, SAK, RegioGrid
Rainer Kyburz, CKW, swisselectric
Romina Schürch, VSE

Teilprojekt 8: Verteilnetz (Studie folgt Sommer 2023)

Thomas Ingold, e-netz AG, Teilprojektleitung
Andreas Ebner, BKW AG, RegioGrid, vormals
Teilprojektleitung
Aleksandar Maksimovic, CKW, swisselectric
Deniz Incesu, Groupe E, RegioGrid
Dirk Schmidt, EBL, DSV
Emmanuel Heer, e-netz AG
Florent Perruchoud, SIL, Multidis
Gerhard Bräuer, Repower, nicht Organisierte
Julien Maret, Romande Energie, RegioGrid
Olivier Stössel, VSE

Patrick Widmer, SAK, RegioGrid
Roland Notter, Axpo, swisselectric
Tobias Betschart, Primeo Energie, RegioGrid
Tyler Bacciarini, Primeo Energie, RegioGrid

Kommunikation

Claudia Egli, VSE
Julien Duc, VSE
Simon Vögtli, VSE
Marion Bertrand, VSE

Projektunterstützung

Ellen van Vliet, VSE

Danksagung

Neben den oben erwähnten, direkt im Projekt beteiligten Personen haben mehrere externen Personen zu dieser Studie beigetragen. Deren wertvollen Beiträge sind speziell zu verdanken:

Prof. Dr. Daniel Farinotti (ETH/WSL) und Dr. Matthias Huss (WSL) für die Bereitstellung der Daten zur Abschätzung des Einflusses des Klimawandels auf die Schweizer Wasserkraft

Dr. Alina Walch (EPFL) für die Bereitstellung der Daten der Potenziale der Photovoltaik auf Dächer

Dr. Annelen Kahl (WSL/SUNWELL) für die Bereitstellung der Daten zur alpinen Photovoltaik

Dr. Vanessa Burg (ETH/WSL) für die Bereitstellung der Daten zum regionalen Biomassepotenzial

Dr. Jonathan Chambers (Uni Genf) für die Bereitstellung der Daten zum regionalen Fernwärmepotenzial

Weitere Projektpartner



DIE ENERGIEVERSORGUNG DER SCHWEIZ BIS 2050

Inhalt

Projektmitarbeitende	2
Danksagung	3
1. Management Summary	6
1.1 «Energiezukunft 2050» – Wege in die Energie- und Klimazukunft der Schweiz.....	6
1.2 Wichtigste Ergebnisse für das Jahr 2050.....	7
1.3 Durchgeführte Modellierungen und Analysen	9
2. «Energiezukunft 2050» – Branchenstudie zur langfristigen Energieversorgung der Schweiz.....	10
2.1 Branchenstudie	10
2.2 Zielpublikum.....	10
2.3 Modellansatz.....	11
2.4 Szenarien	14
2.5 Grundlagen	15
2.6 Simulation der Versorgungssicherheit	32
2.7 Quellen und Quellenkritik	32
3. Ergebnisse.....	33
3.1 Nachfrageanstieg und Ersatzbedarf bedingen starken Zubau von Produktion	34
3.2 Gesamtenergieverbrauch sinkt, Stromanteil steigt	35
3.3 Szenario «offensiv-integriert»: Wichtigste Ergebnisse.....	36
3.4 Szenario «defensiv-isoliert»: Wichtigste Ergebnisse	40
3.5 Quervergleich der vier Szenarien	42
3.6 Wärmeerzeugung.....	45
3.7 Wasserstoff-, Methan- und Holzbilanzen	46
3.8 Importabhängigkeit.....	48
3.9 Erreichen der Klimaziele bis 2050 («Netto-Null»).....	49
3.10 Systemkosten	51
3.11 Sensitivitäten	54
4. Schlussfolgerungen.....	63
4.1 Ohne massiv beschleunigten Zubau und massive Steigerung der Effizienz, fokussierten Um- und Ausbau der Netze sowie einem engen Energieaustausch mit Europa erreichen wir die Energie- und Klimaziele nicht.	63
4.2 Der Strombedarf in der Schweiz wird zunehmen.	63
4.3 Hohe Akzeptanz für neue Energieinfrastruktur und enge Energiekooperation mit der EU schaffen beste Voraussetzungen für die Versorgungssicherheit und das Erreichen der Energie- und Klimaziele zu den geringsten Kosten.	64
4.4 Ein umgebautes Energiesystem ist aufgrund der erhöhten Effizienz günstiger als der Status quo. ...	64
4.5 Der Umbau des Energiesystems reduziert die Energie-Importabhängigkeit der Schweiz insgesamt um den Faktor 4 bis 6.....	64
4.6 Die Schweiz bleibt Stromimporteurin.	65

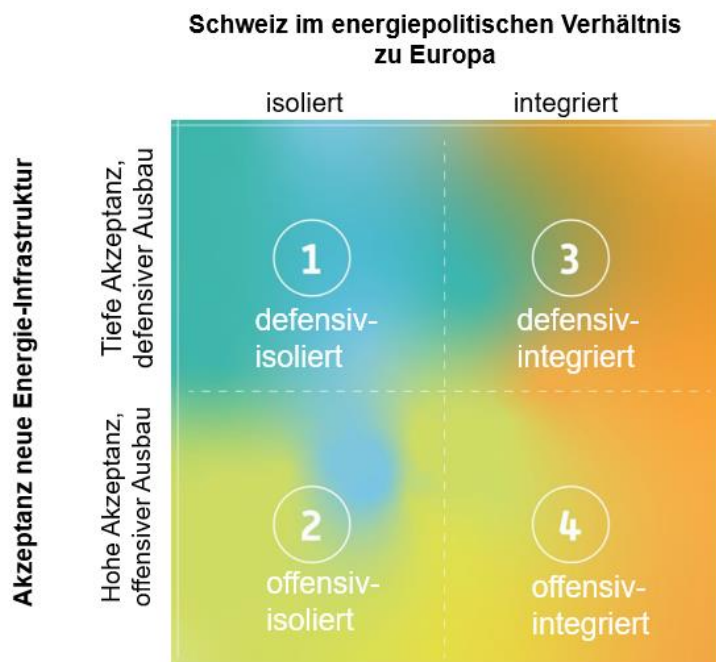
4.7	Klimaneutralität ist nur über eine umfassende Elektrifizierung möglich.	65
4.8	Wasserkraft bleibt die tragende Säule im schweizerischen Energiesystem	65
4.9	Alpine Photovoltaik und Windkraft bringen für die Stromversorgung im Winter grosse Vorteile.....	66
4.10	Wasserstoff kann zu einem essenziellen Element der schweizerischen Energieversorgung werden.....	66
4.11	Versorgungssicherheit bedingt Backup-Kraftwerke und Speichervorhaltung.	66
4.12	Der Umbau des Energiesystems bedingt einen Um- und Ausbau des Stromnetzes.	67
5.	Anhang	68
5.1	Allgemeine Grundlagen	68
5.2	Grundlagen Energiebedarf Schweiz	70
5.3	Grundlagen Energieerzeugung und Import/Export Schweiz	77
5.4	Grundlagen Strombedarf und -erzeugung Europa	97
5.5	Detailergebnisse	104
5.6	Abkürzungsverzeichnis	124
5.7	Literaturverzeichnis	126
	Tabellenverzeichnis	130
	Abbildungsverzeichnis	131

1. Management Summary

1.1 «Energiezukunft 2050» – Wege in die Energie- und Klimazukunft der Schweiz

Die Studie «Energiezukunft 2050» untersucht mögliche Optionen zum Umbau des schweizerischen Energiesystems und deren Auswirkungen, insbesondere in Bezug auf die Erfüllung der Energie- und Klimaziele der Schweiz. Die Modellierung des Energiesystems wurde im Auftrag des VSE durch die Energiebranche in Zusammenarbeit mit der Empa erarbeitet und analysiert das Gesamtenergiesystem der Schweiz bis 2050.

Anhand von vier realistischen Szenarien, die sich durch zwei übergreifende Dimensionen beschreiben lassen, zeigt die Studie auf, wie sich das schweizerische Energiesystem entwickeln kann. Einerseits wirkt sich die Akzeptanz für neue Energieinfrastruktur (offensiver vs. defensiver Zubau) auf den Systemumbau aus. Andererseits hat die Integration der Schweiz in den europäischen Energiemarkt, konkret der Abschluss von Vereinbarungen mit der Europäischen Union, einen Einfluss (integriertes vs. isoliertes Schweizer Energiesystem).



1.2 Wichtigste Ergebnisse für das Jahr 2050

Ohne massiv beschleunigten Zubau und massive Steigerung der Effizienz, fokussierten Um- und Ausbau der Netze sowie einem engen Energieaustausch mit Europa erreichen wir die Energie- und Klimaziele nicht. Je nach Ausprägung der beiden übergreifenden Dimensionen (Schweiz im energiepolitischen Verhältnis zu Europa / Akzeptanz neuer Energieinfrastruktur) sind die Voraussetzungen zur Zielerreichung in den entsprechenden Szenarien besser oder schlechter. Die aktuelle Zubaugeschwindigkeit von Photovoltaik (PV) und insb. Windkraft wird nicht ausreichen, um die Energie- und Klimaziele der Schweiz bis 2050 zu erreichen und die Schweiz müsste weiterhin partiell auf fossile Energien abstützen. Nur bei der PV reicht die aktuelle Zubaugeschwindigkeit der letzten zwei Jahre in den offensiven Szenarien gerade aus, um den geforderten Zubau bis 2040 zu erreichen, während in den defensiven Szenarien bis zu 7 GW oder 20% fehlen werden. Bei der Windkraft, die zurzeit praktisch gar nicht ausgebaut wird, werden in den offensiven Szenarien bei der heutigen Zubaugeschwindigkeit 2050 rund 1.2 GW fehlen.

Der Strombedarf in der Schweiz wird zunehmen. Der Basisstrombedarf der Schweiz wird bis 2050 aufgrund verbesserter Technologie und Effizienzmassnahmen leicht sinken. Die Substitution von fossilen Energieträgern in Verkehr und Wärme führt trotzdem zu einem stark steigenden Elektrizitätsbedarf von heute 62 TWh auf 80 bis 90 TWh im Jahr 2050. Je nach Szenario entspricht das einem Anstieg von 25-40%. Aufgrund des steigenden Strombedarfs und der sukzessiven Stilllegung der schweizerischen Kernkraftwerke bis 2044 entsteht eine Produktionslücke von 37 TWh, die durch den Zubau neuer Anlagen aufgefüllt werden muss.

Hohe Akzeptanz für neue Energieinfrastruktur und enge Energiekooperation mit der EU schaffen beste Voraussetzungen für die Versorgungssicherheit und das Erreichen der Energie- und Klimaziele zu den geringsten Kosten. Im «offensiv-integrierten» Szenario sind die jährlichen Systemkosten mit rund 24 Mia. CHF am tiefsten und die Stromimportabhängigkeit im Winter mit rund 7 TWh (19% des Bedarfs Winterhalbjahr) ebenfalls relativ gering. Im Gegensatz dazu betragen die Kosten im Szenario «defensiv-isoliert» rund 28 Mia. CHF und die Importabhängigkeit beim Strom beträgt rund 9 TWh (22% des Bedarfs Winterhalbjahr). Insgesamt schafft das Szenario «offensiv-integriert» für die Schweiz die robusteste Energieversorgung.

Ein umgebautes Energiesystem ist aufgrund der erhöhten Effizienz günstiger als der Status quo. Dies gilt insbesondere für die offensiven Szenarien. Der Ersatz des heutigen Imports fossiler Brennstoffe durch Elektrizität führt szenarioabhängig zu Reduktionen der jährlichen Systemkosten um 1 bis 5 Mia. CHF. Damit wird die Effizienz erheblich gesteigert, weil Stromanwendungen effizienter sind als Verbrennungsprozesse. Noch nicht berücksichtigt ist dabei der Aus- und Umbau des Stromnetzes.

Der Umbau des Energiesystems reduziert die Importabhängigkeit bei der Energie der Schweiz insgesamt um den Faktor 4 bis 6. Heute liegt die Importabhängigkeit bei 79% von total 259 TWh Primärenergiebedarf. Im Jahr 2050 sinkt dieser Importanteil je nach Szenario auf 30-42% von total 115-132 TWh Primärenergiebedarf, was die absolute Importabhängigkeit um den Faktor 4 bis 6 reduziert. Dies wird durch die Elektrifizierung, welche eine höhere Systemeffizienz bewirkt, die Effizienzsteigerung auf der Nachfrageseite¹ und den Ausbau der inländischen Energieerzeugung möglich.

Die Schweiz bleibt Stromimporteurin. Im Winter muss weiterhin Strom importiert werden. Die Importabhängigkeit im Winter steigt im Szenario «offensiv-integriert» von heute 3 TWh auf 7 TWh, im

¹ Industrieprozesse, Gebäudesanierungen, Beleuchtung, Geräte, etc.

Szenario «defensiv-isoliert» müssen 9 TWh Winterstrom importiert werden. Die Importproblematik wird sich um das Jahr 2040 zwischenzeitlich verschärfen, weil dann noch keine Wasserstoffinfrastruktur besteht, die Schweizer Kernkraft bereits zum Grossteil vom Netz sein wird, und der Strombedarf durch die fortschreitende Elektrifizierung ansteigt.

Klimaneutralität ist nur über eine umfassende Elektrifizierung möglich. In allen vier Szenarien bedingt die Klimaneutralität den Ersatz fossiler Treib- und Brennstoffe durch Elektrizität, insbesondere im Verkehr und im Wärmebereich. Dadurch kann in allen Szenarien eine Minimierung der inländischen Treibhausgase von heute 35 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten auf 2.6 bis 3.3 Mio. Tonnen erreicht werden. Um Netto-Null zu erreichen, sind zusätzliche Massnahmen mit dem Einsatz von Negativemissionstechnologien nötig, wie z.B. CO₂-Abscheidung in Kehrlichtverwertungsanlagen oder direkt aus der Luft (*Direct-Air-Capture*). Die zusätzlichen Kosten dafür betragen CHF 3 bis 3.5 Mia. pro Jahr und sind in den Systemkosten berücksichtigt.

Wasserkraft bleibt die tragende Säule im schweizerischen Energiesystem. Sie wird in allen Szenarien mit rund 35 TWh die Stromerzeugung dominieren. In den offensiven Szenarien können rund 2 TWh Wasserspeicher zugebaut werden, was die Wintersicherheit des Energiesystems erhöht.

Alpine Photovoltaik und Windkraft bringen für die Stromversorgung im Winter wesentliche Vorteile. Die Erzeugung aus alpinen PV-Freiflächenanlagen beträgt 2050 in den offensiven Szenarien rund 2 TWh, die Windproduktion beträgt rund 3 TWh. Der Stromimport wird durch diese Anlagen reduziert. Sie leisten damit einen substanziellen Beitrag zur Winterstromversorgung.

Wasserstoff kann zu einem essenziellen Element der schweizerischen Energieversorgung werden. Der Import von grünem Wasserstoff über die entstehende europäische Wasserstoffinfrastruktur kann neben Wasserkraft und PV zu einer tragenden Säule der Energieversorgung im Winter werden. Im Szenario «offensiv-integriert» liefern mit Wasserstoff betriebene Gaskraftwerke rund 13 TWh Elektrizität ganzjährig, davon 9 TWh im Winter, und decken damit rund 20% des Winterbedarfs. Der Zubau neuer Kernkraftwerke, wie *Small-Modular-Reactors* (SMR), ist unter den Bedingungen eines «H₂-Backbone EU» nicht wirtschaftlich, weil die mit Wasserstoff betriebenen Gaskraftwerke den Bedarf flexibler und günstiger decken können.

Versorgungssicherheit bedingt Backup-Kraftwerke und Speichervorhaltung. Das zukünftige Energiesystem wird zu einem grossen Teil von wetterabhängiger erneuerbarer Produktion wie PV und Windkraft versorgt. Um unter diesen Bedingungen die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten zu können, sind Backup-Kraftwerke und Speichervorhaltungen nötig. Die Kosten dafür betragen rund 1 Mia. CHF pro Jahr und sind in den Systemkosten integriert.

Der Umbau des Energiesystems bedingt einen Um- und Ausbau des Stromnetzes. Die PV wird mit einer Produktion von 18 TWh im Szenario «offensiv-integriert» bis zu 28 TWh im Szenario «defensiv-isoliert» massiv ausgebaut, hauptsächlich dezentral auf Dächer. Zusammen mit der Elektrifizierung des Verkehrs und der Wärmeanwendungen bedingt das einen Netzausbau und -umbau vor allem auf den unteren Netzebenen. Auch der Ausbau der alpinen PV bedingt den Bau von entsprechenden Zuleitungen. Dieser Netzausbau ist in der vorliegenden Studie noch nicht berücksichtigt und wird in einer weiterführenden Studie des VSE im Jahr 2023 untersucht.

1.3 Durchgeführte Modellierungen und Analysen

Methodisch verfolgt die Studie den Ansatz, die jeweilige Nachfrage zu den geringstmöglichen Systemkosten zu decken. Dabei rechnet das Modell mit einem deterministischen Ansatz in stündlicher Auflösung die Kapazitäten und Energieflüsse des Energiesystems von heute und für die Jahre 2030, 2040 und 2050. Das Modell berücksichtigt alle Energiebezüger wie Haushalte, Gewerbe, Dienstleistung, Industrie und Mobilität, sowie alle relevanten Energieträger wie Elektrizität, Wärme (Heizen und Kühlen) und Gase. Für die Nachbarländer der Schweiz und den Rest von Europa wurde deren Strominfrastruktur mit den steuerbaren Anlagen und grenzüberschreitenden Netzkapazitäten im Modell berücksichtigt. Dieses erarbeitete, ganzheitliche Energiesystemmodell erlaubt fundierte Ansagen bezüglich des technischen Ausbaus, der Systemkosten und den CO₂-Emissionen.

Die «Energiezukunft 2050» untersucht ebenfalls den Einfluss auf die Stromnetze. Die Resultate sind in diesem Bericht noch nicht enthalten und werden in einer separaten Studie 2023 veröffentlicht.

Die möglichen Technologie Kandidaten wurden im Modell spezifiziert, indem Wirkungsgrade, Kapazitätslimiten, Kostenfunktionen, etc. je nach gewähltem Szenario festgelegt wurden. Im Weiteren wurden gemeinsame Grundlagen für Rohstoffpreise, Emissionspreise, Zinssätze, Bevölkerungswachstum, Gebäudeentwicklung, etc. ins Modell integriert. Diese Grundlagen wurden mit der aktuellen wissenschaftlichen Literatur abgestimmt.

Die Kernenergie wurde gemäss der heutigen Gesetzeslage behandelt. Die Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke wurde einheitlich auf 60 Jahre terminiert. Die Entwicklung im europäischen Ausland wurde gemäss den Vorgaben des ENTSO-E *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP) in der Version von 2020 unter teilweiser Berücksichtigung aktuellerer Erkenntnisse (Version 2022) modelliert.

Die wichtigsten Unterscheidungsmerkmale zwischen den Szenarien sind wie folgt:

- Der Basisverbrauch Elektrizität ist in defensiven Szenarien höher als in offensiven Szenarien.
- Importmöglichkeiten von Strom und Wasserstoff in die Schweiz sind bei den integrierten besser als in den isolierten Szenarien.
- Die Entwicklung der Mobilität berücksichtigt in allen Szenarien eine massive Elektrifizierung, wobei in den integrierten Szenarien Wasserstoff im Nutzfahrzeugbereich eine etwas grössere Rolle spielt.
- Die kurzfristige Flexibilität im Strombereich, wie z.B. Batterien und Lastverschiebung durch *Demand-Side-Management* (DSM), kann in den offensiven Szenarien vermehrt genutzt werden.
- Die Wasserkraft kann in den offensiven Szenarien etwas ausgebaut werden. Windkraft und alpine Freiflächenanlagen für Photovoltaik können nur in diesen Szenarien zugebaut werden.

Der Einfluss einzelner Faktoren, z.B. Änderung des Basisverbrauchs, Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff in grossen Mengen und Zulassung von SMR, der neuesten Generation von Kernkraftwerken, wurde im Rahmen von Sensitivitäten analysiert.

2. «Energiezukunft 2050» – Branchenstudie zur langfristigen Energieversorgung der Schweiz

2.1 Branchenstudie

Die Energiestrategie der Schweiz und das Ziel «Netto-Null 2050» sind in Politik und Öffentlichkeit breit akzeptiert (Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH, 2021). Die vorliegende Studie baut darauf auf und hat das Ziel, Aussagen zum zukünftigen Energiesystem der Schweiz zu machen und dabei die Prämissen der Schweizer Energie- und Klimaziele integral zu berücksichtigen. Konkret bedeutet das ein zuverlässiges, wirtschaftliches und annähernd zu 100% erneuerbares Energiesystem für die Schweiz.

Verschiedene staatliche, politische und akademische Institutionen haben bereits Studien zum zukünftigen Energiesystem der Schweiz erstellt (Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH, 2021) (Panos, Kober, Ramachandran, & Hirschberg, 2021) (Boulouchos, Neu, & et al., 2022). Die Studien bilden einen guten Überblick über die Herausforderungen, vertiefen jedoch nur gewisse Teilaspekte oder weisen Lücken auf, wie die gesetzten Ziele erreicht werden können und insb. welche Auswirkungen sie auf die Energiebranche haben werden. Gleichzeitig verändert sich das ökonomische Umfeld laufend, wie die gegenwärtige Energiekrise eindrücklich zeigt. Neue Technologien, z.B. die alpine Photovoltaik oder neue Speichermöglichkeiten für Elektrizität rücken vermehrt in den Fokus. Insbesondere die Auswirkungen auf die Verteilnetze werden unterschätzt und in den Analysen noch zu wenig betrachtet. Die hier vorliegende Branchenstudie füllt diese Lücken. Zunächst wird das Energiesystem mit aggregierten Stromnetzbilanzen modelliert, aber noch ohne Berücksichtigung der Energieflüsse im Stromnetz. In einem zweiten Schritt werden die detaillierten Auswirkungen auf die Stromnetze aller Netzebenen erarbeitet und voraussichtlich Mitte 2023 vorgestellt.

Die Studie «Energiezukunft 2050» untersucht die möglichen Optionen zur Weiterentwicklung des schweizerischen Energiesystems und deren Auswirkungen. Der VSE hat einen kompetenten und fachlich ausgewogenen Beitrag zur energiepolitischen Diskussion ausgearbeitet. Die vorliegende Studie der Branche zur Energie- und Klimastrategie soll eine Informations- und Entscheidungsgrundlage für Politik und Gesellschaft sein.

2.2 Zielpublikum

Die Branchenstudie vermittelt klare und verständliche Grundlagen für Politik und Behörden. Sie bietet Informationen und Wissen auf Basis von anerkannten Fakten und plausiblen, unvoreingenommenen Zukunftsannahmen und sensibilisiert die Öffentlichkeit für die relevanten Aspekte der Energieversorgung. Gleichzeitig ist sie ein Beitrag zur Diskussion, wie die Schweiz die Energie- und Klimaziele bis 2050 erreichen kann.

Den Mitgliedern des VSE bietet die Studie einen Rahmen, an dem sie sich in Bezug auf strategische Fragen orientieren können. Die Mitglieder des VSE waren bei der Erstellung der Studie breit involviert und haben dazu beigetragen, dass eine praxisnahe und nachvollziehbare Studie entstanden ist.

2.3 Modellansatz

Die Modellierung der «Energiezukunft 2050» für das Jahr 2050 basiert auf der Optimierungssoftware *ehub*, entwickelt am *Urban Energy System Lab* der Empa². *Ehub* verwendet gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (MILP), um Kosten- und CO₂-minimale Lösungen im Energiesystem zu finden. MILP löst lineare Gleichungen, bei denen die Variablen auf einen ganzzahligen Wert beschränkt werden können. Damit können weitaus komplexere Probleme gelöst werden als mit herkömmlichen linearen Optimierungsalgorithmen. Mit MILP können insbesondere Randbedingungen von Technologien berücksichtigt werden, wie z.B. minimale Leistung pro Einheit oder *Must-Run*-Bedingungen, um einen hohen Realitätsbezug zum untersuchten Elektrizitätssystem herzustellen. MILP entspricht dem heutigen Stand der Technik in der fortgeschrittenen Energiesystemmodellierung (Nuclear Energy Agency, 2022).

Das Modell geht von einer gegebenen, stündlich aufgelösten Nachfrage nach Strom, Wärme und Brenn-/Treibstoffen aus und deckt diese mit den verfügbaren Technologien so kosteneffizient wie möglich. Der Technologieeinsatz und die fossilen Energieträger werden je nach Szenario aufgrund von Rahmenbedingungen eingeschränkt, um das Netto-Null-Ziel im Jahr 2050 zu erreichen. Es werden Lösungen mit minimalen Systemkosten gesucht, d.h. die Optimierungsgrösse des Modells sind die gesamten Systemkosten. Details zu den Einschränkungen finden sich im Grundlagenteil im Kapitel 2.5 und im Anhang. Berechnet werden die Stützjahre REF (heutige Situation), 2030, 2040 und 2050. Für die dazwischenliegenden Jahre erfolgen keine spezifischen Berechnungen.

Das Modell berechnet nicht nur die Kosten für die Stromerzeugung, sondern optimiert das gesamte Energiesystem, d.h. auch den gesamten schweizerischen Wärmebedarf für Gebäude und Industrie, sowie die Nachfrage der Mobilität. Alle relevanten Energieumwandlungen sind dabei berücksichtigt. Wichtigste Randbedingung ist dabei die Erreichung der Energie- und Klimaziele der Schweiz bis 2050. Optimierungsgrössen und Umwandlungswege sind in Abbildung 1 schematisch vereinfacht dargestellt.

² Nähere Informationen unter www.empa.ch/web/s313

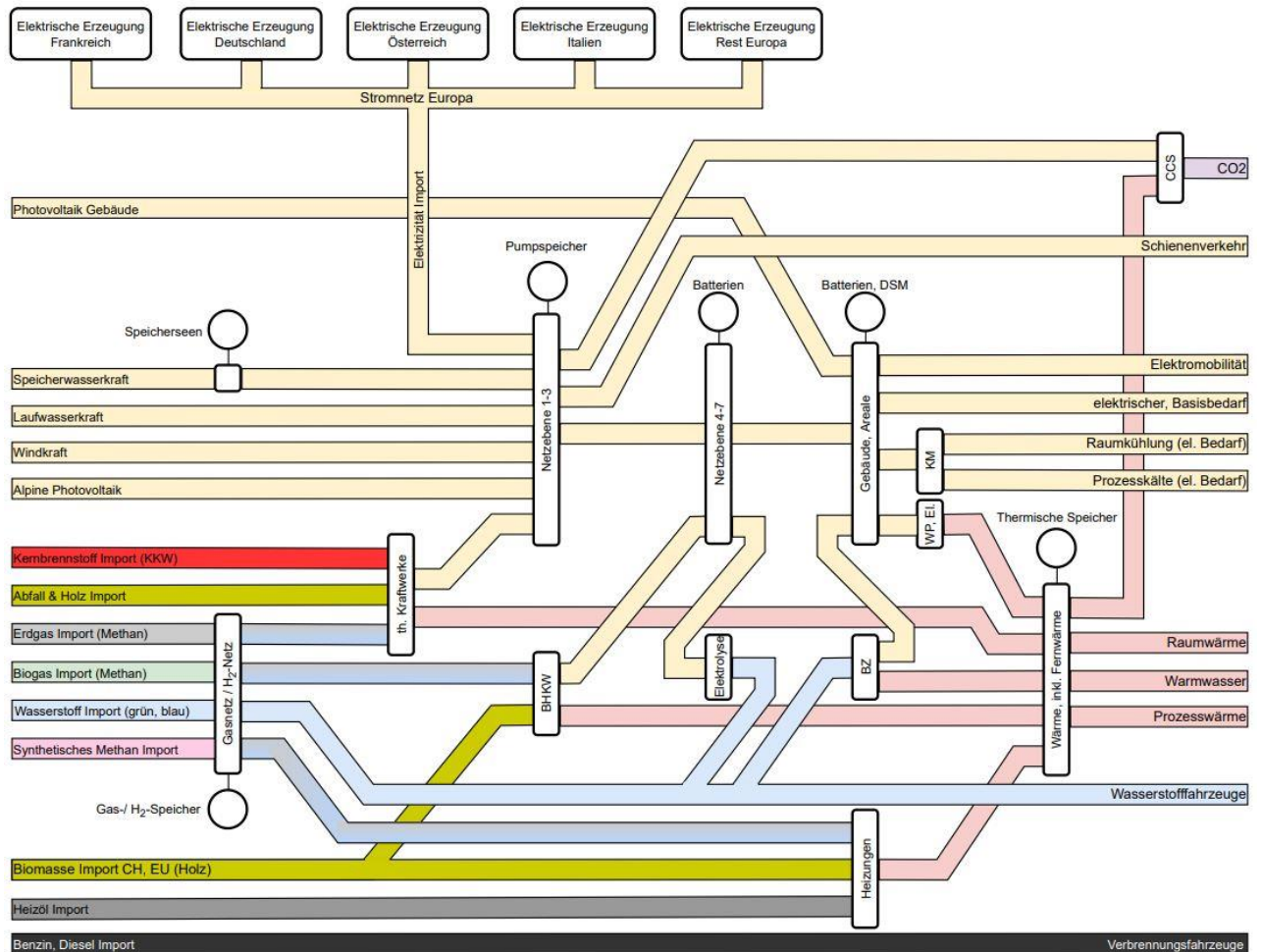


Abbildung 1 Vereinfachte Darstellung des verwendeten Systemmodells. Th. Kraftwerke: Kernkraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke, Gaskraftwerke; H₂: Wasserstoff; BHKW: Blockheizkraftwerke; BZ: Brennstoffzellen; WP: Wärmepumpen; El.: Elektroheizungen; KM: Kältemaschinen; DSM: Demand-Side-Management (Automation für Lastverschiebung)

Die zu minimierenden Systemkosten bestehen aus annualisierten Kapitalkosten sowie fixen und variablen Betriebs- und Unterhaltskosten (inklusive Brenn- und Treibstoffkosten sowie dem Emissionspreis für CO₂). In Tabelle 1 sind die Kostenkomponenten beschrieben. Nicht in den Systemkosten enthalten sind die Kosten für den Ausbau der Stromnetze. Ebenso werden Kosten, die nicht direkt mit dem Energiesystem in Verbindung stehen, z.B. Investitionen in Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastruktur, Prozessanpassungen in der Industrie und Gebäudesanierungen, nicht erfasst.

Um die Schweizer Systemkosten zu berechnen, werden die Kosten, die zur Deckung des Energiebedarfs im Ausland nötig sind (d.h. Schweizer Energieexporte), stundenscharf abgezogen. Für annualisierte Investitionen wird ein einheitlicher Zinssatz (*Weighted Average Cost of Capital WACC*) von 5% angewendet. Dieser entspricht ungefähr dem heutigen WACC für Produktionsanlagen, der für Wasserkraft seit einigen

Jahren behördlich auf 4.98% festgelegt wurde³ (Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, 2021) (Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, 2021).

Tabelle 1 Komponenten der Systemkosten im Modell.

Kostenkomponente	Beschreibung
(Annualisierte) Kapitalkosten (CAPEX)	Investitionen werden als <i>Overnight</i> -Kosten (in CHF/MW) aus der Literatur entnommen. <i>Overnight</i> -Kosten sind die Kosten eines Bauprojekts, bei dem während des Baus keine Zinsen angefallen sind, als ob das Projekt «über Nacht» abgeschlossen wäre. Zur Bestimmung der CAPEX (<i>capital expenditures</i>) werden diese mit einem Zinssatz (WACC) von 5% und der entsprechenden Amortisationszeit (in Jahren) annualisiert (CHF/MW/Jahr).
Fixe Betriebs- und Unterhaltskosten (FOM)	Die fixen Betriebs- und Unterhaltskosten FOM (<i>fixed operation und maintenance</i>) sind Kosten, die jedes Jahr unabhängig von der produzierten Menge an Energie anfallen. Dazu gehören z.B. Personalkosten, Versicherungsprämien, Mieten, Gebühren, jährliche Revisionen, etc. (in CHF/kW/Jahr).
Variable Betriebs- und Unterhaltskosten (VOM)	Die variablen Betriebs- und Unterhaltskosten VOM (<i>variable operation und maintenance</i>) sind Kosten, die jedes Jahr in Abhängigkeit der produzierten Energiemenge neben den separat ausgewiesenen Brenn- und Treibstoffkosten anfallen. Dazu gehören z.B. die Kosten für Kühlwasser, Schmiermittel, etc. (in CHF/kWh). Steuern und Abgaben, d.h. auch Wasserzinsen, wurden bei dieser volkswirtschaftlichen Systemkostenberechnung nicht berücksichtigt. Die Kosten für die inländische Nutzung der Strom-, Gas- und Wärmenetzen sind in den jeweiligen Technologien als variable Betriebskosten berücksichtigt.
Brenn- und Treibstoffkosten (fuel costs)	Die Brenn- und Treibstoffkosten für Erdgas, Erdöl, Kohle und Uran in den Jahren REF, 2030, 2040 und 2050 entstammen den Energiepreisen des Weltmarktes aus dem TYNDP 2022 (ENTSO-E & ENTSOE, 2022). Für die Schweiz werden gegenüber den Weltmarktenergiepreisen zusätzlich noch die Transportkosten an die Schweizer Grenze im Sinne von Grenzübergangspreisen berücksichtigt (Prognos AG, Infrast AG, & TEP Energy GmbH, 2021). Die Preise für Holz und Abfall entstammen ebenfalls direkt den EP2050+ (Prognos AG, Infrast AG, & TEP Energy GmbH, 2021). Für Wasserstoff und synthetisches Erdgas s. Grundlagen in Kapitel 2.5.7
CO₂-Preis	Die verwendeten CO ₂ -Preise entsprechen dem Preis der EUA des EU-ETS, ebenfalls gemäss den Vorgaben des TYNDP 2022.

Das Modell optimiert nach einfachen, klaren Kriterien, wodurch die Ergebnisse einfach plausibilisiert werden können. Limitierend wirkt die unterstellte Methodik, bei der angenommen wird, dass sämtliche Gegebenheiten (Preise, Nachfrage, spezifische Technologiekosten) in der Zukunft bereits heute bekannt sind (*perfect foresight*) und jeweiligen Normbedingungen entsprechen. Die auf den Energiemärkten erwarteten Preise wurden zusammen mit dem Institut für *Operations Research* und *Computational Finance*

³ WACC von 4.98% gilt nur für Wasserkraft, für Biomasse gilt ein Satz von 4.53%, für Geothermie 5.44%.

der Universität St. Gallen (ior/cf-HSG) als Projektpartner ermittelt. Für die Preise an den europäischen Strommärkten wurde ein eigenes Modell implementiert, welche diese in stündlicher Auflösung und unter Berücksichtigung betrieblicher Restriktionen bestimmt. Kurzfristige Abweichungen aufgrund von Wetteranomalien oder Nachfrageschwankungen bleiben bei dieser deterministischen Methode unberücksichtigt.

Eine durchgehend stochastische Modellierung des gesamten Energiesystems wäre im Rahmen des Projekts technisch nicht umsetzbar gewesen. Uns sind keine Beispiele bekannt, in denen ein ähnlich komplexes Energiesystem in vergleichbarem Detaillierungsgrad stochastisch modelliert wurde. Der Vorteil von MILP besteht darin, dass eine breite Palette von Technologien und deren Kombinationen optimiert werden kann, und zwar unter Berücksichtigung der Investitionen, Kosten und technischer Randbedingungen, sowie auch politischer Entscheidungen, regulatorischer oder anderer Beschränkungen. Dank der methodischen Fortschritte sind MILP-Modelle das geeignetste Instrument für solche Aufgaben. Die Berechnungen dieser Studie basieren auf validierten MILP-Modellen der Empa.

2.4 Szenarien

Was geschieht, wenn die Schweiz im Inland nur wenige Erneuerbare zubaut? Wenn sie beispielsweise lediglich auf bestehende Wasserkraft setzen kann und gleichzeitig nicht eng im europäischen Strommarkt integriert ist? Was bedeutet das für die Schweizer Energielandschaft in den nächsten 20 bis 30 Jahren? Solche Fragen will der VSE mit der «Energiezukunft 2050» beantworten. Um die Auswirkungen der verschiedenen Optionen zu analysieren, identifiziert die «Energiezukunft 2050» vier Bereiche (Quadranten) im Lösungsraum (Abbildung 2) entlang zweier übergreifender Dimensionen. Die erste Dimension betrifft das energiepolitische Verhältnis der Schweiz zu Europa, die zweite Dimension die inländische Akzeptanz neuer Energie-Infrastrukturen und Technologien.

Die erste Dimension beschreibt die Schweiz im energiepolitischen Verhältnis zu Europa. Die zwei Ausprägungen sind «integriert» und «isoliert».

- Ausprägung «integriert»: Die Schweiz ist energiepolitisch vollständig in Europa integriert. Sie ist in den globalen Energiemarkt und insbesondere in den EU-Strommarkt eingebunden und kann in grossem Umfang Strom mit den Nachbarländern austauschen. Auch der Austausch von neuen Energieträgern wie Wasserstoff ist in grossem Umfang möglich.
- Ausprägung «isoliert»: Die Schweiz ist energiepolitisch kaum in Europa integriert und muss sich insbesondere in europaweiten Knappheitssituationen weitgehend selbst mit Strom versorgen. Da energiepolitisch keine Einigung mit der EU besteht, sind die Import- und Exportkapazitäten stark eingeschränkt. Der Austausch von neuen Energieträgern wie Wasserstoff ist ebenfalls nur in reduziertem Umfang möglich.

Die zweite Dimension beschreibt die inländische Akzeptanz neuer Energie-Infrastruktur und Technologien. Die zwei Ausprägungen sind «offensiv» und «defensiv».

- Ausprägung «offensiv»: Die inländische Akzeptanz für neue Energie-Infrastruktur ist hoch. Der inländische Ausbau der Stromproduktion wird mit allen verfügbaren Technologien vorangetrieben. Ebenso werden Möglichkeiten zum Energiesparen und zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Steuerung von Verbrauch und Erzeugung konsequent umgesetzt.

- Ausprägung «defensiv»: Der Ausbau der Stromerzeugung im Inland ist auf heute breit akzeptierte Technologien beschränkt. Auf der Nachfrageseite können keine weitreichenden Massnahmen ergriffen werden.

Die Kombination der beiden Dimensionen mit je zwei Ausprägungen spezifiziert den Lösungsraum mit den resultierenden vier Quadranten. Die Quadranten werden durch vier repräsentative Szenarien dargestellt und beschrieben (Abbildung 2).

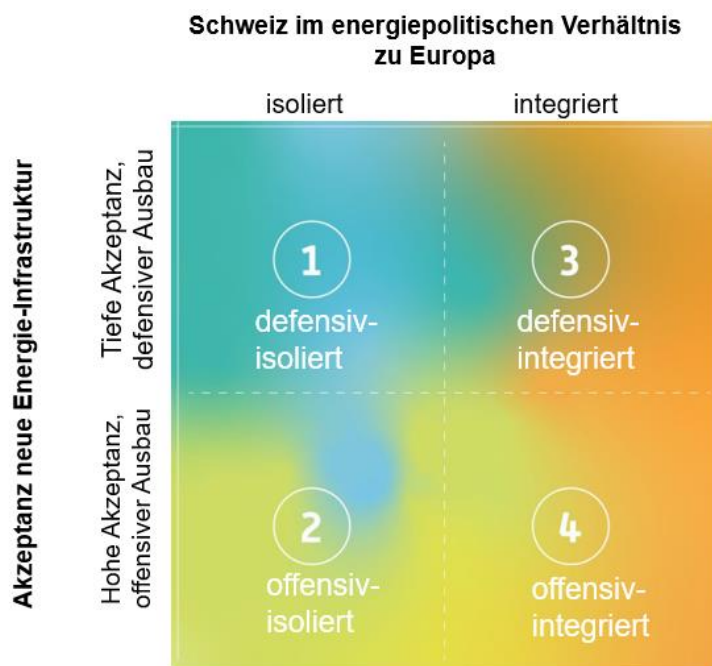


Abbildung 2 Lösungsraum aufgeteilt in vier Quadranten und den repräsentativen Szenarien in der «Energiezukunft 2050».

Bewusst verzichtet wurde auf ein «weiter-wie-bisher»-Szenario (wwb), da dieses lediglich als Referenzgrösse, aber nicht als realistische Zukunftsvision verwendet werden kann. Erstens wäre kein sofortiger Ersatz der über die Zeit stillzulegenden Kernkraftwerke möglich, und zweitens erfüllt ein wwb-Szenario die Klima- und Energieziele der Schweiz nicht.

2.5 Grundlagen

2.5.1 Allgemeine Grundlagen

Wesentliche Parameter der wirtschaftlichen Modellierung sind die globalen Energie- und CO₂-Preise (ENTSO-E & ENTSOG, 2022). Dabei wird angenommen, dass Weltmarktenergie- und CO₂-Preise nicht durch das Schweizer Energiesystem beeinflusst werden. Für die Schweiz werden gegenüber den Weltmarktenergiepreisen zusätzlich die Transportkosten an die Schweizer Grenze berücksichtigt (Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH, 2021). Die Kosten für den inländischen Transport, leitungsgebunden und terrestrisch, wurden zu den jeweiligen Energiepreisen oder Technologiekosten addiert (Details s. Kapitel 5.1.1 im Anhang). Alle Preise basieren auf dem Stand heute. Von einer Inflationsbereinigung der Preise

wurde abgesehen. 5.1.1 im Anhang). Alle Preise basieren auf dem Stand heute. Von einer Inflationsbereinigung der Preise wurde abgesehen.

Für das Jahr 2050 gelten die Preise aus Tabelle 2, inkl. CO₂-Preis, für den Standort Schweiz⁴.

Tabelle 2 Verwendete Primärenergie- und Emissionspreise 2050 (nominale Preise)

Erdgas	57 CHF/MWh
Erdöl	80 CHF/MWh
CO ₂ -Emissionen	168 CHF/t

Die Grundlagen zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung der Schweiz in Bezug auf Wirtschaftsleistung und Bevölkerungszahl beeinflussen hauptsächlich den inländischen Basisverbrauch und sind in Kapitel 2.5.3 beschrieben. Die Grundlagen zum BIP-Wachstum wurden für die isolierten Szenarien gemäss den Energieperspektiven 2050+ entwickelt, für die integrierten Szenarien gemäss dem SECO-Szenario BIP-A festgelegt (Staatssekretariat für Wirtschaft SECO, 2022).

2.5.2 Grundlagen zur inländischen Stromerzeugung

Die Studie geht für die heute in der Schweiz betriebenen Kernkraftwerke (KKW) von einer Laufzeit von 60 Jahren aus, die für alle Szenarien gilt. Die gegenwärtige Gesetzeslage beschränkt die Laufzeit der KKW nicht, sondern legt fest, dass diese betrieben werden dürfen, solange sie sicher sind (Eidgenössisches Nuklearinspektorat ENSI, 2012). Insofern resultieren für die heute betriebenen Kernkraftwerke die prognostizierten Stilllegungsjahre aus Tabelle 3.

Tabelle 3 Stilllegungsjahre der Schweizer Kernkraftwerke

Beznau I	2030
Beznau II	2030
Gösgen	2039
Leibstadt	2044

Der Neubau von Kernkraftwerken wurde für alle vier Szenarien ausgeschlossen, da dies zurzeit gemäss Kernenergiegesetz nicht möglich ist (Bundesgesetz über die Kernenergie, 2003). Ein möglicher Zubau von *Small-Modular-Reactors* (SMR) der neusten Generation wurde in einer Sensitivitätsanalyse nach dem Jahr 2040 berücksichtigt.

⁴ Die Prognose der Preisentwicklung ist im Anhang gezeigt.

Der Zubau von Windkraftanlagen wird differenziert pro Szenario angewandt. In den defensiven Szenarien ist nur ein minimaler Zubau möglich, da hier weiterhin die bisherigen Möglichkeiten der Einsparungen bestehen bleiben, um den Bau zu verhindern. Im Gegensatz dazu können in den offensiven Szenarien Windkraftanlagen im Bereich von 1.6 bis 3.0 GW bis 2050 zugebaut werden. Der tatsächliche Zubau wird durch die Optimierung im Modell berechnet.

Die Photovoltaik (PV) kann in allen Szenarien massiv zugebaut werden. Wir unterscheiden dabei zwischen Dachanlagen und alpinen Freiflächenanlagen.

- Dachanlagen können in allen Szenarien zugebaut werden. Bis ins Jahr 2050 gehen wir für die offensiven Szenarien von einem maximal möglichen Zubau von 43 GW (215 Mio. m²) aus. Dieser maximale Zubau entspricht einer Belegung von 85% der heute als geeignet betrachteten Dachflächen (sonnendach.ch).
- Alpine Freiflächenanlagen sind nur in den «offensiven» Szenarien zugelassen, nicht in den defensiven Szenarien. Ein maximaler Zubau von 5 GWp ist dabei bis 2050 möglich. Dies entspricht rund vier Anlagen der Grösse, wie sie in Grengiols (1.2 GWp) geplant ist, oder rund 280 Anlagen der Grösse des Projekts «Gondo-Solar» (18 MWp).

Gaskombikraftwerke (GuD), Kehrlichtverwertungsanlagen (KVA) und Blockheizkraftwerke (BHKW) sind in allen Szenarien möglich. Hierbei ist zu beachten, dass GuD und BHKW mit Erdgas, Biogas oder Wasserstoff betrieben werden können.

Bei allen Anlagentypen wurden spezifische Kosten hinterlegt. Diese leiten sich nach der Methode in Tabelle 1 her und sind in Abbildung 3 zusammengefasst und als standardisierte Gestehungskosten (LCOE⁵) mit typischen Vollaststunden dargestellt. Für Wärme-Kraft-Kopplungs-Technologien (WKK) mit Strom- und Wärmeerzeugung wird den Stromgestehungskosten eine Wärmegutschrift von 120 CHF/MWh (für dezentrale Brennstoffzellen) und 80 CHF/MWh (für alle zentralen Anlagen) hinzugefügt. Diese Wärmegutschrift entspricht in etwa den Wärmegestehungskosten von zukünftigen Wärmepumpen. Die Höhe der Wärmegutschrift steht somit im direkten Verhältnis zur produzierten Wärme und kann bei Technologien mit einem geringen Stromwirkungsgrad (z.B. Geothermie, KVA, etc.) entsprechend hoch ausfallen (Prognos AG & TEP Energy GmbH, 2021) und theoretisch zu negativen Stromgestehungskosten führen. Negative Stromgestehungskosten resultieren nur in der statischen Berechnung der mittleren Technologiekosten mit typischen Vollaststunden. Die Gestehungskosten von importiertem und inländisch produziertem Wasserstoff befinden sich im Abschnitt 5.3.6.4 im Anhang.

⁵ *Levelized Cost of Electricity oder Energy*

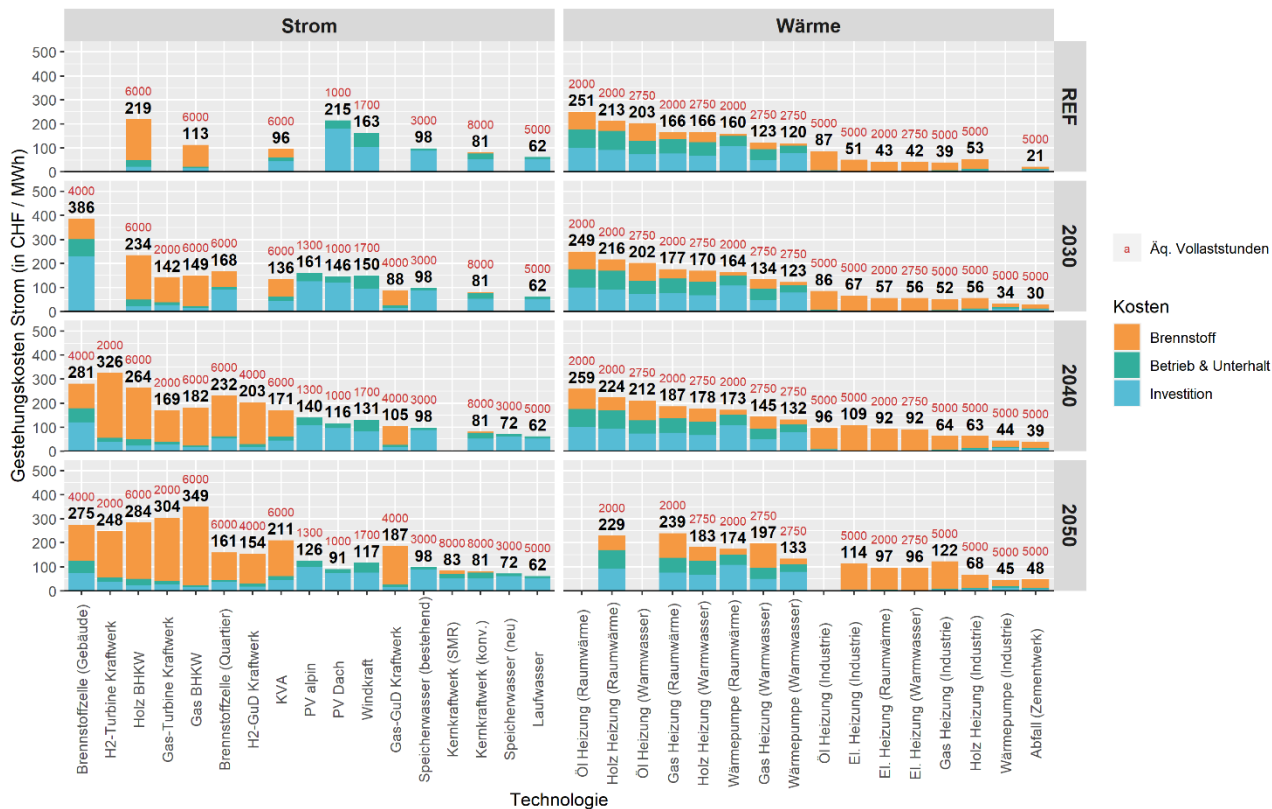


Abbildung 3 Gesteungskosten der verwendeten Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien. Die resultierenden Gesteungskosten basieren auf standardisierten, typischen äquivalenten Volllaststunden (roter Text), um die Vergleichbarkeit herzustellen. Die Technologiekosten sind als gemittelte Werte für die jeweiligen aggregierten Kategorien dargestellt.

Die Bedarfsprognosen im Modell orientieren sich am Basisstromverbrauch, der die bisherigen Verbrauchssektoren, namentlich Haushalte, Industrie, Gewerbe, Dienstleistung, Verkehr (Schiene, bestehende Trolleybusse, Seilbahnen, etc.) und Landwirtschaft abdeckt. Die Raumkälte wurde separat modelliert, der elektrische Bedarf ist ebenfalls im Basisstrombedarf enthalten. Der Strombedarf für Wärme (Raumwärme, Warmwasser und industrielle Prozesswärme) sowie Verkehr (nur Strasse) wurde separat modelliert.

Für jedes Szenario wurde eine Basisbedarfsentwicklung modelliert, wobei die EP2050+ als Grundlage verwendet wurden (Prognos AG, Infras AG, & TEP Energy GmbH, 2021). Für alle Szenarien erfolgte eine Aktualisierung der Bedarfsprognosen mit stärkerem Wachstum der Bevölkerung anhand der neuesten Prognosen des BFS (Bundesamt für Statistik, 2020). Die Varianten isoliert und integriert unterscheiden sich hinsichtlich des Wirtschaftswachstums, die Varianten defensiv und offensiv bezüglich der erzielten Effizienzsteigerung. Eine detaillierte Beschreibung der Herleitung des Basisstrombedarfs für die einzelnen Szenarien ist im Anhang im Kapitel 5.2.1 zu finden.

Rechenzentren sind eine Verbraucher-kategorie, bei der in Zukunft ein speziell grosses Bedarfs-wachstum erwartet wird. Die aktuelle Datenbasis zum Verbrauch ist mit viel Unsicherheit behaftet, insbesondere im Hinblick auf die Effizienzentwicklung. Deswegen wurden die Annahmen nach dem *Best-Guess*-Prinzip vorgenommen. Für die Jahre 2030, 2040 und 2050 tragen die Rechenzentren zusätzlich 1.0, 2.0 bzw. 3.0

TWh/a zum Strombedarf bei. Elektrodirektheizungen und Ölheizungen werden im Modell in allen Szenarien exogen, d.h. im Sinne eines Modellinputs, über die nächsten 20 Jahre ersetzt. Lediglich für industrielle Hochtemperaturanwendungen können Elektroheizungen weiterhin eingesetzt werden.

Insgesamt ist in Abbildung 4 erkennbar, dass der Basisbedarf in allen Szenarien leicht sinkt bzw. im Szenario «defensiv-isoliert» sogar leicht ansteigt. Der Rückgang des Verbrauchs findet in den defensiven Szenarien praktisch nicht statt. Der Grund dafür liegt in den weniger strikt umgesetzten Effizienzmassnahmen, wie Umstellung auf LED-Beleuchtung, Ersatz älterer, ineffizienter Geräte oder Verbesserung der Automation (*Smart-Home*-Anwendungen). Demgegenüber steht die Zunahme des Strombedarfs durch die Elektrifizierung des Strassenverkehrs und der Ersatz fossiler Heizungen durch Wärmepumpen. Diese beiden Verbrauchskategorien sind nicht im Basisbedarf integriert, sondern werden separat ausgewiesen. Der Basisbedarf entspricht somit nur einem Teil des heutigen Landesverbrauchs von Strom, der im Jahr 2021 bei 62.5 TWh/a lag, bzw. einem Teil des Endverbrauchs⁶ von 58.1 TWh (Bundesamt für Energie BFE, 2021).⁷

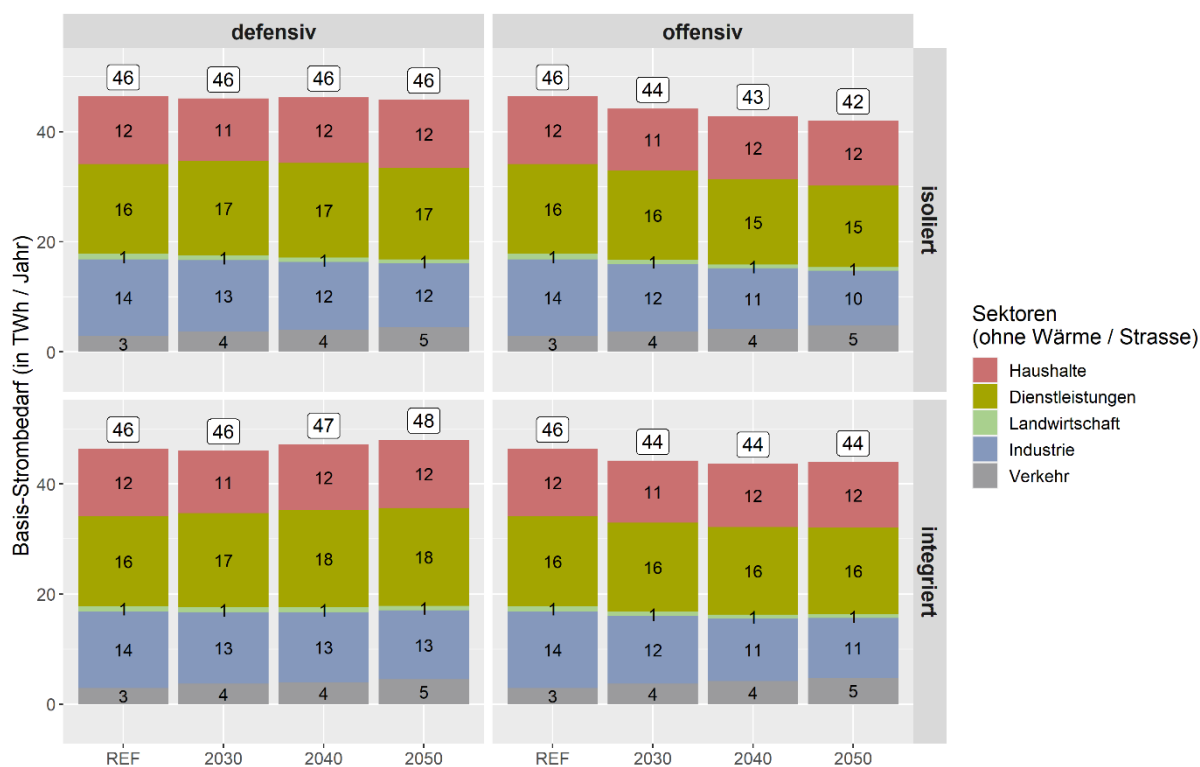


Abbildung 4 Basisbedarf Elektrizität in den vier Szenarien für die betrachteten Jahre.

⁶ Endverbrauch entspricht dem Landesverbrauch ohne Netzverluste und Speicherverluste.

⁷ Der Landesverbrauch der Schweiz betrug 2021 62.5 TWh, das verwendete Referenzjahr (REF) berücksichtigt einen repräsentativen und mit den weiteren Annahmen konsistenten Verbrauch (2016/2018) ohne ausserordentliche Ereignisse wie z.B. die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie.

2.5.3 Grundlagen zum inländischen Gas-, Wärme und Kältebedarf

Der heutige jährliche Wärmebedarf in der Schweiz beträgt rund 100 TWh und setzt sich aus der Raumwärme (64 TWh), dem Warmwasserbedarf (11 TWh) und der industriellen Prozesswärme (22 TWh) zusammen. Insb. die Raumwärme, die rund 2/3 des Bedarfs ausmacht, ist stark auf die Wintermonate konzentriert (Abbildung 5). Erzeugt wird die Wärme heute zu 30% aus Erdöl, 30% aus Erdgas, und 40% über Wärmepumpen, elektrische Direkt- und Speicherheizungen, Holz sowie sonstige erneuerbare Energieträger (inkl. Umweltwärme, Biogas, Solarthermie, biogene Abfälle) und Fernwärme. Der heutige jährliche Kältebedarf in Gebäuden für die Klimatisierung beläuft sich auf ca. 1.8 TWh Endenergieverbrauch, welcher zu 100% elektrisch über Kühlgeräte gedeckt wird (Prognos AG, 2021).

Der Klimawandel hat ebenfalls Einfluss auf Wärme- und Kälteanwendungen. Diese Effekte sind bereits in der verwendeten Datengrundlage zur Bestimmung des jährlichen Wärme- und Kältebedarfs basierend auf den EP2050+ erfasst und wurden deshalb nicht separat ausgewiesen. Die Klimaeffekte basieren auf dem IPCC Szenario RCP 2.6 für offensive Szenarien und einem Mittelwert aus RCP 2.6 und RCP 4.5 für defensive Szenarien (IPCC, 2014).

Die Entwicklung des Energiebedarfs des Schweizer Gebäudebestands wurde unter Berücksichtigung von Neubauten, Ersatzbauten und Abbrüchen sowie einer natürlichen Renovierungsrate, die auf der wirtschaftlichen Lebensdauer der Gebäudeelemente basiert, simuliert. Der Ansatz wurde verwendet, um den Heiz- und Kühlenergiebedarf der Wohn-, Dienstleistungs- und Gewerbegebäude in stündlicher Auflösung zu berechnen. Bei der Industrie ist der Heizenergiebedarf in der Prozesswärme enthalten und wird in drei Temperaturbereiche unterteilt: Anwendungen <200°C, 200-400°C und >400°C. Der Kältebedarf wird auf den elektrischen Bedarf der notwendigen Kältemaschinen umgerechnet und in den Bedarf der elektrischen Prozesse integriert.

Die MuKE 2014 (Konferenz Kantonalen Energiedirektoren, 2022) als Vorlage für die kantonalen Energiegesetze fordern die Deinstallation von Elektrodirektheizungen und Elektrospeicherheizungen innerhalb von 15 Jahren nach Inkraftsetzung der Gesetzesrevisionen. Einige Kantone geben dabei eine kürzere Umsetzungsfrist vor. Der verbleibende Zeitraum bis 2030 ist kurz, zusätzlich sind noch nicht in allen Kantonen die MuKE 2014 rechtskräftig umgesetzt. Der Ausstieg aus Elektrodirektheizungen und Elektrospeicherheizungen in Bezug auf die Raumwärme wird deshalb bis 2030 von heute rund 3 TWh/a auf 2.5 TWh/a relativ langsam vorangehen, aber ab 2030 beschleunigt und bis 2040 auf rund 0.5 TWh/a sinken. Bis 2050 werden nur rund 10'000 Restanlagen mit jeweils 10 MWh pro Jahr verbleiben und somit nur noch 0.1 TWh/a Strom für diese Anwendung verbraucht.

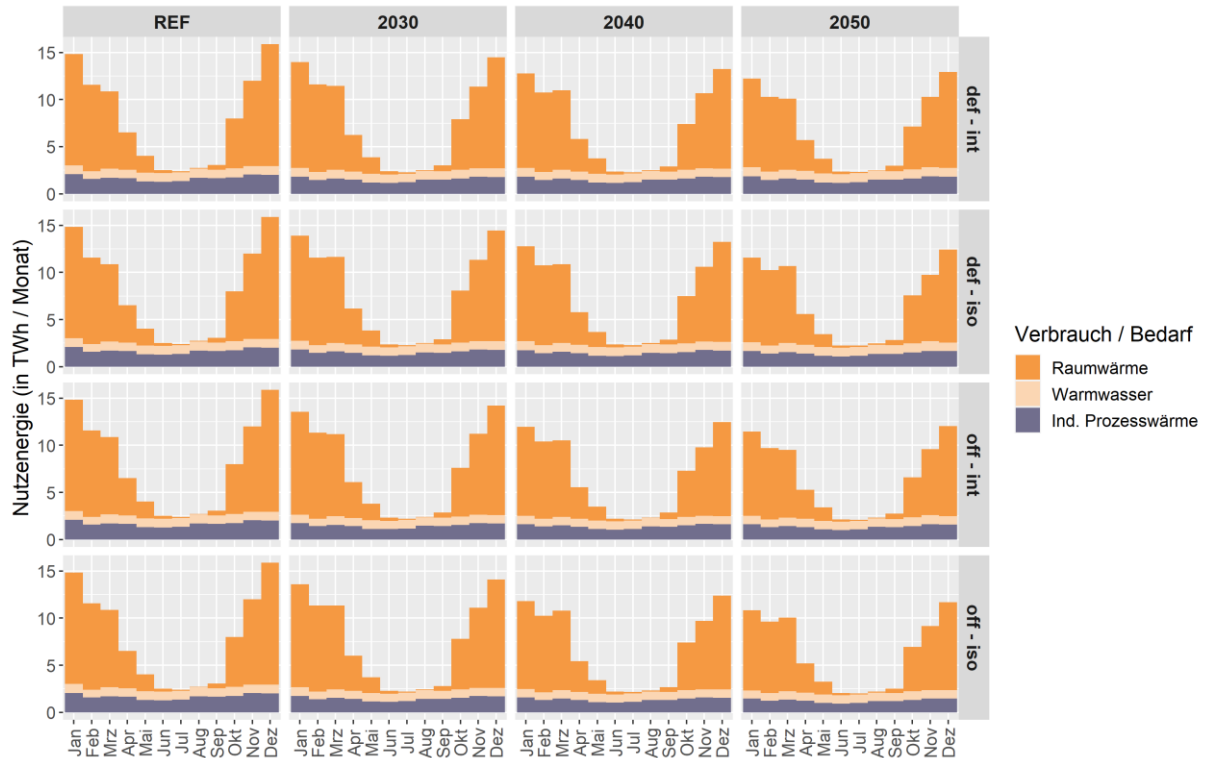


Abbildung 5 Monatlicher Wärmebedarf der Schweiz pro Szenario und Jahr.

Beim Ausstieg aus den Ölheizungen sehen die Überlegungen ähnlich aus. Ein eher geringer Rückgang bis von jährlich 25.8 TWh auf 20 TWh wird bis 2030 stattfinden. Anschliessend wird bis 2040 der grösste Teil des Ausstiegs mit einer Reduktion auf 11.5 TWh berücksichtigt. Bis 2050 wird von einem vollständigen Ersatz aller Ölheizungen ausgegangen. Im Gegensatz dazu wird der Einsatz von Gasheizungen im Modell wirtschaftlich optimiert. Erst im Jahr 2050 werden Gasheizungen nicht mehr zugelassen, davor ist ein fossiler Betrieb oder eine Umstellung auf Biogas möglich. Eine Umstellung auf Wasserstoff ist hingegen bei Gasheizungen nicht vorgesehen.

2.5.4 Grundlagen zur zukünftigen Mobilität

Der Mobilitätssektor wird bis 2050 tiefgreifende Veränderungen erfahren. Die Dekarbonisierung des Mobilitätssektors wird zwingend zu einer fast vollständigen Elektrifizierung führen. In dieser Studie wurden die Kategorien Personenwagen, leichte Nutzfahrzeuge (z.B. Lieferwagen), schwere Nutzfahrzeuge (z.B. Lastwagen) und Busse detailliert modelliert. Summarisch betrachtet wurden Motorräder, Eisenbahnen, die Schifffahrt und weitere Verkehrsmittel, wie z.B. die langsame Elektromobilität. Nicht in die Betrachtung eingeflossen ist der Luftverkehr. Die Mobilitätsszenarien wurden in Zusammenarbeit mit der Firma EBP⁸ erarbeitet.

Der erwartete Fahrzeugbestand der Personenwagen wurde aufgrund von Bevölkerungsentwicklung, erwarteten Fahrleistungen und Motorisierungsgrad in den Jahren 2030, 2040 und 2050 gemäss den Verkehrsperspektiven (Bundesamt für Raumentwicklung, 2022) definiert. Dabei wurde nicht zwischen

⁸ EBP Schweiz AG, www.ebp.ch

Benzin und Diesel differenziert. Diese Grundlagen sind mit dem Gesamtumfeld dieser Studie konsistent. Der erwartete Anteil (Mix) der Antriebsarten Batterie-elektrisch (BEV), Plug-in hybrid (PHEV) und Verbrennungsmotor (ICE) wurde anschliessend festgelegt. Dabei stützt sich diese Studie auf die Grundlagen des Szenarios «ZERO-E» von EBP, welches von ambitionösen Klimazielen in Übereinstimmung mit den Anstrengungen der EU (*Green Deal/Fit for 55*) ausgeht (de Haan, Rosser, Clausdeinken, Ribí, & Koller, 2021) (EBP, 2022). Mit Wasserstoff betriebene Personenwagen spielen nur eine untergeordnete Rolle, synthetische Treibstoffe für Personenwagen werden nicht in grossen Mengen eingesetzt. Auch PHEV spielen in unseren Überlegungen ab 2040 praktisch keine Rolle mehr. Bei allen Szenarien wurde mit derselben Entwicklung der Personenwagen gerechnet, dargestellt in Tabelle 4.

Tabelle 4 Zusammensetzung des Schweizer Personenwagenparks nach Fahrleistungen.

Antrieb	Anteil an der Fahrleistung (%) der Personenwagen			
	REF	2030	2040	2050
ICE	98%	65%	17%	2%
BEV	1%	24%	72%	93%
PHEV	1%	10%	9%	1%
FCEV	-	<1%	2%	4%

Bei schweren Nutzfahrzeugen (SNF) und leichten Nutzfahrzeugen (LNF) geht die Studie von einer Entwicklung aus, die weg von fossilen Treibstoffen führen wird. Hier stehen grundsätzlich die gleichen Antriebstechnologien zur Verfügung, allerdings gelten aufgrund höherer Anforderungen in Bezug auf die Reichweite andere Rahmenbedingungen. Bei allen Nutzfahrzeugkategorien werden 2050 auf der Kurzstrecke BEV und auf der Langstrecke wasserstoffbetriebene Fahrzeuge dominieren. Auch hier dürften synthetische Treibstoffe in Verbrennungsmotoren nur einen marginalen Marktanteil haben, da die Anwendungsfälle durch die beiden alternativen Technologien abgedeckt werden können.

Die Mobilität wird in der Studie in zwei Ausprägungen übernommen:

- Isolierte Szenarien setzen in der Mobilität wenig Wasserstoff ein, weil hier Importrestriktionen für Wasserstoff gelten. Der Elektrizitätsverbrauch der Elektromobilität beträgt im Jahr 2050 rund 16 TWh.
- Integrierte Szenarien verwenden einen höheren Anteil von Wasserstoff, der insb. bei den Nutzfahrzeugen zum Tragen kommt. Diese Szenarien benötigen im Jahr 2050 etwas weniger Strom, nämlich nur 15.1 TWh.

Insgesamt wird die Umstellung der Mobilität auf klimaneutrale Technologien den Strom- und teilweise auch den Wasserstoffbedarf der Schweiz erhöhen, gleichzeitig aber den Verbrauch fossiler Energieträger bis fast 2050 eliminieren. In Abbildung 6 werden die konkreten Auswirkungen dieser Entwicklung gezeigt.

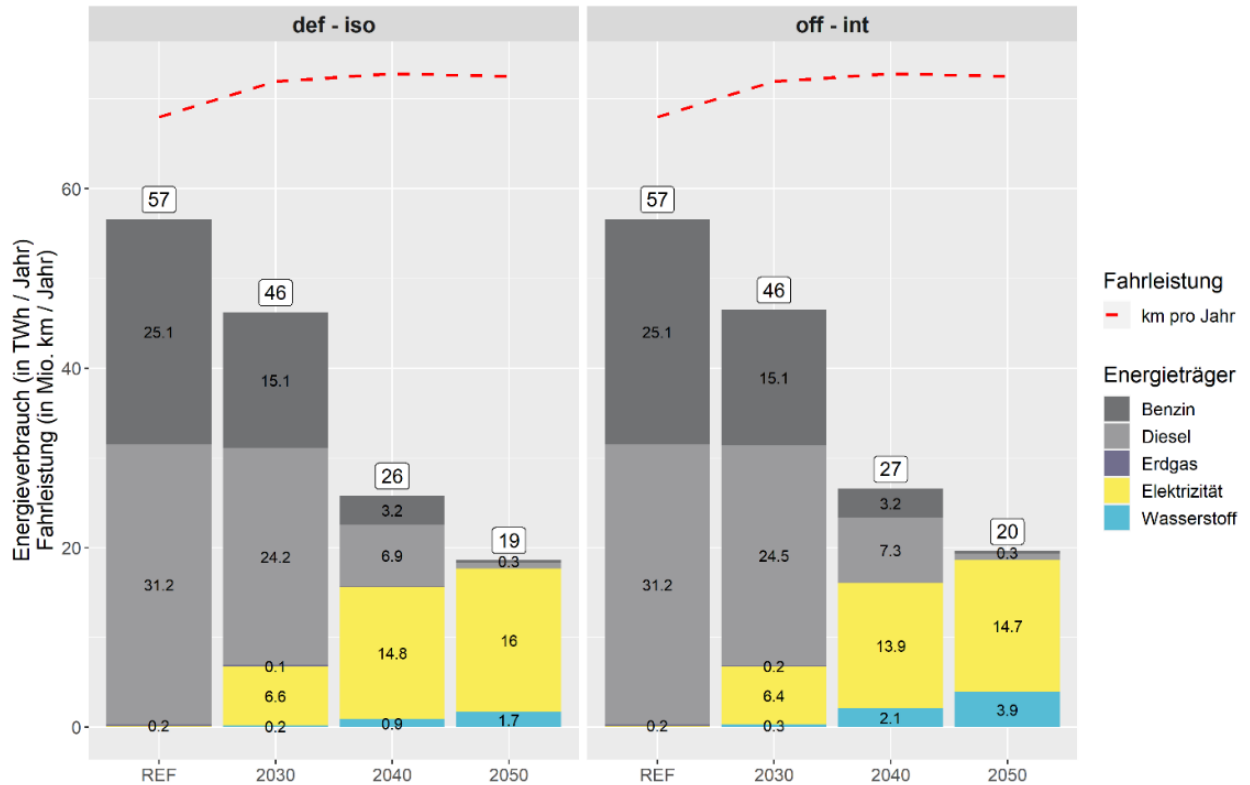


Abbildung 6 Energieverbrauch der Mobilität. Links: isolierte Szenarien; rechts: integrierte Szenarien.

2.5.5 Grundlagen zur Wasserkraft und saisonalen Speichertechnologien

Wasserkraft ist ein zentrales Mittel zur Erzeugung von Strom in den Wintermonaten. Obwohl auch andere Technologien einen Beitrag zum saisonalen Ausgleich leisten können, z.B. Wasserstofftechnologie über die Umwandlung von Strom in Wasserstoff und entsprechende Rückverstromung, zeigt sich, dass die Wasserkraft die effizienteste und günstigste Technologie zur Energiespeicherung ist. Technologisch kann der saisonale Ausgleich, d.h. der Winterstrombedarf, mit zusätzlichen Wasserkraft-, Photovoltaik-, Wind- und Wasserstoffkapazitäten gelöst werden. Aufgrund der tieferen Kosten ist zu erwarten, dass Wasserkraft die dominante langfristige Speichertechnologie für Energie bleibt (

Tabelle 5).

Tabelle 5 Die berücksichtigten Speichertechnologien und deren Kosten

Speichertechnologie	Investition	Betrieb & Unterhalt	Amortisation
	[CHF/kWh]	[CHF/kWh/Jahr]	[Jahre]
Erdgasspeicher Untergrund/Netz	0.039 – 0.6	< 0.0008	40 - 50
Speichersee/Pumpspeicher	0.3 - 0.6	0.003 – 0.006	80
Fernwärmespeicher (saisonal)	3	0.026	40
Erdgas-Speicher Tank	6	0.06	40
H ₂ -Speicher Tank	7	0.13	30
Warmwasserspeicher	60	0.6	40
Quartierbatterie	350 - 460	0 ⁹	25 - 30
Heimbatterie	1050 - 1380	0 ¹⁰	25 - 30

Das Modell berücksichtigt den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz in den offensiven Szenarien im Rahmen der politischen Möglichkeiten. Es wurden die Annahmen des runden Tisches herangezogen, die von einer Erweiterung der Speichervolumen im Umfang von 2.0 TWh ausgehen, was zu einer Erhöhung der Stromproduktion im Winter um die gleiche Menge führen dürfte (Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie & Kommunikation UVEK, 2021). Diese Zunahme der Winterstromproduktion resultiert aus jährlich zusätzlich 1.1 TWh durch Staudammerhöhungen (z.B. Grimsensee, Griessee, etc.) und 0.9 TWh aus Neubauprojekten (Gorner, Oberaletsch, Trift). Die Umsetzung der Massnahmen wird schwergewichtig zwischen 2030 und 2040 erfolgen und im Modell in den Stützjahren 2040 und 2050 wirksam.

Grundsätzlich ist die Wasserkraft vom Klimawandel betroffen, wirken sich doch veränderte Wettermuster und die Gletscherschmelze auf die Produktionsmuster aus. Die Veränderungen in der Hydrologie im Rahmen dieser Studie bis 2050 sind jedoch für das Gesamtsystem von geringer Bedeutung (Farinotti, Round, Huss, Compagno, & Zekollari, 2019) (Schaefli, Manso, Fischer, Huss, & Farinotti, The role of glacier retreat for Swiss hydropower production, 2019). Erwartete Effekte sind ein leicht früheres Ende des Winters und eine leichte Verlagerung von Laufwasser aus dem Frühling in den Winter. Die grossen Effekte aus der Gletscherschmelze werden erst nach 2050, d.h. ausserhalb des Zeithorizonts der Studie erwartet.

Bei den Laufwasserkraftwerken geht die Studie bei allen Szenarien vom Erhalt des Status quo aus (16.5 TWh/a).

Zusammenfassend geht diese Studie von nur geringen Veränderungen bei der Wasserkraft bis 2050 aus. Basis für die Modellierungen sind die heutigen Zuflussmuster der Hochdruck-Speicherwasserkraft im Umfang von rund 21.1 TWh pro Jahr, die in einen flexiblen (dispatchable) Speicherwasseranteil von 15.9 TWh/a und einen unflexiblen Laufwasseranteil von 5.3 TWh unterteilt werden (Abbildung 7). Eine detaillierte Beschreibung der Herleitung und Modellierung der Wasserkraft findet sich im Anhang, Kapitel 5.3.1.1.

⁹ In Netzkosten enthalten.

¹⁰ In PV Betrieb- und Unterhalt enthalten

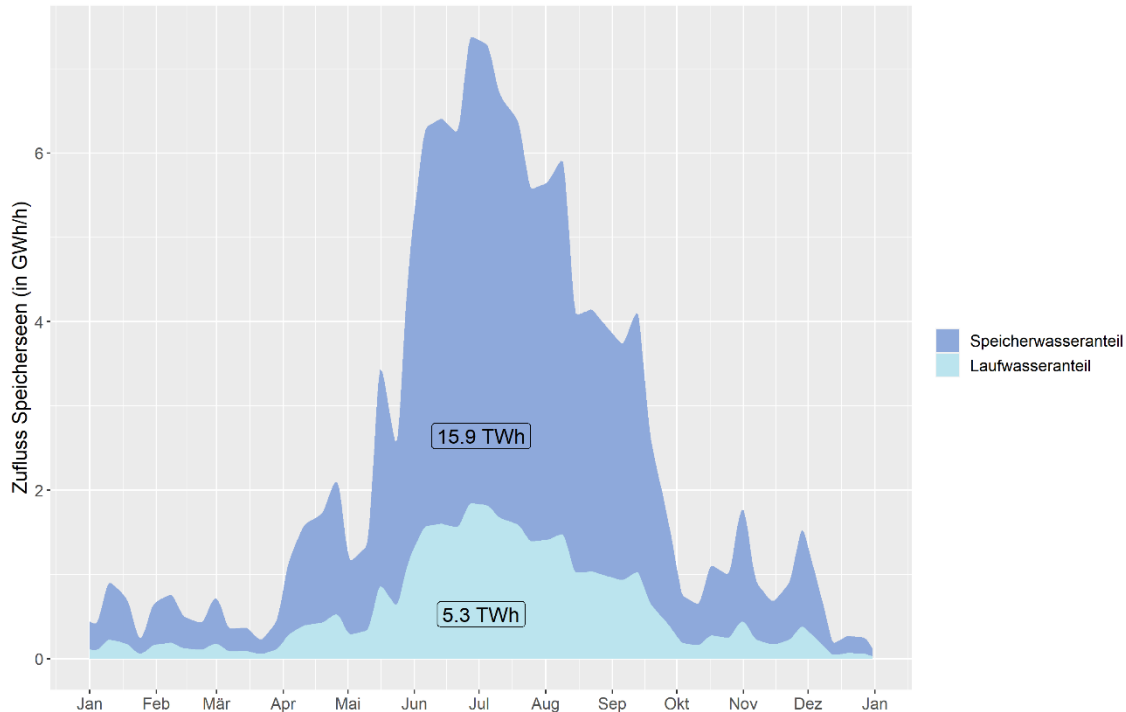


Abbildung 7 Einspeiseprofile von Zuflussmengen der Wasserkraft.

2.5.6 Grundlagen zu grenzüberschreitenden Stromflüssen

Die Stromversorgung in der Schweiz ist in hohem Masse mit dem europäischen System vernetzt. Technisch und kommerziell besteht eine weitgehende Verflechtung, wobei die kommerzielle Verflechtung zunehmend erschwert wird, weil die Schweiz über kein Marktzugangsabkommen zum EU-Strombinnenmarkt verfügt (Bundesamt für Energie BFE, 2021). Zusätzlich hat die EU die «70%-Regel» (Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, 2019, S. 79-81) eingeführt, die festlegt, dass 70% der verfügbaren Übertragungsnetzkapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel innerhalb des EU-Marktes eingesetzt werden müssen. Dadurch könnten die Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel in und aus der EU für die Schweiz deutlich reduziert werden.

Die Integration in den EU-Markt stellt in der Studie eine Hauptunterscheidung zwischen den integrierten und den isolierten Szenarien dar, die sich in unterschiedlichen Import- und Exportkapazitäten zwischen der Schweiz und dem angrenzenden Ausland manifestieren. Entsprechend wurden die Import- und Exportkapazitäten (*Net-Transfer-Capacity*, NTC) mit den Nachbarländern Österreich, Deutschland, Frankreich und Italien (Nord)¹¹ in den Ausprägungen «integriert» und «isoliert» unterschiedlich modelliert:

¹¹ Italien ist im Unterschied zu den Nachbarländern Deutschland, Frankreich und Österreich in mehrere Preiszonen aufgeteilt. Die Schweiz grenzt an die Zone «NORD», auf die im Folgenden jeweils referenziert wird.

- In den integrierten Szenarien wurden die Kapazitäten aus dem Referenznetz des *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP) der ENTSO-E übernommen (ENTSO-E, 2020). Diese Kapazitäten beinhalten einen signifikanten Netzausbau gegenüber heute, welcher dem Strommarkt zur Verfügung gestellt werden kann.
- Die isolierten Szenarien wurden aus dem Szenario S1 «keine Kooperation» der Studie zur Stromzusammenarbeit CH-EU von *Frontier Economics* (Frontier Economics Ltd, 2021) übernommen. Zukünftige Netzausbauten werden als nicht marktrelevant angenommen, weil sie mangels Stromabkommen Marktteilnehmern in der Schweiz nicht in Form von zusätzlichen Grenzkapazitäten zur Verfügung gestellt werden.

Die Grenzkapazitäten wurden pro Nachbarland und Richtung (Import/Export) separat modelliert. Abbildung 8 zeigt den grossen Unterschied bei den Importkapazitäten zwischen den beiden Ausprägungen.

Für die beiden Ausprägungen wurden die Werte für die Stützjahre gemäss Tabelle 6 eingesetzt. Eine detaillierte Aufstellung der Werte pro Nachbarland befindet sich im Anhang (Kapitel 5.3.2). Es ist klar ersichtlich, dass die verfügbaren Grenzkapazitäten in den isolierten Szenarien auf einem Niveau verharren, das weniger Importe und Exporte zulässt als heute.

Tabelle 6 NTC für die beiden Ausprägungen pro Stützjahr

	REF	2030 / 2040 / 2050
Importkapazität «Integriert»	8'300 MW	9'300 MW
Importkapazität «isoliert»	stündlich variabel gemäss ENTSO-E Transparency Plattform 4'871 – 8'631 MW	saisonal sowie zwischen peak und off-peak variabel 2'083 – 2'938 MW
Exportkapazität «integriert»	11'100 MW	10'800 MW
Exportkapazität «isoliert»	stündlich variabel gemäss ENTSO-E Transparency Plattform 3'100 – 11'120 MW	saisonal sowie zwischen peak und off-peak variabel 2'275 – 2'793 MW

Im Modell wurden die verfügbaren Grenzkapazitäten (NTC) stundenscharf modelliert (Abbildung 8).

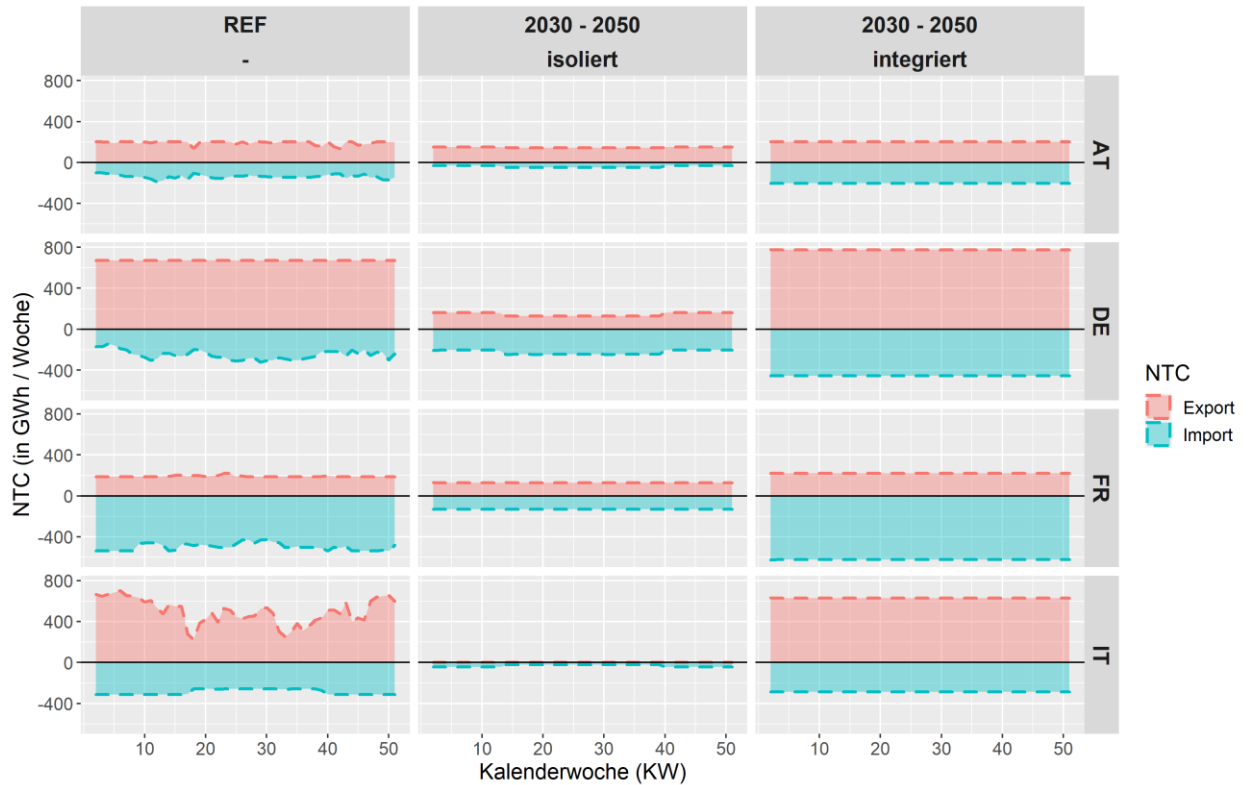


Abbildung 8 Importkapazitäten (Net-Transfer-Capacity, NTC) im Referenzjahr und in den zukünftigen Jahren. Jeweils nach Import-/Exportland und Ausprägung «isoliert» und «integriert».

2.5.7 Grundlagen zu Biogas, Sektorkopplung und Wasserstoffwirtschaft

Im Jahr 2016 wurden in der Schweiz ca. 1.4 TWh Biogas produziert. Das entspricht etwa 3.6% des gesamten Gasabsatzes. Der Anteil Biogas am gesamten Schweizer Gasabsatz steigt zwar jährlich, ist jedoch gemessen am Gesamtverbrauch immer noch gering. Das in der Schweiz eingespeiste Biogas machte 2017 0.9% oder 0.4 TWh der gesamten Gasmengen im Schweizer Gasnetz aus, der Rest wird lokal verbraucht. Das zusätzliche Produktionspotenzial bis 2050 wird auf ca. 5 TWh prognostiziert. Biogasimporte liefern zurzeit jährlich rund 0.3 bis 0.6 TWh Gasnetz der Schweiz (Verband der schweizerischen Gasindustrie, 2016). Der Importanteil wird zunächst weiter ansteigen, jedoch ab 2040 aufgrund des Eigenbedarfs der europäischen Nachbarländer wieder zurückgehen. Im Jahr 2050 kann kein Biogas mehr importiert werden.

Wasserstoff dürfte künftig eine zunehmend wichtigere Rolle in der europäischen Energieversorgung – auch in der Schweiz – spielen. Es wurde davon ausgegangen, dass sich ein globaler Wasserstoffmarkt mit entsprechenden europaweiten Wasserstoffnetzen entwickelt. Dafür spricht insbesondere, dass auf europäischer Ebene, im Rahmen des *European Green Deal*, die Nutzung von grünem Wasserstoff als tragende Säule des Energiesystems vorgesehen ist und entsprechende Entscheide bereits gefällt wurden (Europäische Kommission, 2022). Auch Deutschland hat eine nationale Wasserstoffstrategie mit konkreten Zielen und Massnahmen verabschiedet (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020) Die grossen europäischen Gasversorger arbeiten an einem Konzept zur Anpassung und Erweiterung des Erdgasnetzes, um bis 2040 ein europäisches Wasserstoffnetz zur Verfügung zu haben.

Aus heutiger Sicht wird es deshalb als gesichert betrachtet, dass sich ein trans-europäischer Wasserstoffmarkt entwickeln wird. Für die Schweiz stellt sich die Frage, wann und zu welchen Bedingungen sie an diesen angeschlossen und in einen Markt integriert wird. Ein Anschluss der Schweiz ans europäische Wasserstoffnetz wird heute auf 2045 geschätzt. Vor einem Anschluss der Schweiz ans europäische Wasserstoffnetz würde die Versorgung auf dem Wasserweg oder per Bahn/Strasse sowie über die Beimischung von Wasserstoff ins (überwiegend fossile) Erdgasnetz erfolgen, allerdings mit höheren Kosten und einem Bruchteil der Mengen, die über eine separate Pipelineinfrastruktur importiert werden könnten.

Die Studie unterscheidet zwischen zwei möglichen Ausprägungen des Wasserstoffimports, je nach Integrationstiefe der Schweiz in den europäischen Energiemarkt. So ist davon auszugehen, dass in der integrierten Ausprägung der Szenarien grosse Mengen an Wasserstoff mittels Pipeline importiert werden können, während in der isolierten Ausprägung der Szenarien mit reduzierten Importmöglichkeiten zu rechnen ist (Tabelle 7). Andere synthetische Energieträger (*Synfuels*) wurden in der Studie aus Gründen der geringen Nachfrage nicht berücksichtigt.

Tabelle 7 Mögliche Wasserstoffimportmengen in den beiden Ausprägungen «integriert» und «isoliert». Im offensiv-isolierten Szenario ist der mögliche Wasserstoffimport aufgrund der Technologieverfügbarkeit leicht erhöht.

Importmengen H ₂ in TWh	REF	2030	2040	2050
integriert	0	0.2	2.2	26.9
isoliert	0	0.1	1.1	13.5/15.9

In Bezug auf die Sektorkopplung, spezifisch die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff in der Schweiz, wurden dem Modell keine Einschränkungen gesetzt, d.h. der Zubau entsprechender Elektrolysekapazität, Speichertechnologien und Nutzungstechnologien ist unlimitiert möglich. Der Ausbau inländischer Elektrolysekapazitäten steht in enger Konkurrenz zum Wasserstoffimport bzw. deren Infrastrukturentwicklung.

Es ist geplant, das europäische Wasserstoffnetz mit Anbindungen u.a. nach Nordafrika und in Richtung südöstliches Mittelmeer zu versehen. Erste Projekte europäischer Akteure in Ländern wie Chile oder den Vereinigten Arabischen Emiraten sind am Entstehen (Euractiv, 2021). Das Preisniveau für den international gehandelten, d.h. von der Schweiz importieren, grünen Wasserstoff wird mit 6-8 CHF/kg (210 CHF/MWh) heute, ca. 5-6 CHF/kg (165 CHF/MWh) 2030, ca. 3-4 CHF/kg (105 CHF/MWh) 2040 und ca. 2-3 CHF/kg (75 CHF/MWh) im Jahr 2050 erwartet. Für blauen Wasserstoff, d.h. inklusive CO₂-Abtrennung bei der Erdgas-Dampfreformierung, wurde ein Preis von 79 CHF/MWh im Jahr 2050 (bei 90% Abscheideeffizienz von CO₂) eingesetzt.¹²

Die Bereitstellung von synthetischem Methan wird im Zuge der Dekarbonisierung der chemischen Industrie stattfinden. Durch die Gewinnung von Wasserstoff und die Verwertung von Kohlenstoff wird auch

¹² Zum Vergleich geht der TYNDP 2022 (ENTSO-E, 2022) von 45 CHF/MWh im Jahr 2050 für global gehandelten grünen Wasserstoff aus. Diese Wasserstoffpreise beinhalten jedoch auch neue H₂-Erzeugungspfade, etc. wie die Produktion von *greener-than-green hydrogen* (SGH2) via Plasmolyse mit Gesteungskosten von 20 CHF/MWh.

synthetisches Methan hervorgehen. Das erwartete Potenzial für die Schweiz liegt bei rund 9.5 TWh im Jahr 2050 bei einem Preis von 98 CHF/MWh.

2.5.8 Grundlagen zur kurzfristigen Flexibilität

Die kurzfristige Flexibilität ist ein zentrales Element für die erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie der Schweiz. Aufgrund der steigenden Anteile stochastisch einspeisender Erzeugungstechnologien wie PV und Windkraft steigt der Bedarf an zusätzlicher kurzfristiger Flexibilität im System, wobei sich die Kurzfristigkeit auf den Zeitraum von Stunden bis Tagen bezieht.

Das heutige System ist erzeugungsseitig durch die Wasserkraft sehr flexibel und kann die heutigen Anforderungen ausreichend abdecken. Zukünftig wird jedoch mehr kurzfristige Flexibilität benötigt. Im Gegensatz zur heutigen Abdeckung über Grosskraftwerke, die zentral auf den höheren Netzebenen einspeisen, werden zukünftige kurzfristige Flexibilitätspotenziale dezentral auf tieferen Netzebenen genutzt.

Flexibilität kann die Erzeugung oder die Nachfrage erhöhen bzw. reduzieren. Dies ist über verschiedene Wege möglich:

- *Zeitlich verschieben* (zu einem anderen Zeitpunkt Strom beziehen, z.B. das Auto (BEV) später laden. Hier spricht man von *Demand-Side-Management* (DSM))
- *Umwandeln* (Strom z.B. in Wärme, Kälte oder Wasserstoff umwandeln und ggf. speichern)
- *Speichern* (z.B. Strom in Batterien)
- *Abregeln* (z.B. Produktion der PV-Anlagen limitieren)
- *Lastprofil anpassen* (z.B. das BEV 4h mit 11 kW laden, anstelle von 2h mit 22 kW)

Der Einsatzzweck der Flexibilität lässt sich gemäss ihrem Einsatzzweck klassifizieren:

- *Netzdienliche Flexibilität*: Vermeidung von grossen Last- oder Spannungsschwankungen, Vermeidung von kostenintensiven Netzausbauten
- *Systemdienliche Flexibilität*: Bündelung von Flexibilitäten für die Teilnahme am Regelenergiemarkt
- *Marktdienliche Flexibilität*: Abfederung von Preisspitzen durch preisgesteuerte gebündelte Flexibilitäten

Die kurzfristige Flexibilität kann mit einer Vielzahl von Technologien vorgehalten werden. Die Relevantesten sind in Tabelle 8 zusammengestellt.

Tabelle 8 Technologien zur Vorhaltung von kurzfristiger Flexibilität

Technologie	Beschreibung
Batteriespeicher	Stationäre Batterien in Gebäuden oder Quartieren in allen Grössen vom kW- bis zum MW-Bereich.
Bidirektionale E-Mobilität	BEV dienen als mobile Energiespeicher, die nicht nur Fahrstrom laden, sondern auch entladen werden können.
Intelligente Automation	Energiemanagementsysteme optimieren den lokalen Einsatz von PV-Stromerzeugung, Wärmepumpen und Ladevorgängen von Elektroautos.
Virtuelle Kraftwerke	Pooling von vielen kleinen Stromquellen, die gemeinsam über <i>peer-to-peer</i> -Modelle technisch gesteuert werden.

Für die Modellierung wurden die Technologien stationäre Batteriespeicher (z.B. Quartier- und Heimspeicher), bewegliche Batteriespeicher (z.B. Elektrofahrzeuge), thermische Speicher, Gasspeicher und DSM modelliert.

Die stationären Batteriespeicher wurden als Heimspeicher in Verbindung mit PV und als stationäre Grossspeicher modelliert. Während die installierte Kapazität von Grossspeichern endogen im Modell optimiert wird, wurde die installierte Kapazität der Heimbatterien fix (exogen) an die modellierte Dach-PV Kapazität der Einfamilienhäuser gekoppelt, da angenommen wurde, dass die Installation von Heimbatterien nicht kostenoptimiert, sondern in Abhängigkeit des PV-Zubaus erfolgt. Die verwendeten Parameter zur Kopplung für die Jahre REF und 2050 sind in Tabelle 9 ersichtlich. Für die Jahre 2030 und 2040 wurde linear interpoliert.

Tabelle 9 Kopplung der installierten Kapazität der Heimbatterien an die modellierte installierte Dach-PV Kapazität. (Orth, Weniger, Meissner, Lawaczeck, & Quaschnig, 2022), (Prognos AG, Infrac AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG, 2020). Lesebeispiel: Im REF wurde in 15% der neu installierten PV-Anlagen eine Batterie verbaut. Pro kWp PV-Leistung wird 1 kWh Batteriekapazität mit einer Leistung von 0.6 kW installiert. Für eine 10 kWp Anlage gibt das eine Batterie von 10 kWh Kapazität und 6 kW Leistung.

	Batteriekapazität pro installierter PV-Leistung [kWh_bat/kWp_PV]	Anteil installierter Heimspeicher von PV-Installationen im Residential-Bereich [%]	Batterieleistung pro Batteriekapazität [kW/kWh]
REF	1.0	15	0.6
2050	1.0	70	1.0

Die beweglichen Speicher, vor allem Batterien der BEV, werden mit der Zunahme der Elektromobilität ebenfalls stark zunehmen. Solche Speicher wurden als *Vehicle-to-building* berücksichtigt.

Bei dem DSM für Wärmepumpen wurden nur Kleinwärmepumpen betrachtet, die ihre Flexibilität in Form von virtuellen Speichern ins System einbringen. Die virtuellen Speicher besitzen definierte Speicherdauern im Umfang von 1, 3 und 6 Stunden.

Die Flexibilität aus *Power-to-H₂* durch Anwendung von Gasspeichern und die Speicherfähigkeit der Gasnetze wurde berücksichtigt. Details zu den Grundlagen sind im Anhang (Kapitel 5.2.3) zu finden.

2.6 Simulation der Versorgungssicherheit

Das Modell rechnet mit Normbedingungen und ohne Unsicherheit über zukünftige Ereignisse (*perfect foresight*). Die limitierende Modellmethode (Modellbeschreibung s. Kapitel 2.3) wirft die Frage auf, inwiefern die Anforderungen an die Versorgungssicherheit, die gerade in von der Norm abweichenden Situationen gefährdet ist, modelliert werden können. Modelliert wurde ein typischer Wetterverlauf gemäss 2016, heute erwartete Energiepreise und Extremereignisse wurden nicht berücksichtigt. Der Modellansatz kann deshalb die Anforderungen an die Versorgungssicherheit nicht adäquat abbilden.

Das Modell deckt die zusätzlichen Anforderungen an Reservekapazitäten durch Wasserkraftreserven und nicht modellierte, aber finanziell abgebildete Gaskraftwerkskapazitäten ab. Diese können den Ausgleich der Energiebilanz in den von der Norm abweichenden Situationen sicherstellen. Die Dimensionierung erfolgte gemäss politischen Vorgaben:

- Wasserkraftreserve von 0.8 TWh und 1.2 TWh in integrierten bzw. isolierten Szenarien werden im Modell vorgehalten, d.h. die modellierten Speicher dürfen nicht unter diese Speicherinhalte geleert werden. Zusätzlich wird 10% des verfügbaren Speicherinhalts als nicht bewirtschaftbar angenommen.
- Gaskraftwerke im Umfang von 1 GW werden als zusätzliche Systemkosten von rund 1 Mia. CHF pro Jahr betrachtet.

2.7 Quellen und Quellenkritik

Die Grundlagen der Studie stammen für den Schweizer Kontext grundsätzlich von den offiziellen Quellen des Bundes (z.B. BFE, BAFU, ARE und BFS). Diese Grundlagen wurden mit eigenen Annahmen und öffentlich zugänglichen Studien (z.B. Frontier Economics) sowie mit wissenschaftlichen Publikationen ergänzt. Eine zentrale Grundlage waren dabei die Energieperspektiven 2050+ des BFE (Prognos AG, Infracore AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG, 2020).

Für den europäischen Kontext wurden Grundlagen und Annahmen primär aus der Version des *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP) der ENTSO-E und ENTSOG von 2020 entnommen. Die Version des TYNDP von 2022 war zum Zeitpunkt der Arbeit an dieser Studie noch nicht verfügbar bzw. noch in Arbeit. Nur hinsichtlich Energie- und CO₂-Kosten (EU-ETS) wurden die Daten des TYNDP 2022 verwendet, da hier die aktuelleren Zahlen bezüglich der heutigen Situation wesentlich realitätsnäher berücksichtigt sind.

Die Grundlagen des TYNDP in der Version 2020 basieren auf Annahmen, die um das Jahr 2015 getroffen wurden. Es handelt sich um einen Datensatz, der aus heutiger Sicht nicht mehr aktuell ist. Die vorliegende Analyse war jedoch auf die Konsistenz der verwendeten Daten angewiesen, da ansonsten auch die Resultate in sich widersprüchlich ausgefallen wären. Aus diesem Grund wurde für die Modellierung der europäischen Gegebenheiten der Datensatz von 2020 verwendet. Es ist jedoch davon auszugehen, dass dadurch für eine Studie mit Fokus auf das schweizerische Energiesystem keine groben Verfälschungen entstehen. Einflüsse erwarten wir am ehesten bei der Verwertung von Energieüberschüssen im Sommer, da TYNDP 2020 den PV-Zubau in Europa unterschätzen dürfte.

3. Ergebnisse

Die Studie zeigt vier repräsentative Szenarien, welche mit heutiger Technologie umsetzbar sind und die Versorgung und den Klimaschutz sicherstellen (Abbildung 9). Die Szenarien beschreiben mögliche Wege mit unterschiedlichen technologischen, gesellschaftlichen und europapolitischen Ausprägungen. Signifikante Unterschiede, insb. in Bezug auf die Bereitstellung der Elektrizität, können im Vergleich der Szenarien festgestellt werden.



Abbildung 9 Resultatübersicht Elektrizität der vier repräsentativen Szenarien.

3.1 Nachfrageanstieg und Ersatzbedarf bedingen starken Zubau von Produktion

Die Nachfrage nach Strom wird in allen Szenarien markant zunehmen, von heute 65 TWh¹³ auf 80 TWh (+25%) bei offensiven bzw. auf 90 TWh (+40%) bei defensiven Szenarien. Dieser Anstieg ist leicht grösser als in den Szenarien der EP2050+ (Prognos AG, Infras AG, & TEP Energy GmbH, 2021), die im Basisszenario ZERO Basis von rund 76 TWh Stromnachfrage ausgehen. Der Grund für die Abweichung von 5 TWh (+6%) Strombedarf 2050 gegenüber den Annahmen der EP2050+ sind realistischere Berechnungsmethoden für den zukünftigen Strombedarf der Mobilität, Wärme und neuen Verbrauchern wie Rechenzentren sowie die Wirkung der Effizienzmassnahmen. Letztere dämpfen zwar die Zunahme der Nachfrage, vor allem in den offensiven Szenarien, trotzdem resultiert insgesamt ein starker Anstieg des Strombedarfs.

Gleichzeitig werden von der heutigen Produktion Kapazitäten im Umfang von 23 TWh bis 2050 stillgelegt, hauptsächlich weil die Kernkraftwerke nach einer Betriebsdauer von 60 Jahren vom Netz genommen werden. Somit entsteht eine Lücke zwischen Nachfrage und Produktion, die im Szenario «offensiv-integriert» rund 37 TWh beträgt (Abbildung 10). Im Szenario «defensiv-isoliert» vergrössert sich die Lücke auf 47 TWh aufgrund weniger wirksamen Effizienzmassnahmen.

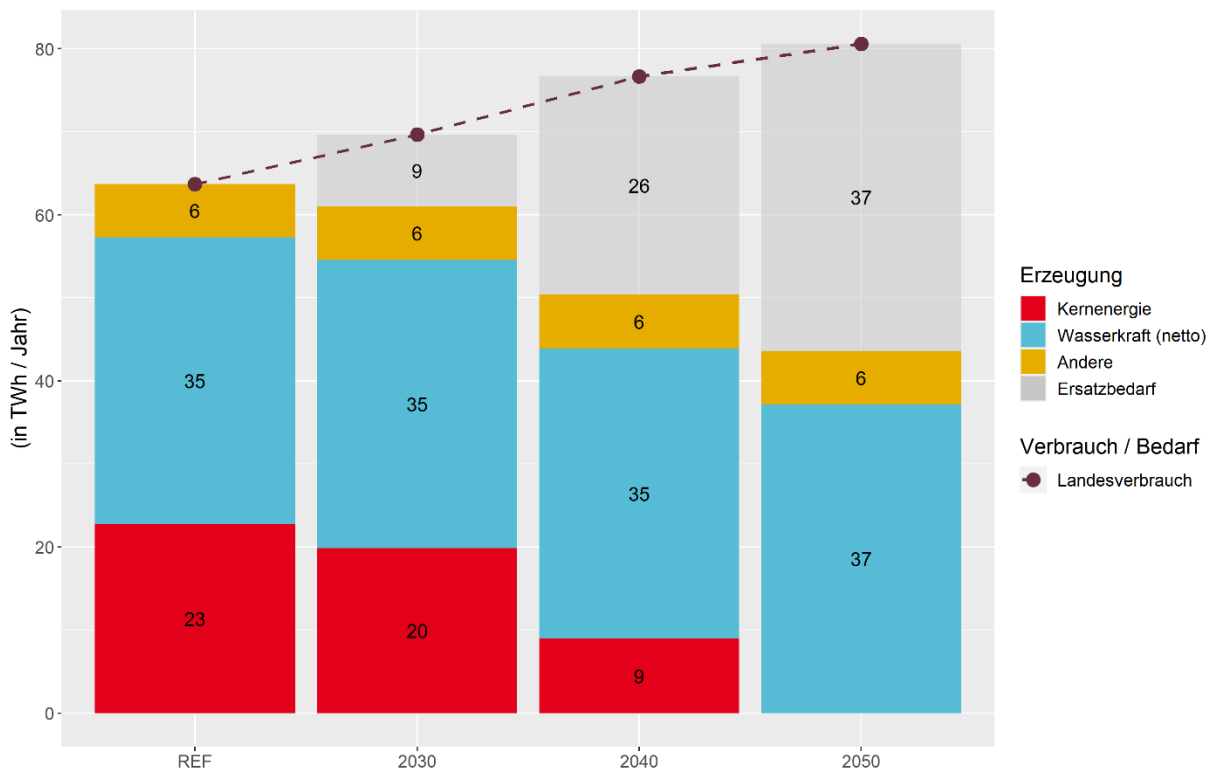


Abbildung 10 Nachfrageanstieg Elektrizität im Szenario «offensiv-integriert» bei gleichzeitigem Rückgang der heutigen Produktion zeigt einen Ausbaubedarf im Umfang von rund 37 TWh bis 2050.

¹³ Der Landesverbrauch der Schweiz betrug 2021 62.4 TWh, das verwendete Referenzjahr (REF) berücksichtigt einen repräsentativen und mit den weiteren Annahmen konsistenten Verbrauch (2016/2018) ohne ausserordentliche Ereignisse wie z.B. die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie.

3.2 Gesamtenergieverbrauch sinkt, Stromanteil steigt

Heute verbraucht die Schweiz jährlich rund 200 TWh Endenergie aller Art, davon sind rund 60% fossil und somit nicht erneuerbar. Die Dekarbonisierung des Energiesystems bedeutet, dass fossile Energieträger bis 2050 praktisch vollständig durch Elektrizität und andere erneuerbare Energieträger ersetzt werden. Tatsächlich steigt im Szenario «offensiv-integriert» der Endenergiebedarf von heute 58 auf 73 TWh bis 2050¹⁴. Weil elektrische Systeme i.d.R. effizienter sind als fossile, sinkt gleichzeitig der jährliche Gesamtenergieverbrauch um 25% von 200 auf rund 150 TWh (Abbildung 11).

Die Haupttreiber des Strombedarfs- aber auch der Effizienzgewinne sind die Mobilität und Wärmeanwendungen. Die Mobilität wird von heute primär fossil auf elektrisch umgestellt und verursacht einen Anstieg des Strombedarfs, reduziert jedoch Benzin und Diesel überproportional. Die Wärmeanwendungen für Heizungen, Kälteanlagen und industrielle Prozesse werden zukünftig zu einem hohen Anteil mittels elektrisch betriebener Wärmepumpen anstelle von Heizöl- oder Gasheizungen bereitgestellt. Auch hier resultiert ein Strombedarfsanstieg, welcher jedoch durch den Rückgang des Heizöl- und Erdgasimports mehrfach kompensiert wird. Der Grund dafür liegt in den massiv höheren Wirkungsgraden der Wärmepumpen, welche Umweltwärme im grossen Ausmass nutzen. Zusätzlich wird der Raumwärmebedarf aufgrund der Effizienzsteigerung durch Gebäudesanierung reduziert.

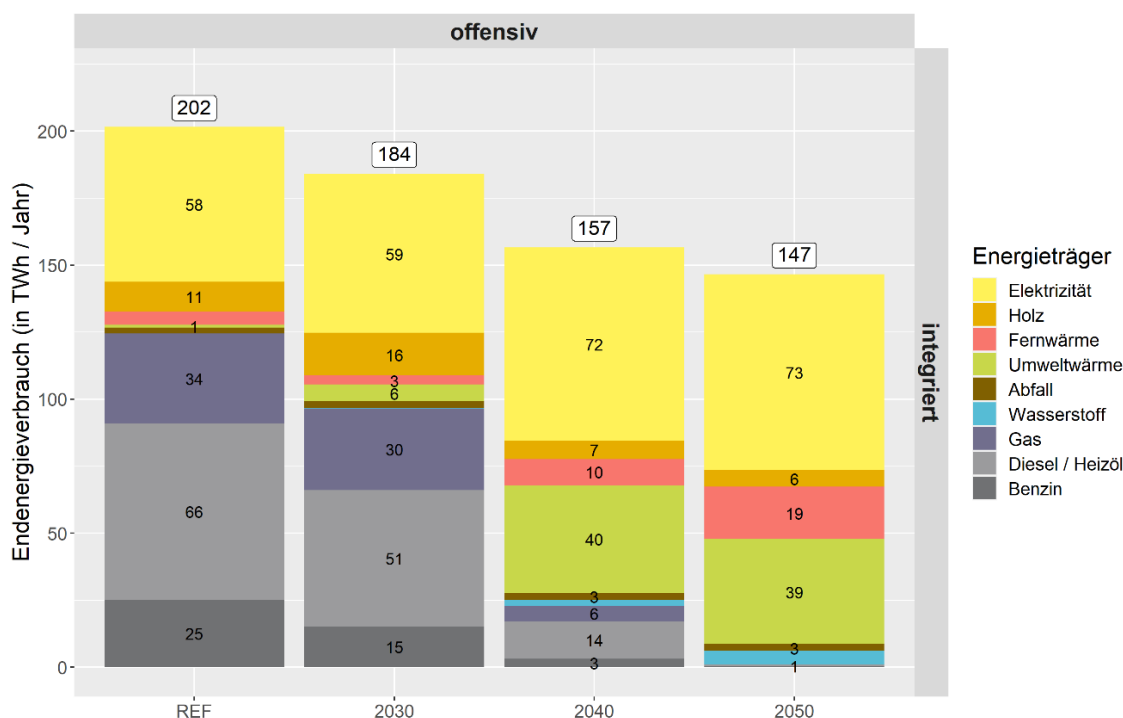


Abbildung 11 Im Beispielszenario «offensiv-integriert» sinkt der gesamte Endenergieverbrauch von über 200 TWh/a um rund 25% auf rund 150 TWh/a. Bei den anderen Szenarien liegt die Spanne zwischen 160 TWh/a («defensiv-integriert») und 140 TWh/a («offensiv-isoliert»).

¹⁴ Die Differenz zwischen dem Endenergiebedarf (geliefert an die Verbrauchsstelle wie Gebäude) und der Produktion bzw. dem Landesverbrauch wird durch die Netzverluste und Speicherbewirtschaftung verursacht.

3.3 Szenario «offensiv-integriert»: Wichtigste Ergebnisse

Die Entwicklung der Stromproduktion der Schweiz stellt sich wie in Abbildung 12 dar. Die Kernkraftwerke laufen, solange sie sicher sind und wirtschaftlich betrieben werden können. Die Modellannahme geht diesbezüglich von einer Laufzeit von 60 Jahren aus. Diese längere Laufzeit hilft beim Umbau des Energiesystems.

Das Modell optimiert für das Szenario «offensiv-integriert» einen starken Zubau der PV-Anlagen (+18 TWh). PV wird zusammen mit der bestehenden Wasserkraft eine wichtige Produktionstechnologie der Zukunft, sowohl auf Dächern als auch in Form von (alpinen) Freiflächenanlagen. Der massive Zubau von PV führt im Sommer zu Abregelungen von jährlich bis zu 3 TWh. Aus Kostengründen werden die abgeregelten Produktionsspitzen nicht genutzt. Die zweite tragende Säule bilden thermische, mit Wasserstoff betriebene Kraftwerke, welche ab 2040 zugebaut werden und zukünftig jährlich rund 13 TWh Strom bereitstellen. Windkraftanlagen werden mit rund 3 TWh Jahresproduktion ebenfalls einen substantziellen Beitrag leisten, insbesondere im Winter.

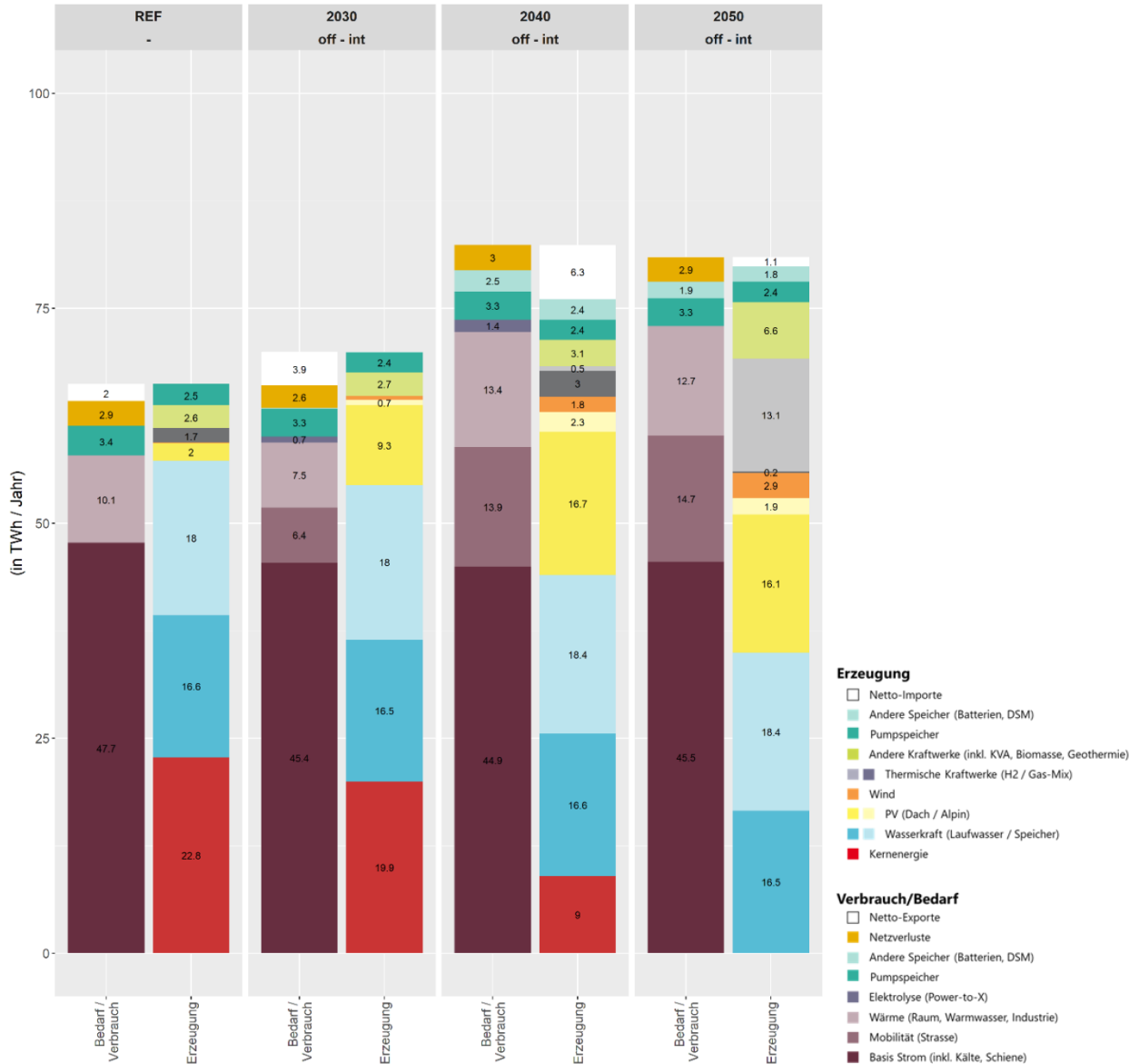


Abbildung 12 Entwicklung der Stromerzeugung und des Strombedarfs in der Schweiz im Szenario «offensiv-integriert».

In Abbildung 13 ist die Stromerzeugung im Szenario «offensiv-integriert» in monatlicher Auflösung dargestellt. Es zeigt sich hier, dass die Schweiz im Jahr 2050 auch in diesem Szenario auf Stromimporte im Winter im Umfang von rund 7 TWh angewiesen sein wird. Der Netto-Stromimport über das ganze Jahr beläuft sich auf 1 TWh, d.h. im Sommer wird Strom exportiert. Allerdings können die Stromimporte durch den Einsatz von Wasserkraft, hochflexiblen, mit H₂ betriebenen Kraftwerken sowie alpinen Freiflächenanlagen und Windproduktion gegenüber den anderen Szenarien deutlich reduziert werden. Kritisch ist die Übergangsphase um 2040, in der die bestehenden Kernkraftwerke vom Netz gehen, der vermehrte Einsatz der H₂-Kraftwerke jedoch erst nach 2040 möglich sein wird. Dadurch dürfte zwischenzeitlich ein erhöhter Nettostromimport von jährlich 6 TWh resultieren.

Strukturell bleibt die Wasserkraft in diesem Szenario die wichtigste Produktionsart. Sie wird gemäss den Ergebnissen des runden Tisches zusätzlich um 2 TWh frei einsetzbarer Speicherkraft für den Winter ergänzt. Im Sommer führt die hohe PV-Produktion zu einem erhöhten kurzfristigen Einsatz der Pumpspeicher und weiterer Speichertechnologien, wie in der stündlichen Darstellung zu sehen ist (Abbildung 14). Dieser Einsatz dient dem Tag-Nacht-Ausgleich und reduziert die Abregelung von PV-Anlagen. Im Winter wird der Vorteil der Wasserkraft deutlich sichtbar, indem zu den kritischen Stunden hochflexibel und bedarfsgerecht Energie produziert werden kann.

Elektrizität und Wasserstoff ersetzen über die Zeit die fossilen Energieträger vollständig. Mit dem europaweiten H₂-Netz (*Backbone*) kann grüner Wasserstoff nach 2040 günstig in grösseren Mengen importiert werden. Die inländische Elektrolyse spielt aus Kostengründen eine untergeordnete Rolle und wird hauptsächlich in der Umbauphase um 2040 oder nach 2050 im defensiv-isolierten Szenario eingesetzt (rund 1-1.5 TWh). Aufgrund der hohen Kosten wurde in keinem Szenario inländisch produzierter oder importierter Wasserstoff in der Schweiz gespeichert. Insofern wird beim Wasserstoff eine neue Importabhängigkeit entstehen. Diese Abhängigkeit wird im Vergleich zum heutigen Gas- und Stromimport jedoch deutlich reduziert, d.h. von heute rund 40 TWh Erdgas- auf 27 TWh H₂-Import. Wasserstoff wird in Zukunft global gehandelt und die Diversifizierung über verschiedene Lieferketten und Einspeisepunkte dürften eine sichere Versorgung ermöglichen.

Verzögert sich der Ausbau des H₂-*Backbone*, könnte der Wasserstoff durch andere Energiequellen/Technologien (Biomasse, Ausbau Elektrolyse) ersetzt werden. Der Ersatz würde jedoch die Systemkosten erhöhen (siehe isolierte Szenarien bzw. Sensitivitätsanalysen).

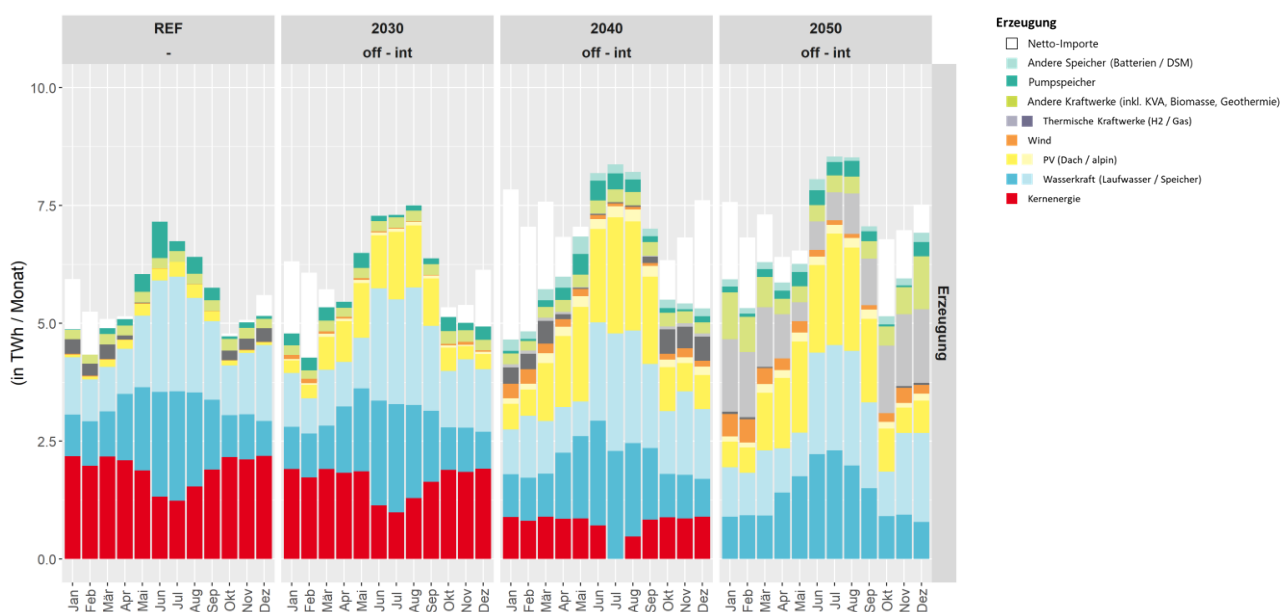


Abbildung 13 Stromproduktion im Szenario «offensiv-integriert» in monatlicher Auflösung.

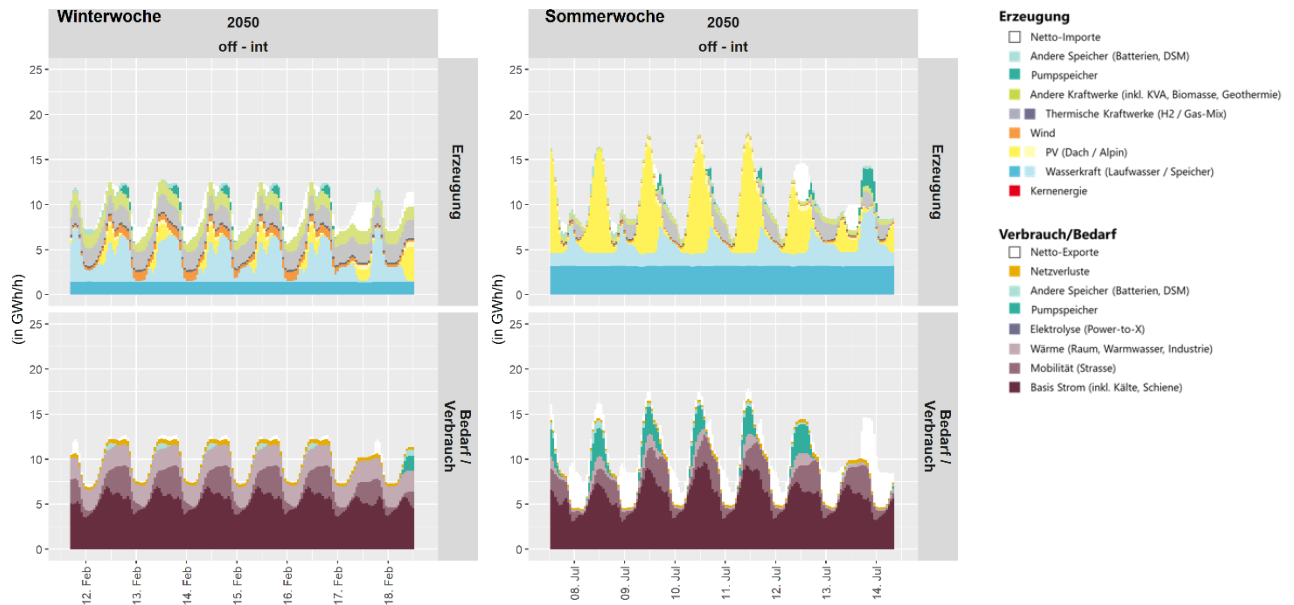


Abbildung 14 Stündliche Darstellung Stromerzeugung und Strombedarf einer typischen Winterwoche (links) und einer typischen Sommerwoche (rechts) im Szenario «offensiv-integriert» im Jahr 2050.

Einen wichtigen Beitrag zur Winterstromproduktion werden sowohl die Windenergie als auch alpine Freiflächenanlagen der Photovoltaik leisten (Abbildung 15). Diese Technologien sind in den beiden offensiven Szenarien zugelassen. Grundsätzlich sind beide Technologien in ihren Produktionsprofilen vergleichbar und differenzieren sich nur wenig über ihre Gesteungskosten. Diese sinken für alpine Freiflächenanlagen von 160 CHF/MWh im Jahr 2030 auf 128 CHF/MWh im Jahr 2050 und bei Windkraftanlagen von 156 CHF/MWh auf 110 CHF/MWh. Trotz der Äquivalenz lohnt sich ein gleichzeitiger Zubau beider Technologien in der Schweiz, weil sie bezüglich ihrer Wetterabhängigkeit komplementär sind und damit die Produktionsrisiken diversifiziert werden können. Im beschriebenen Szenario liefert die alpine Photovoltaik im Jahr 2040 rund 2.3 TWh Strom pro Jahr, Wind liefert im Jahr 2050 rund 3 TWh/a. Diese Energiemengen kommen aus installierten Leistungen von 1.8 GWp PV¹⁵ bzw. 1.6 GWp Wind.

¹⁵ Maximal möglich aufgrund der Modellparameter sind 5 GWp. Das Resultat entspricht einer kostenoptimalen Kombination aus Wind und alpiner PV.

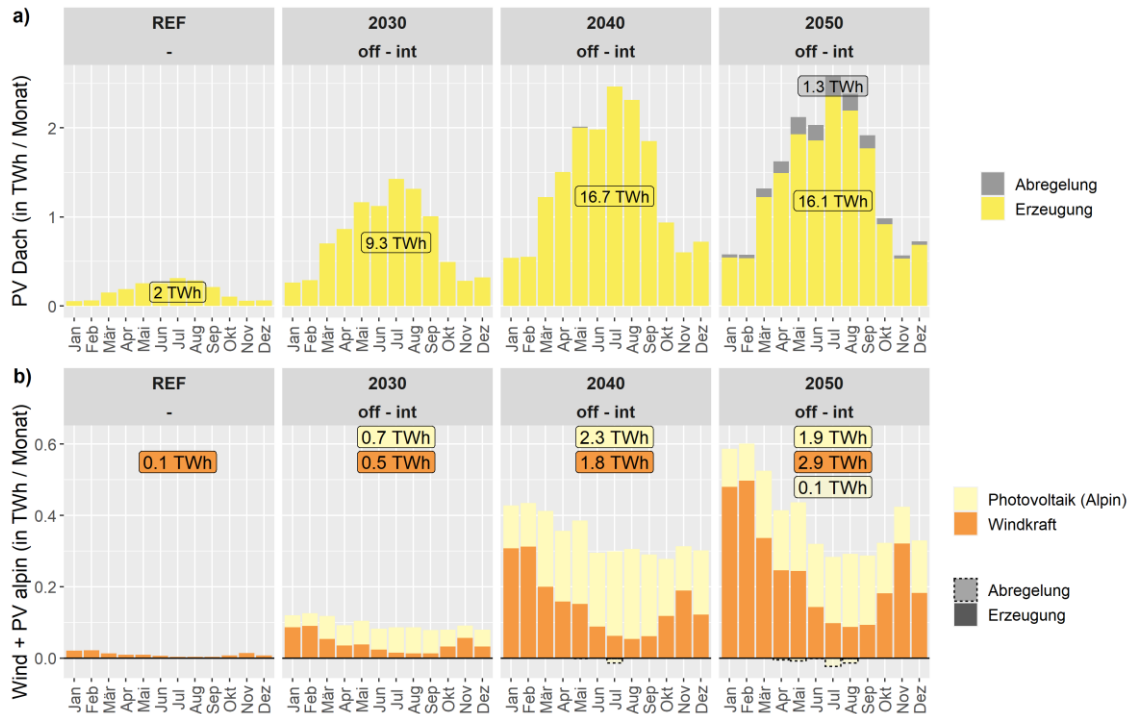


Abbildung 15 Beitrag der a) Dach-Photovoltaik sowie b) der alpinen Photovoltaik und der Windkraftanlagen im Szenario «offensiv-integriert».

3.4 Szenario «defensiv-isoliert»: Wichtigste Ergebnisse

Im Gegensatz zum Szenario «offensiv-integriert» bestehen in vielerlei Hinsicht im Szenario «defensiv-isoliert» weniger Möglichkeiten, die Energieversorgung der Schweiz sicherzustellen. So lässt dieses Szenario keinen Ausbau der Windenergie, keine alpinen Freiflächenanlagen und keinen Ausbau der Wasserkraft zu. Der Ausbau der Photovoltaik ist auf 75% (max. 38 GWp) beschränkt, der Import von Wasserstoff auf 50%, jeweils im Vergleich zu den Möglichkeiten im Szenario «offensiv-integriert»¹⁶. Ebenso sind die Austauschkapazitäten von Elektrizität mit dem europäischen Ausland stark reduziert.

Die Schweiz muss folglich mit weniger verfügbarer Technologie und tieferen Import- bzw. Exportkapazitäten einen kosteneffizienten Umbau des Energiesystems erzielen. Entsprechend kann in diesem Szenario eine andere Dynamik im Einsatz der Technologien und deren Zusammensetzung beobachtet werden (Abbildung 16). Die Kernkraftwerke der Schweiz werden wie in allen Szenarien gestaffelt vom Netz genommen. Der Ersatz erfolgt dabei primär über Photovoltaik. Für die benötigte Flexibilität werden in diesem Szenario GuD zugebaut, die jedoch aufgrund des limitierten Wasserstoffangebots zusätzlich mit synthetischem und biogenem Importgas betrieben werden müssen.

Im Winter wird die limitierte Importkapazität für Strom in diesem Szenario voll ausgeschöpft, um den Bedarf decken zu können. Dies bedingt Importe aus allen Nachbarländern. Auch die Exporte zur Verwertung der Photovoltaik im Sommer werden ausgeschöpft. Der Rest fließt in den Tag-Nacht-Ausgleich über Pumpspeicher und andere Speichertechnologien, wie Batterien und DSM (Abbildung 17). Aufgrund der

¹⁶ Unter Möglichkeiten ist der maximale Ausbau einer Technologie zu verstehen, welcher je nach Szenario variiert. Ob der volle Ausbau oder nur ein Teilausbau einer Technologie in einem Szenario erfolgt, ist das Resultat der Optimierung, welche minimale Systemkosten sucht.

reduzierten Exportkapazitäten müssen in isolierten Szenarien im Sommer mehr PV-Produktionsspitzen abgeregelt werden (3 TWh/a).

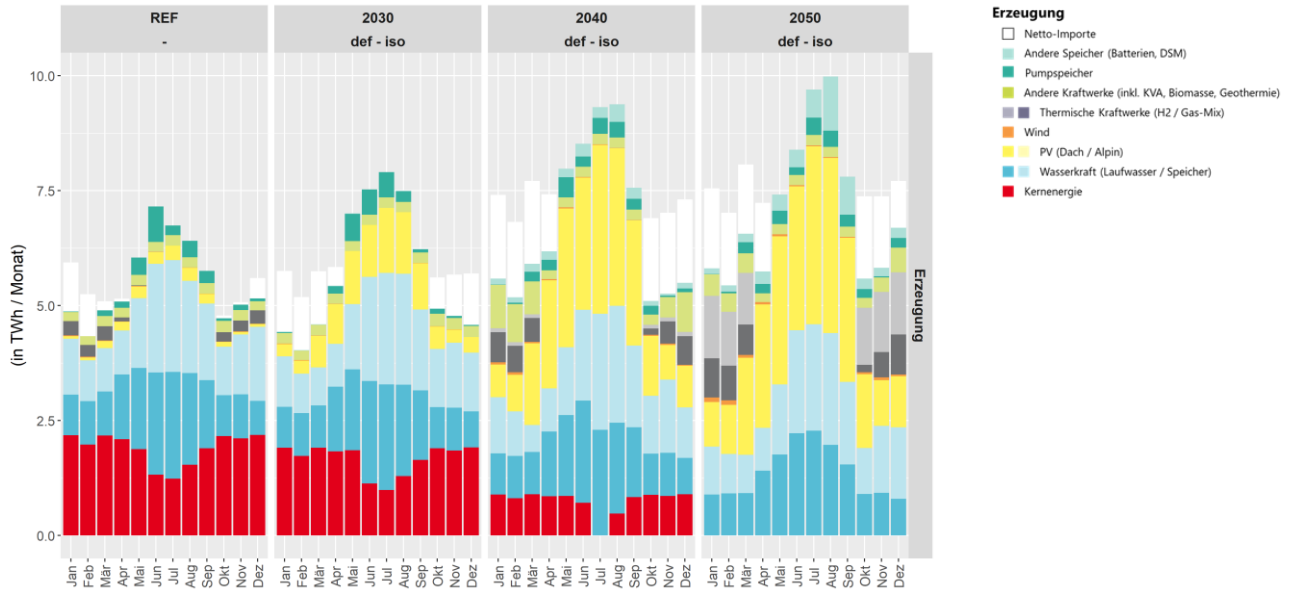


Abbildung 16 Stromproduktion im Szenario «defensiv-isoliert» in monatlicher Auflösung.

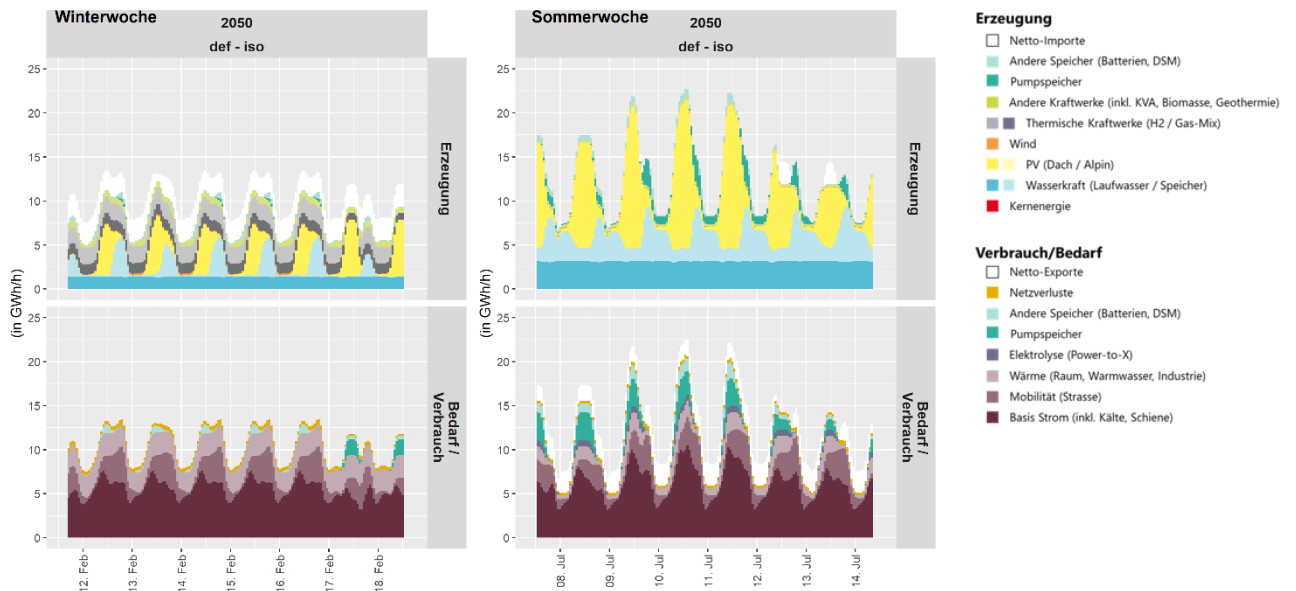


Abbildung 17 Stündliche Darstellung Stromproduktion und Strombedarf einer typischen Winterwoche (links) und einer typischen Sommerwoche (rechts) im Szenario «defensiv-isoliert» im Jahr 2050.

3.5 Quervergleich der vier Szenarien

Die Ergebnisse der vier Szenarien zeigen klar, dass mit offensivem Zubau und Integration in den europäischen Energiemarkt die Versorgungssicherheit und die Energie- und Klimaziele der Schweiz am besten erreicht werden können. Zudem ist beim Strom die Abhängigkeit vom Ausland am geringsten, weil zusätzliche Wasserkraft, alpine Photovoltaik, Windenergie und genügend verfügbarer Wasserstoff für den Winterstrom sorgen.

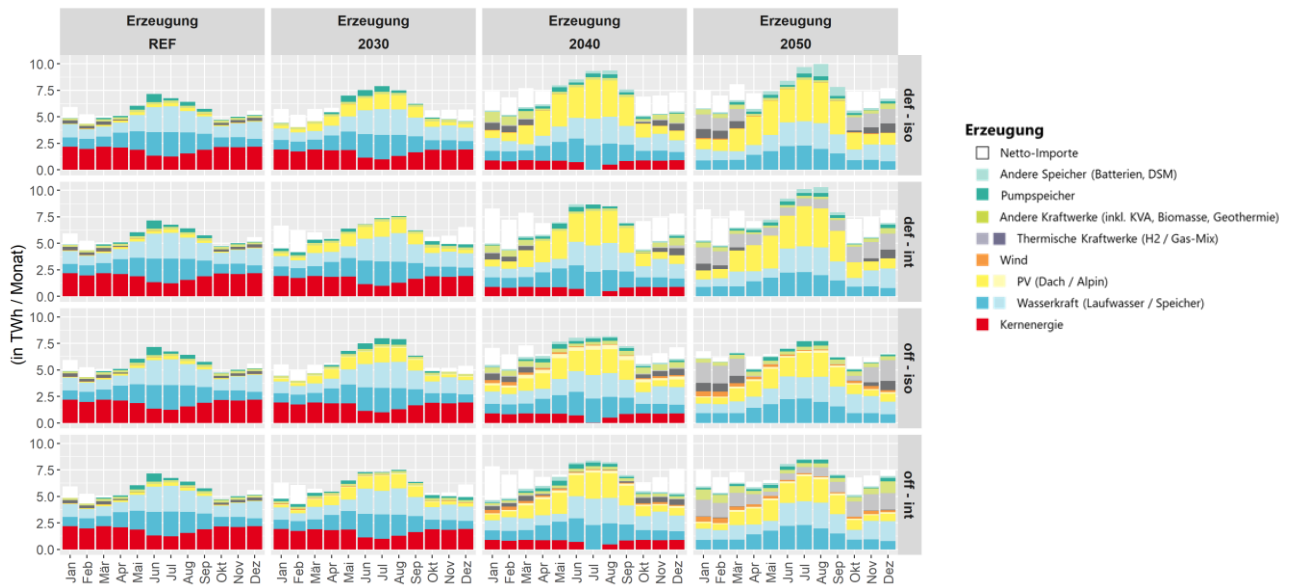


Abbildung 18 Monatliche Darstellung aller Szenarien, Stromerzeugung

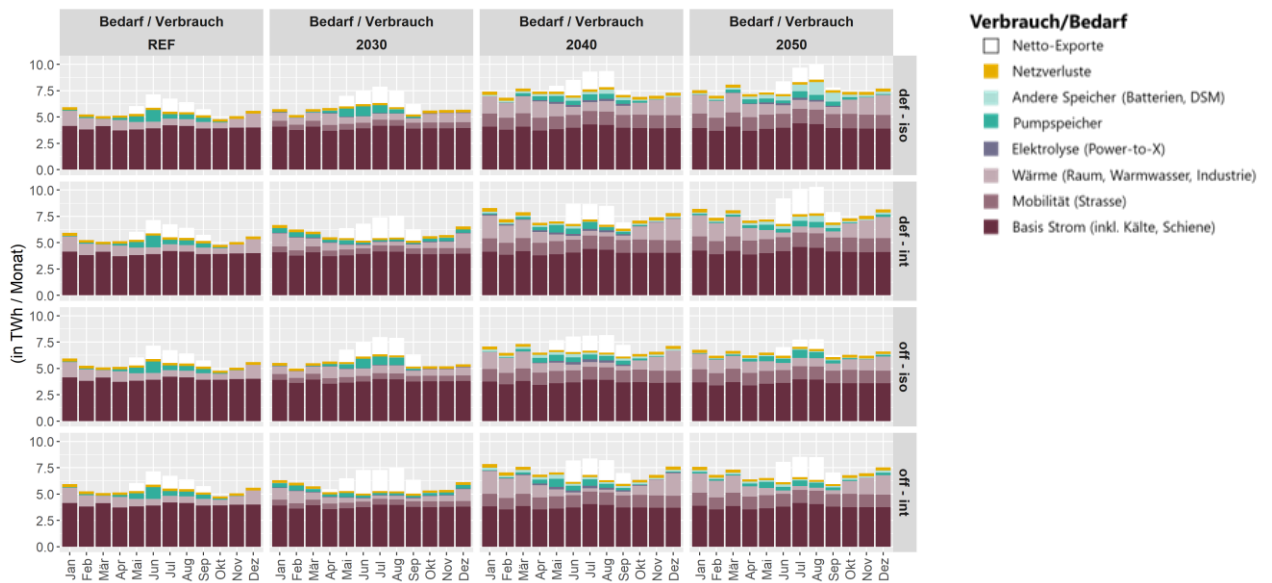


Abbildung 19 Monatliche Darstellung aller Szenarien, Stromverbrauch (REF) und Strombedarf (2030, 2040 und 2050).

Die Darstellung der Ergebnisse aller Szenarien über alle Jahre sind in Abbildung 18 (Erzeugung) und Abbildung 19 (Stromverbrauch/-bedarf) gezeigt.

Die Photovoltaik spielt in allen vier Szenarien eine wichtige bis sehr wichtige Rolle ein. Insbesondere in den defensiven Szenarien stellt sie die einzige Möglichkeit unter den möglichen Technologien dar, um im grossen Massstab inländischen Strom zu produzieren. Entsprechend ist die jährliche PV-Produktion bei den defensiven Szenarien im Jahr 2050 höher, d.h. rund 28 TWh gegenüber 16 TWh. In den offensiven Szenarien wird die Photovoltaik ab 2040 zunehmend durch Wasserstoff-GuD ergänzt und der Zubau von PV stagniert ab 2040. Beim Szenario «offensiv-integriert» resultiert aufgrund der Abregelung sogar ein leichter Rückgang der aus Photovoltaik erzeugten Elektrizität von 16.7 TWh im Jahr 2040 auf 16.1 TWh im Jahr 2050. Weil PV hauptsächlich dezentral zugebaut wird, nimmt der Aus- und Umbau der Verteilnetze eine kritische Rolle ein. Alpine PV und/oder Windkraft sind für die Winterstromproduktion in den offensiven Szenarien unerlässlich.

Alpine Photovoltaik (2 TWh/a) und Windkraft (3 TWh/a) leisten einen äquivalenten Beitrag im Energiesystem und werden in allen offensiven Szenarien eingesetzt. In den defensiven Szenarien kann alpine Photovoltaik nicht und Windkraft nur minimal zugebaut werden (siehe Abschnitt 2.5.2 und Anhang 5.3.1.3).

Aufgrund des starken Ausbaus der wetterabhängigen PV- und Windkraftproduktion können Speicher für den kurzfristigen Ausgleich (Stunden und Tage) sinnvoll eingesetzt werden. Batterien im privaten Bereich werden nicht nur aus rein ökonomischen Gründen zugebaut, sondern auch, um einen möglichst hohen Anteil selbst produzierter Elektrizität selbst nutzen zu können. In den defensiven Szenarien werden Batteriekapazitäten im Umfang von rund 4 TWh, in den offensiven Szenarien im Umfang von rund 10 TWh zugebaut. Das *Demand-Side-Management* (DSM) wirkt als virtueller Speicher, indem Lasten im Tagesverlauf verschoben werden. In allen Szenarien wird aus ökonomischen Gründen eine DSM-Kapazität zwischen 7-10 TWh genutzt.

Die Schweiz bleibt in allen Szenarien im Winter Importland und im Sommer Exportland. Diese Situation akzentuiert sich mit dem Umbau des Energiesystems. Im Winter wird neben dem Strom auch Wasserstoff importiert, um die Wasserkraft und PV mit thermischen Kraftwerken (H₂/Gas) zu ergänzen. Im Sommer wird Strom aus Wasserkraft und PV exportiert. Der Netto-Stromimport variiert je nach Szenario und Jahr zwischen 1 und 11 TWh. Eine tiefe Importabhängigkeit beim Strom, d.h. der tiefste jährliche Netto-Import (rund 1 TWh), kann im Szenario «offensiv-integriert» am kostengünstigsten gewährleistet werden. Andere Szenarien, speziell defensive Szenarien, benötigen höhere Nettoimporte, vor allem im Winter, weil die inländische Produktion die Nachfrage weniger gut decken kann.

Beim Umbau des Energiesystems können temporäre Importspitzen entstehen, wenn Ausbauprojekte später erfolgen. Der vermehrte Einsatz von Wasserstoff für die Stromerzeugung kann erst nach 2040 stattfinden. Erfolgt der Ausbau der Wasserstoffzulieferung erst gegen Ende 2050, wie in den Szenarien dargestellt, können Stromimporte um 2040 von bis zu 11 TWh/a resultieren.

Die Schweiz importiert im offensiv-integrierten Szenario wie bis anhin im Winter viel Strom aus Frankreich. Der Stromaustausch mit Deutschland und Frankreich bleibt in allen Szenarien sehr wichtig. Bei den integrierten Szenarien ist der Stromaustausch dynamischer und Stromspitzen können direkt ausgeglichen werden. Bei den isolierten Szenarien werden die Austauschkapazitäten ausgeschöpft, jedoch müssen die Stromspitzen vermehrt durch inländische, flexible Technologien (Pumpspeicher, GuD, Batterien, thermische Speicher) ausgeglichen werden. In den integrierten Szenarien werden die Austauschkapazitäten (NTC)

zwischen der EU und Schweiz nicht ausgeschöpft und schaffen zusätzliche Möglichkeiten, um die Versorgungssicherheit im Bedarfsfall zu erhöhen (Abbildung 20).

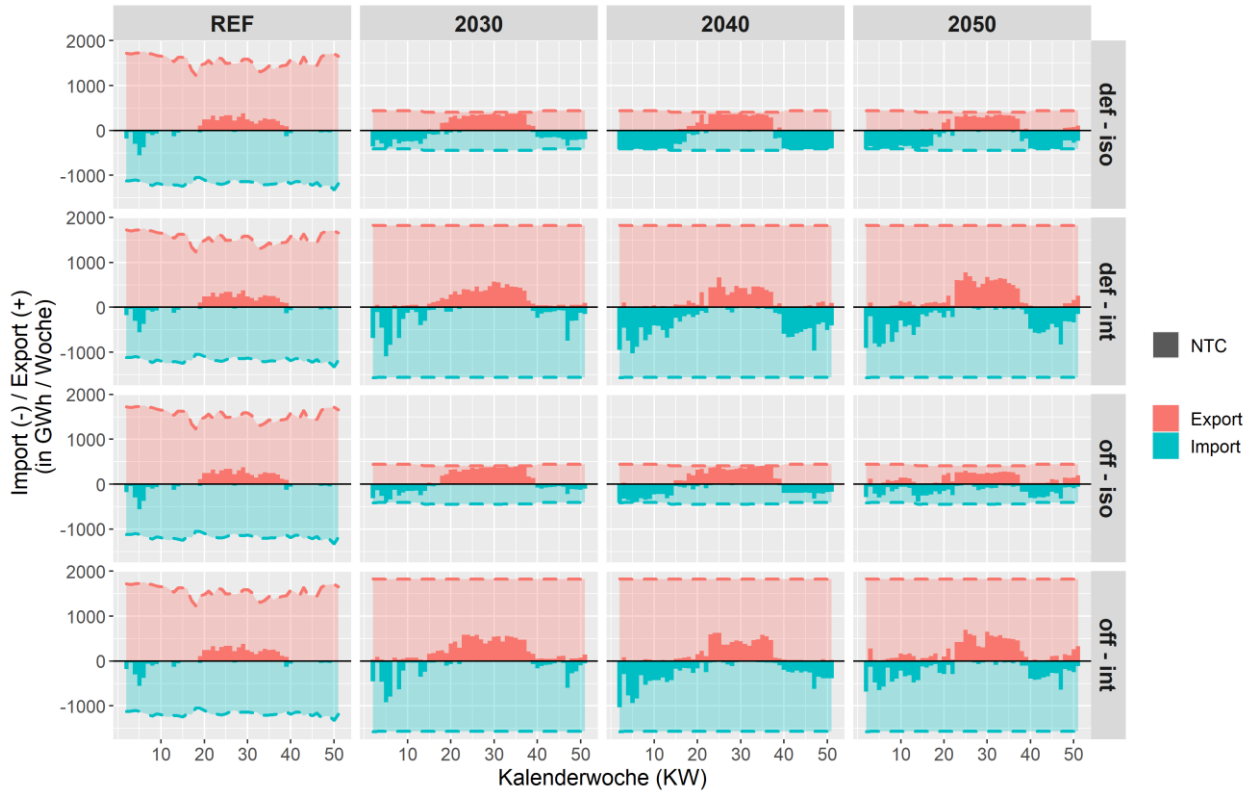


Abbildung 20 Importmuster pro Szenario, jeweils REF bis 2050. Die Begrenzungen (Linien) zeigen die maximal möglichen Importkapazitäten (*Net Transfer Capacity, NTC*).

3.6 Wärmeerzeugung

Neben der Erzeugung von Strom spielt die Wärme eine wichtige Rolle im Energiesystem Schweiz. Rund 35% des heutigen CO₂-Ausstosses werden durch die Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme verursacht. Wie in Kapitel 2.5.3 beschrieben, wird die Wärme heute mehrheitlich aus fossilen Brennstoffen erzeugt. Das Netto-Null-Ziel bedingt, dass diese fossilen durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden.

Abbildung 21 zeigt, wie der Ausstieg aus den fossilen Energieträgern in den verschiedenen Szenarien erreicht wird. In allen vier Szenarien erfolgt der Ersatz ähnlich. Öl-, Gas- und elektrische Heizungen werden vornehmlich durch Wärmepumpen und in geringerem Ausmass durch Fernwärme ersetzt. Holzheizungen bleiben in ähnlichem Ausmass wie bisher erhalten. Bei Hochtemperatur-Prozesswärme werden 2050 zusätzlich elektrische Heizungen im Sommer eingesetzt, welche günstigen Solarstrom nutzen.

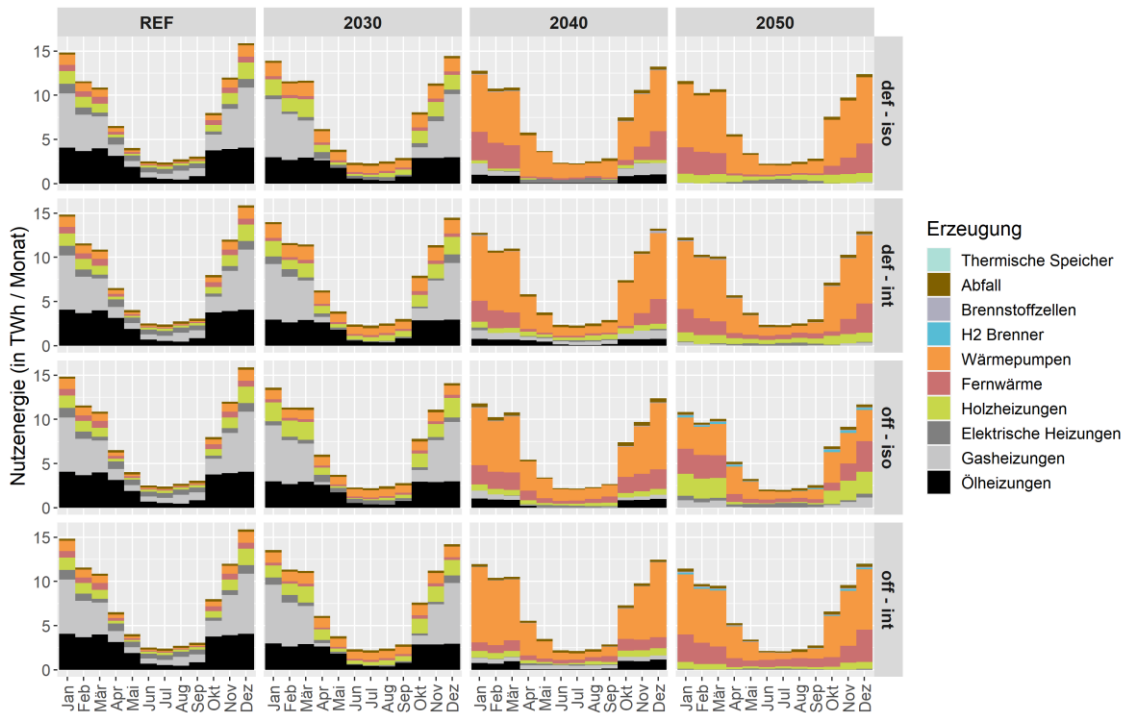


Abbildung 21 Wärmeerzeugung in allen Jahren und Szenarien

3.7 Wasserstoff-, Methan- und Holzbilanzen

Wasserstoff spielt in den integrierten Szenarien eine sehr wichtige Rolle nach 2040, wenn das erwähnte, europaweite Wasserstoff-*Backbone* aktiv sein wird. Vorher ist Wasserstoff ein teurer, nur marginal verwendeter Energieträger. In den integrierten Szenarien wird importierter Wasserstoff im Umfang von 27 TWh verwendet, grösstenteils (24 TWh) handelt es sich um grünen, d.h. aus erneuerbarer Energie erzeugten Wasserstoff. Der Rest wird als blauer, d.h. aus fossilem Erdgas unter Abscheidung und Lagerung von CO₂ erzeugter Wasserstoff importiert (Abbildung 22).



Abbildung 22 Wasserstoffbilanzen der vier Szenarien für die vier gewählten Stützjahre.

Die Elektrolyse wird um 2040 eingesetzt, um den Wasserstoffbedarf während der Integration der Schweiz in die europäische Wasserstoffinfrastruktur (H₂-*Backbone* der EU) zu decken. Sobald der Import von günstigem Wasserstoff möglich wird, wird die inländische Elektrolyse nur noch im defensiv-isolierten Szenario 2050 eingesetzt. Dieser Einsatz ist getrieben durch den im Sommer übermässig vorhandenen und mangels Exportkapazitäten nicht exportierbaren Strom aus Photovoltaik. Die Elektrolyse ist grundsätzlich unwirtschaftlich, weil überschüssiger erneuerbarer Strom nur während kurzer Zeit im Sommerhalbjahr verfügbar ist, und deshalb unverhältnismässig grosse Elektrolysekapazitäten für eher geringe Wasserstoffmengen (d.h. tiefe Vollaststunden und folglich teure Produktionskosten) gebaut werden müssten.

Verwendet wird der Wasserstoff in den integrierten Szenarien zum grössten Teil in der Stromerzeugung mit Wasserstoff-GuD-Kraftwerken (rund 12 TWh Winterstrom), während ein kleinerer Teil in die Mobilität fliesst (rund 4 TWh).

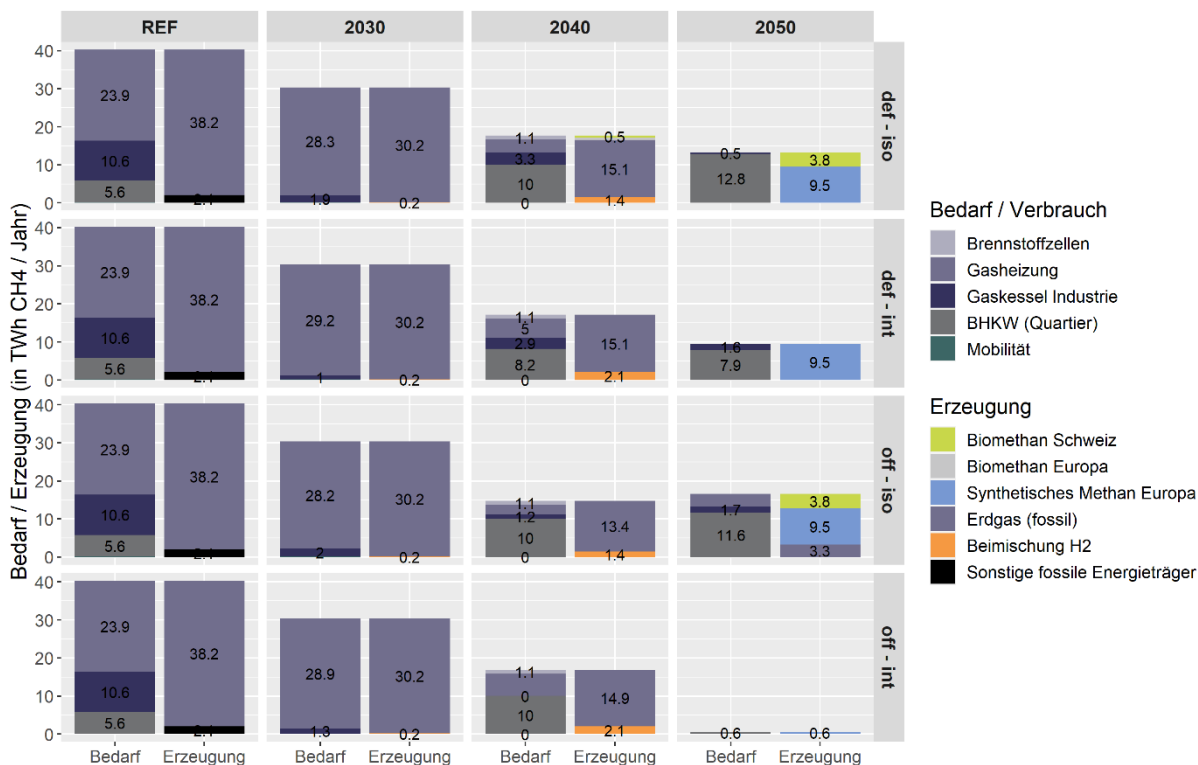


Abbildung 23 Methanbilanzen der vier Szenarien für die vier gewählten Stützjahre.

Methan, das heute fast ausschliesslich in Form von fossilem Erdgas importiert wird, erfährt in allen Szenarien eine abnehmende Bedeutung (Abbildung 23). Die Bilanz reduziert sich von heute rund 40 TWh auf etwa 12 TWh synthetisches und biogenes Methan im Jahr 2050. Im Szenario «offensiv-integriert» wird das Methan hingegen fast vollständig durch importierten Wasserstoff ersetzt. Aufgrund der Energie- und Klimaziele der Schweiz müssen die heutigen fossilen Energieträger durch biogenes oder synthetisches Methan ersetzt werden. Biomethan spielt aufgrund der geringen Verfügbarkeit nur eine untergeordnete Rolle. Verwendet wird fossiles Erdgas bis 2040 in Gasheizungen, danach als erneuerbares Gas primär zur Stromproduktion in GuD, BHKW-Anlagen oder für Wärmeanwendungen in industriellen Prozessen. Das Potenzial an biogenem und synthetischem Methan wird in den isolierten Szenarien voll ausgeschöpft.

Bei allen Szenarien wird das Holzpotenzial maximal ausgenutzt. Gemäss den EP2050+ (Exkurs Biomasse) können rund 15 TWh Energieholz in der Schweiz für die nachhaltig energetische Nutzung bereitgestellt werden (E-Cube, 2018) (Thees, Burg, Erni, Bowman, & Lemm, 2017) (Kemmler, Kirchner, & et. al., 2020). Diese Menge entspricht einer Zunahme um 50% gegenüber dem heutigen Verbrauch von rund 10 TWh/a. Der Holzimport aus der EU wird auf heutigem Niveau von 2 TWh/a für die kommenden Jahrzehnten erlaubt und in allen Szenarien ausgenutzt.

3.8 Importabhängigkeit

Die Schweiz hat heute eine geringe, aufgrund des Zeitpunkts im Winter aber durchaus kritische Importabhängigkeit bei der Elektrizität. Bei den fossilen Brenn- und Treibstoffen beträgt die Importabhängigkeit hingegen 100%. Zusammengefasst besteht in der heutigen Energieversorgung eine Importabhängigkeit von knapp 80% bei einer Primärenergiebilanz von rund 260 TWh/a¹⁷. Diese sinkt aufgrund des viel höheren Wirkungsgrades der elektrischen Anwendungen, der Effizienzgewinne bei der Nachfrage und dem Ausbau der inländischen Energiebereitstellung bis 2050 auf 115 bis 132 TWh/a. Der Importanteil beträgt je nach Szenario 38-56 TWh/a. Dies entspricht einer Abnahme der importierten Energiemengen um einen Faktor 3.5 bis 5.5. Am geringsten ist die Importabhängigkeit in den isolierten Szenarien (Abbildung 24).

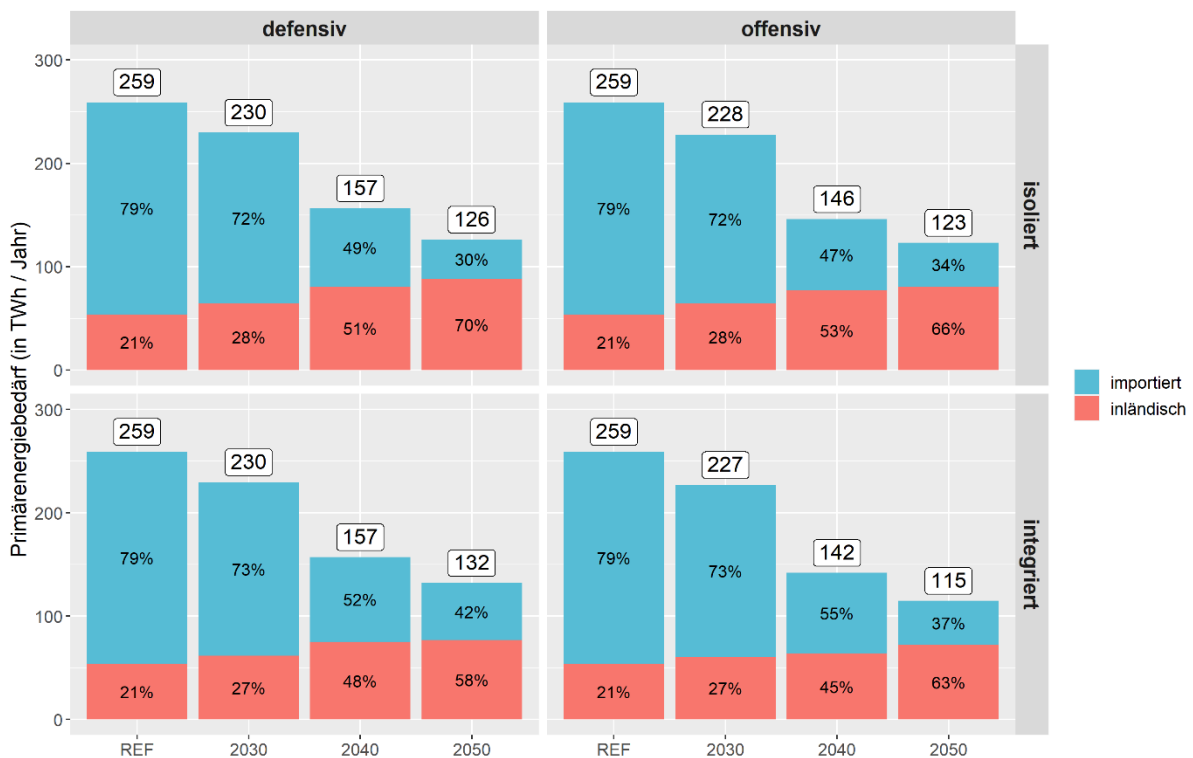


Abbildung 24 Reduktion der Importabhängigkeit (importierter Primärenergiebedarf) der schweizerischen Energieversorgung durch die zunehmende Elektrifizierung und Steigerung der Energieeffizienz.

¹⁷ Die Differenz, z.B. im REF-Szenario, zwischen Primärenergie (259 TWh) und der Endenergie (202 TWh) bilden die Umwandlungs-, Transport- und Übertragungsverluste.

3.9 Erreichen der Klimaziele bis 2050 («Netto-Null»)

Die Schweiz emittiert heute im Energiebereich rund 35 Megatonnen (Mt) äquivalente CO₂-Emissionen pro Jahr (Bundesamt für Umwelt BAFU, 2022). Diese direkten CO₂-Emissionen müssen entweder eliminiert oder aus der Atmosphäre abgeschieden werden.

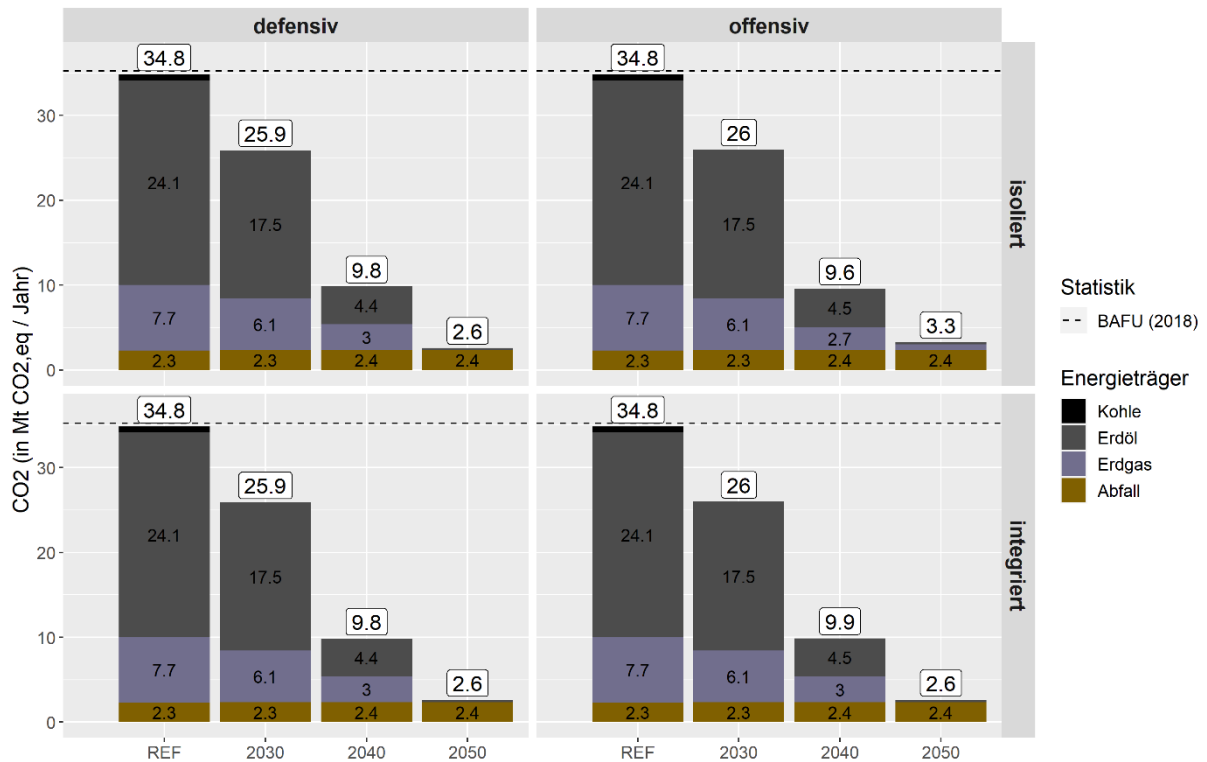


Abbildung 25 Entwicklung der CO₂-Emissionen des Energiesystems der Schweiz. Die Gesamtemissionen (inkl. nicht-energetischer Treibhausgasemissionen) betragen in der Schweiz 2018 rund 46 Mt CO₂-eq.

Der Ersatz fossiler Brenn-/Treibstoffe erfolgt bis 2050 nahezu vollständig, um die Schweizer Energie- und Klimaziele zu erreichen (Modellannahme für alle Szenarien). Ein Energiesystem ohne fossile Energieträger ist in allen Szenarien technisch möglich. Das zeigen die Ergebnisse der Modellrechnungen. Der Energiesektor lässt sich jedoch ohne Negativ-Emissions-Technologien (NET), insbesondere CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS¹⁸), nicht vollständig dekarbonisieren. Die Restemissionen durch die Erzeugung von Strom und Wärme aus Abfällen¹⁹ im Umfang von jährlich rund 2.6 Mt CO₂ werden weiterhin emittiert (Abbildung 25) Diese Restmenge ist in allen Szenarien praktisch identisch. Ebenso fallen in der Schweiz ausserhalb der Energieversorgung weitere Emissionen im Umfang von jährlich 8.5 Mt CO₂ an (Bundesamt für Umwelt BAFU, 2022), insb. in der Landwirtschaft (z.B. Nutztierhaltung) und bei industriellen Prozessen (z.B. Zementherstellung). Um die Energie- und Klimaziele der Schweiz zu erreichen, müssen diese Restemissionen mittels Negativ-Emissions-Technologien dekarbonisiert werden.

¹⁸ Carbon Capture and Storage

¹⁹ Weitere Quellen sind verbleibende Diesel-/Benzin-Fahrzeuge (primär Oldtimer) und minimale Erdgasverwendung in der Industrie.

Für die Eliminierung der restlichen CO₂-Emissionen stehen im Modell zwei Möglichkeiten offen. Einerseits die direkte Abscheidung an der Quelle in der Schweiz mit anschliessender Einlagerung des CO₂ im Inland. Oder andererseits als indirekte Methode, um diffuse Emissionen zu kompensieren, sprich die Abscheidung von CO₂ aus der Luft (sog. *Direct air capture* DAC) und entsprechende Einlagerung im Ausland.

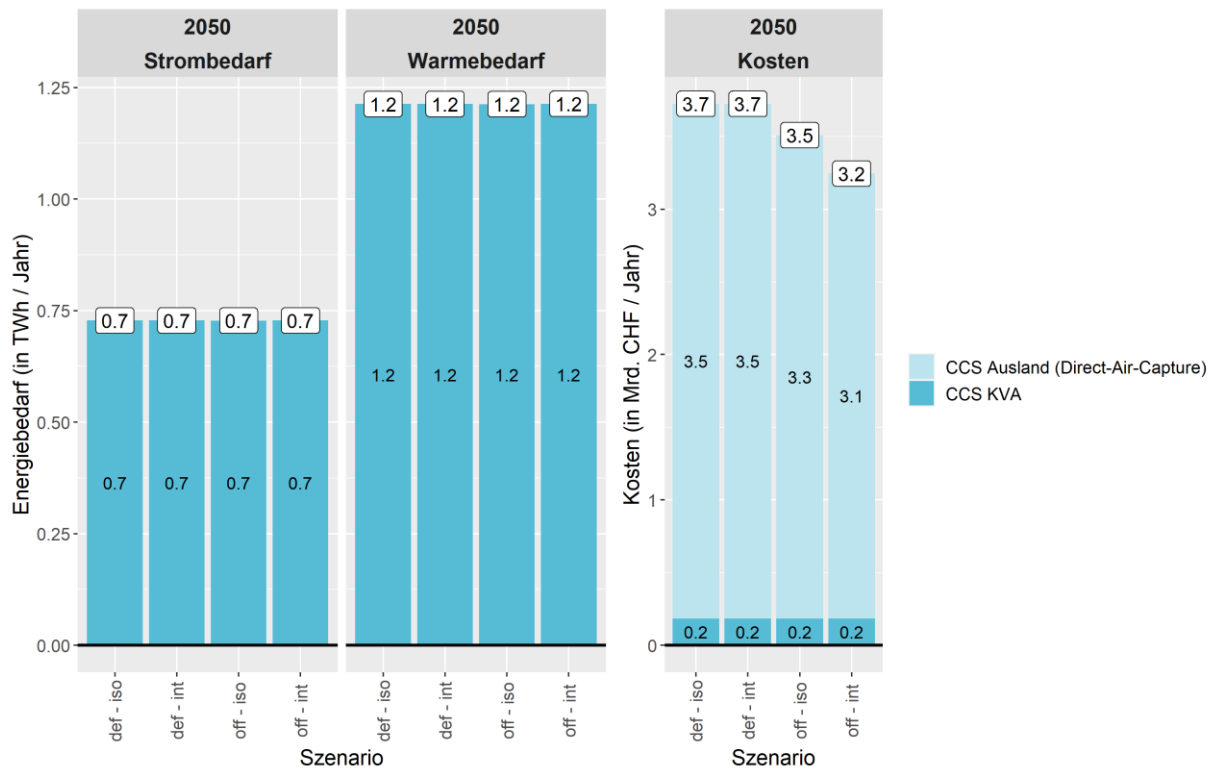


Abbildung 26 Strom- und Wärmebedarf und Kosten zur CO₂-Elimination im Jahr 2050.

Die CO₂-Abscheidung in der Schweiz an der Emissionsquelle in den KVAs und in der Industrie benötigt jährlich zusätzliche Energie, die in den Strom- bzw. Wärmebilanzen der Szenarien noch nicht enthalten ist (Abbildung 26). Zusätzlich kostet das DAC im Ausland jährlich rund 3.1 Mia. CHF pro Jahr. Aufgrund der tieferen Akzeptanz neuer Technologien fallen bei den defensiven Szenarien mehr nicht-energetische Emissionen an. Aus diesem Grund resultieren rund 0.5 Mia. CHF Mehrkosten (Abbildung 27).

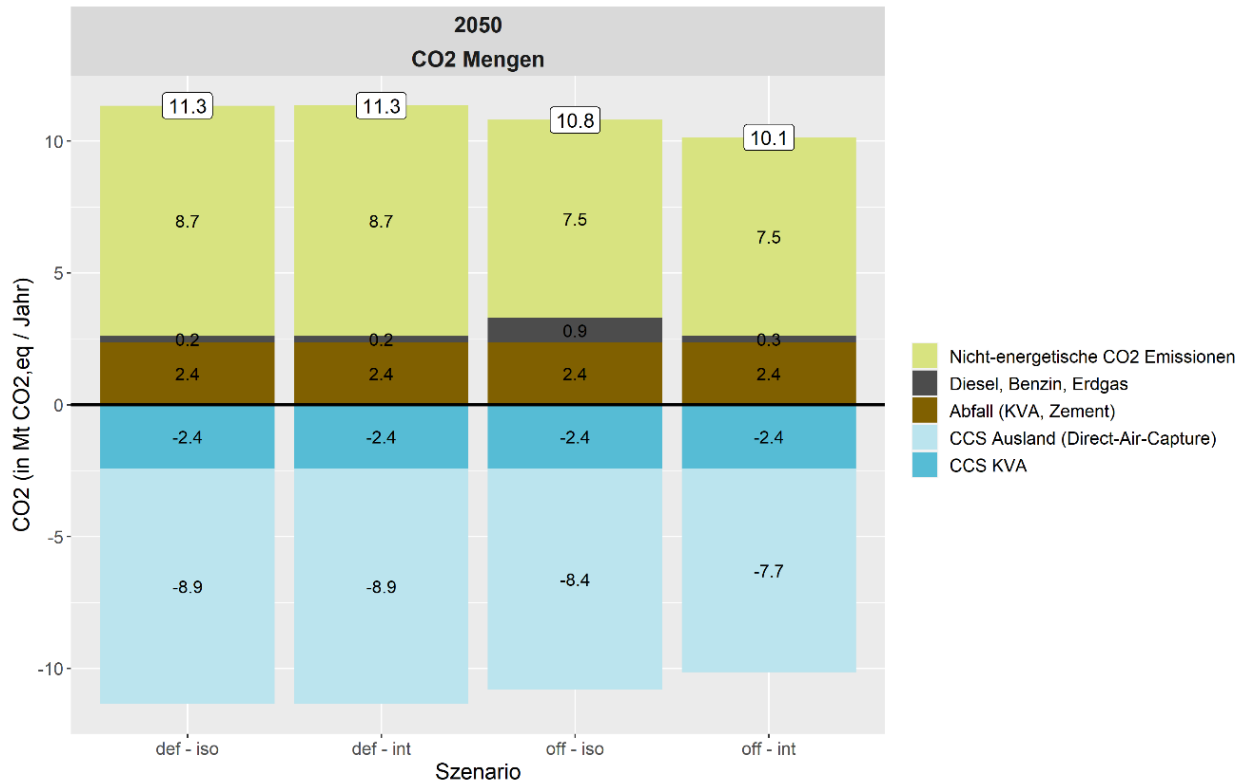


Abbildung 27 Mengenbilanz CO₂-Emissionen der Schweiz im Jahr 2050.

3.10 Systemkosten

Abbildung 28 zeigt die Entwicklung der Systemkosten über die Zeit in allen vier Szenarien. Die Kosten beinhalten annualisierte Investitionen (CAPEX) für den Bau sowie Betriebs- und Unterhaltskosten (OPEX) der Strom-, Gas- und der Wärmeinfrastruktur, jedoch nicht für den Aus- und Umbau der Stromnetze. Details zur Systemabgrenzung sind im Kapitel 2.3 beschrieben.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die gesamten Systemkosten aller Szenarien recht ähnlich sind und sich innerhalb einer Spanne von 15% bewegen. Am günstigsten schneidet das Szenario «offensiv-integriert» ab, knapp besser als «offensiv-isoliert». Das Szenario «defensiv-isoliert» weist die höchsten Systemkosten von rund 28 Mia. CHF pro Jahr auf und erreicht nahezu den Status quo von heute. In diesem Szenario zwingen die nicht vorhandenen Optionen das System, teure Technologien einzusetzen, um die Energienachfrage zu decken. Dazu gehören insb. der vermehrte Import von synthetischen Brennstoffen und ein erhöhter Stromimport im Winter. Ebenso muss in Technologien investiert werden, die wirtschaftlich suboptimal eingesetzt werden, etwa PV (rund 27 GWp, wobei 3 TWh/a abgeregelt werden), um mit den reduzierten Stromimportkapazitäten (NTC) während des Winters auszukommen. Daraus resultieren Kosten, die im Mittel rund 4 Mia. CHF pro Jahr höher sind als in den offensiven Szenarien.

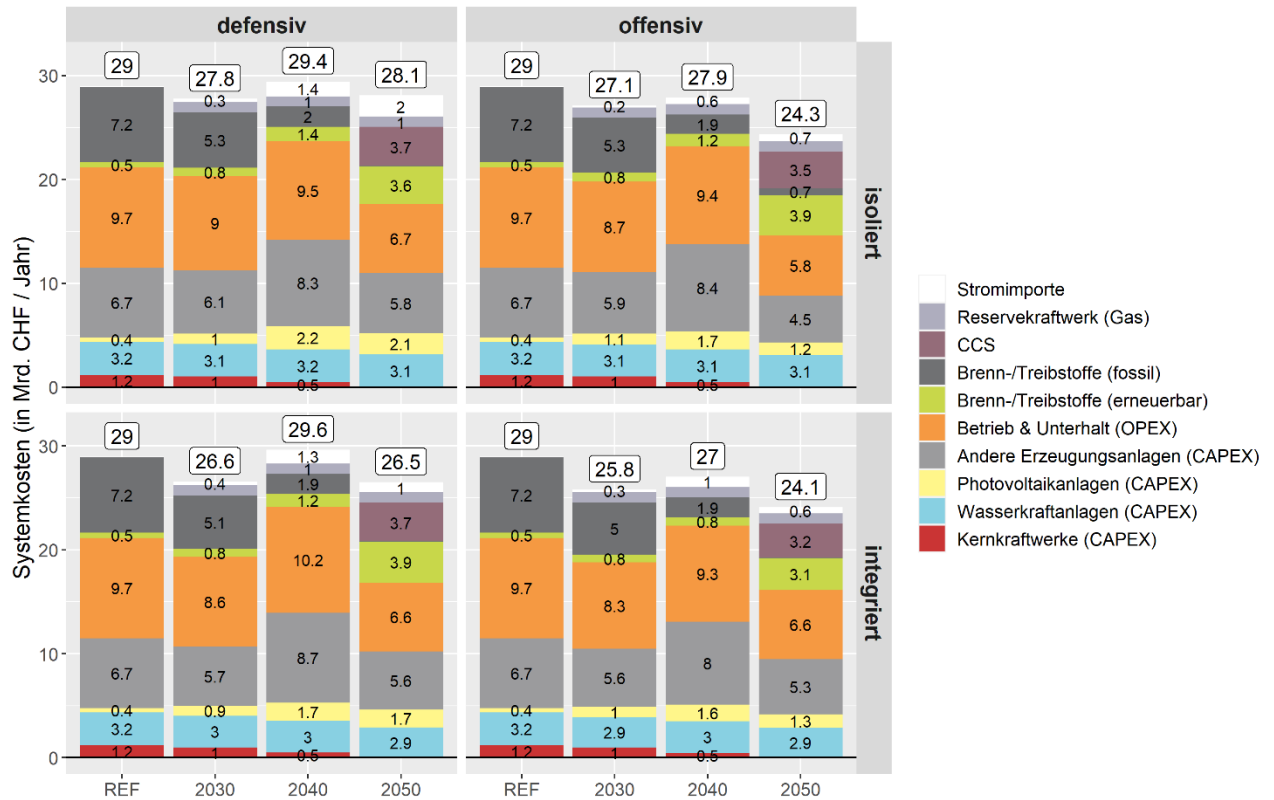


Abbildung 28 Systemkosten pro Jahr und Szenario. CAPEX zeigen die annualisierten Investitionen für die Wiederbeschaffung unterteilt nach Technologien (Kernkraft, Wasserkraft, PV und andere). Betriebs- und Unterhaltskosten (OPEX) zeigen die variablen und fixen jährlichen Kosten aller Technologien.

Die Systemkosten der Energieversorgung der Schweiz werden langfristig ohne Einbezug der Um- und Ausbauinvestitionen und -kosten der Stromnetze um rund 20% reduziert, sofern nicht das Szenario «defensiv-isoliert» eintritt. Der wichtigste Grund hierfür ist der Wegfall des Imports von fossilen Brennstoffen im Umfang von heute rund 7 Mia. CHF pro Jahr.

Die wirtschaftliche Attraktivität des zukünftigen Energiesystems gegenüber dem heutigen wird dadurch erreicht, indem im grossen Massstab:

1. effizientere Technologien wie Wärmepumpen und Elektromobilität eingesetzt werden,
2. Effizienzmassnahmen bei den Energiebezüglern umgesetzt werden, welche die Nachfrage reduzieren,
3. und neue Technologien eingesetzt werden, die Skaleneffekte bei Herstellung, Installation und Betrieb hervorbringen.

Die Elektrifizierung und Effizienzsteigerung der Nachfrage (Gebäude, Geräte und Prozesse) des Energiesystems reduzieren die Energiebilanz (vgl. auch Abbildung 11). Hätten die elektrischen Technologien die gleichen schlechten Wirkungsgrade wie die heutigen fossilen Technologien, insb. im Bereich Heizungen und Mobilität, würden wesentlich höhere Energiebilanzen und folglich Systemkosten

resultieren. Trotz erhöhtem Investitionsbedarf können die Systemkosten gegenüber der heutigen Energieversorgung um 20% reduziert werden.

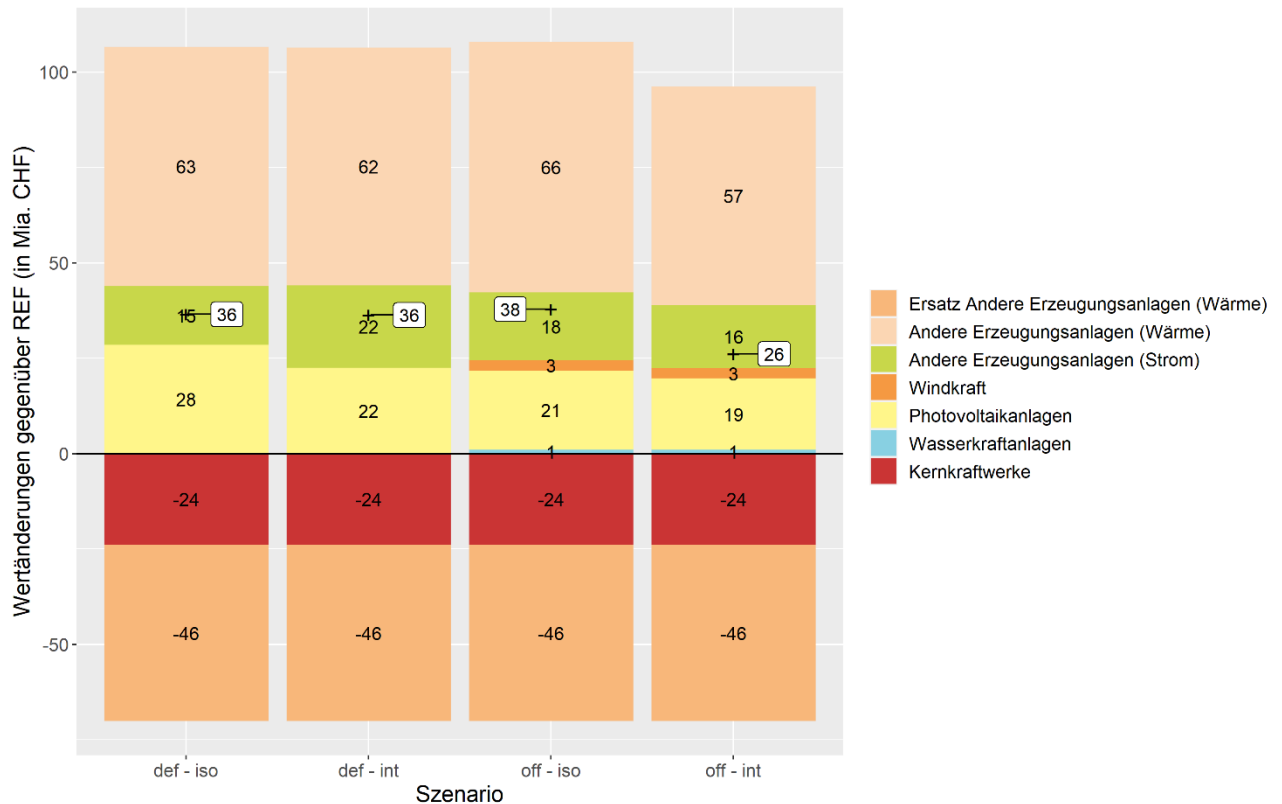


Abbildung 29 Wertentwicklung des Energiesystems während des Umbaus, summiert von 2020 bis 2050. Die Bilanz zwischen Zubau und Rückbau ist in den eingerahmten Werten aufgeführt und entspricht dem netto Wertzuwachs des Systems. Die Summe der positiven Werte entspricht Wertzuwachs durch die zu tätigen Investitionen. Die Summe der negativen Werte entspricht dem Wertverlust durch den Rückbau bzw. nicht Ersatz bestehender Anlagen.

Der Umbau des Energiesystems benötigt rund 100 Mia. CHF an Investitionen (Abbildung 29). Dabei wurden die Investitionen berücksichtigt, welche direkt mit der Produktion, Umwandlung und Speicherung im Zusammenhang stehen, jedoch ohne Berücksichtigung des Um- und Ausbaus der Strom- und Gasnetze. Der nachgeschaltete Investitionsbedarf für die Beschaffung neuer Fahrzeuge, die Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität, Gebäudesanierungen und den Ersatz ineffizienter Geräte wurde nicht eingerechnet.

Die positiven Werte in Abbildung 29 beschreiben die Investitionen in neue Anlagen (z.B. PV, Windkraft, GuD, Wärmepumpen, Fernwärmenetze, Batterien und thermische Speicher) summiert über rund 30 Jahre. Die negativen Werte beschreiben den Wert der Anlagen, welche in den nächsten 30 Jahren nicht mehr ersetzt werden. Dazu gehören bestehende Kernkraftwerke, Öl-, Gas- und Elektroheizungen, die in Zukunft nicht mehr benötigt werden. Die Summe der neuen Investitionen und des reduzierten Anlagewerts repräsentieren den Wertzuwachs des zukünftigen Energiesystems gegenüber dem heutigen (REF). Dieser beträgt je nach Szenario +26 bis +38 Mia. CHF.

Das Szenario «offensiv-integriert» kann aufgrund vorübergehend höherer Stromimporte um das Jahr 2040 den Investitionsbedarf um rund 10% gegenüber den anderen Szenarien reduzieren.

3.11 Sensitivitäten

Die Sensitivitätsanalysen wurden durchgeführt, um die Szenarien auf ihre Robustheit gegenüber Änderungen der Grundlagen zu untersuchen. Die meisten Sensitivitäten erzielen machbare Lösungen und zeigen, welche Szenarien robust auf Veränderungen sind.

3.11.1 Kein bzw. teurer H₂-Import

Bei diesen Sensitivitätsanalysen wurde der Wasserstoffimport unterbunden bzw. verteuert, d.h. der europäische H₂-*Backbone* wird entweder nicht gebaut, oder der darin transportierte Wasserstoff hat einen doppelt so hohen Preis wie in den Basisszenarien. Die Sensitivität prüft den Einfluss einer der wichtigsten Hypothesen dieser Studie: die hohe Verfügbarkeit von importiertem, günstigem, erneuerbarem Wasserstoff (Abbildung 30).

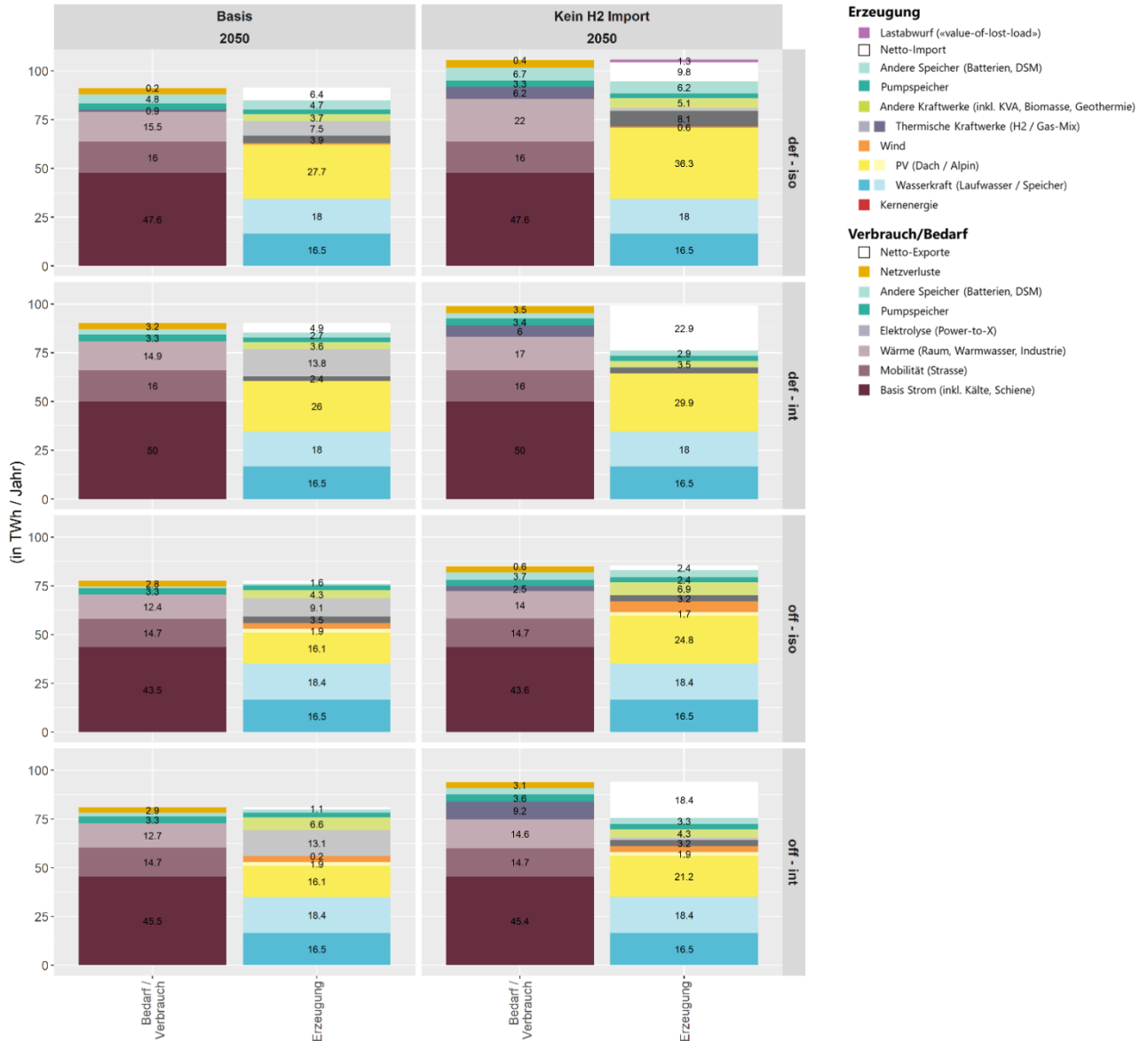


Abbildung 30 Veränderung der Strombilanz für die Sensitivität, dass kein H₂ in grossem Umfang importiert werden kann.

Bei den isolierten Szenarien resultiert ein massiver, zusätzlicher Zubau der Photovoltaikanlagen von rund +10 TWh Jahresproduktion. Beim Szenario «defensiv-isoliert» kann trotz maximalem PV-Ausbau von über 36 TWh/a²⁰ der Strombedarf nicht vollständig gedeckt werden. Rund 1.3 TWh/a müsste auf der Bedarfsseite eingespart werden bzw. ein entsprechender Lastabwurf, als *Value-of-Lost-Load* (VoLL) in der Bilanz berücksichtigt, müsste stattfinden.

Bei den integrierten Szenarien resultiert ein massiver Stromimport aus den Nachbarländern. Die NTC werden in diesen Szenarien vermehrt ausgenutzt, um den zukünftigen Strombedarf in der Schweiz zu

²⁰ D.h. rund 75% der geeigneten Dachflächen müssen zur Stromgewinnung mit PV-Anlagen belegt werden. Jedoch werden 0.7 TWh pro Jahr abgeregelt.

decken. Beim defensiv-integrierten Szenario resultiert der grösste Nettostromimport von rund 23 TWh. Wie realistisch ein sicherer Stromimport in dieser Grössenordnung ist, müsste die Politik über ein Stromabkommen mit der EU beantworten. Auch in diesem Fall wäre ein solch hoher Importsaldo aus Gründen der Versorgungssicherheit als kritisch zu beurteilen.

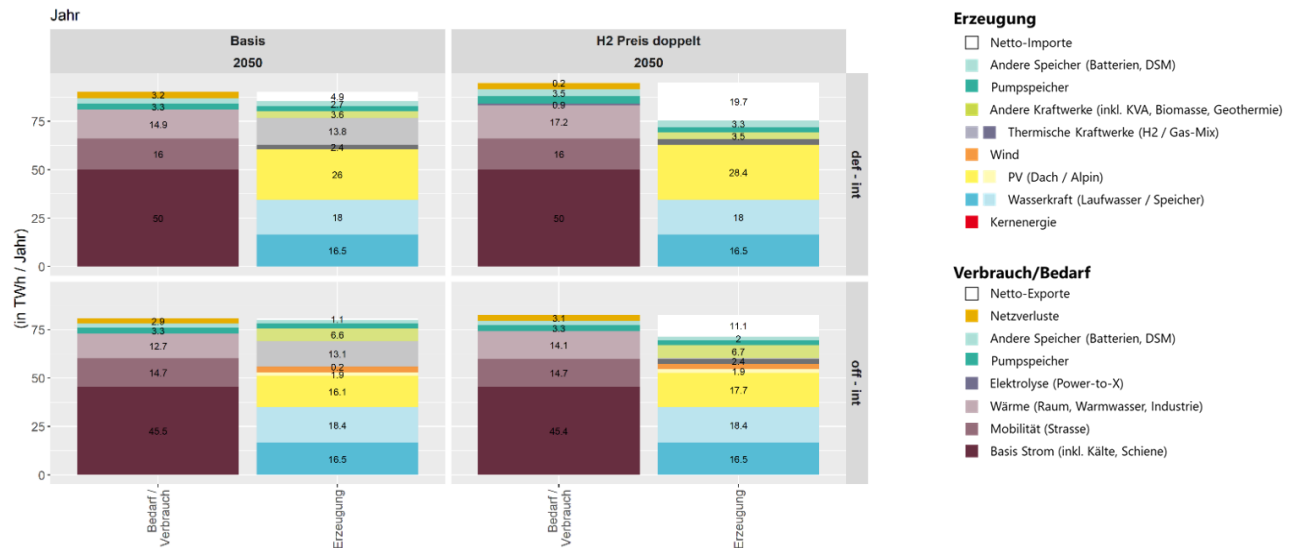


Abbildung 31 Veränderung der Strombilanz im Fall einer Verdoppelung des H₂-Preises für die «integrierten» Szenarien.

Wird der Wasserstoffimport im grossen Umfang zugelassen, stellt sich die Frage nach dem Importpreis. Verdoppelt sich der prognostizierte H₂-Preis von CHF 75 auf CHF 150, resultiert ein ähnlicher Versorgungsmix wie im Fall ohne H₂-Import (Abbildung 31). Der Stromimport im defensiv-integrierten Szenario erhöht sich auf ebenfalls rund 20 TWh. Der Grund dafür liegt in den zugrunde gelegten Importpreisen für Elektrizität, welche günstiger sind als Strom mit, in diesem Fall, teurem Wasserstoff zu erzeugen.

Die offensiven Szenarien können den Strombedarf auch ohne Wasserstoffimport bei ähnlichen Systemkosten decken. Ein verstärkter Zubau von PV-Anlagen (+8 TWh/a) und zusätzliche Stromimporte (+1 TWh/a) sind in diesem Fall notwendig.

3.11.2 Installation von SMR ab 2040

Das Modell wurde erweitert, damit ab 2040 maximal sieben Einheiten mit je 300 MW Leistung der neusten Kernkrafttechnologie der 4. Generation (*Small Modular Reactors* SMR) installiert werden können. Mit dieser Sensitivität soll untersucht werden, ob und zu welchen Kosten das Energiesystem mit SMR erweitert werden kann. Die Auswirkungen auf die Jahresstrombilanz sind in Abbildung 32 für das Jahr 2050 dargestellt.

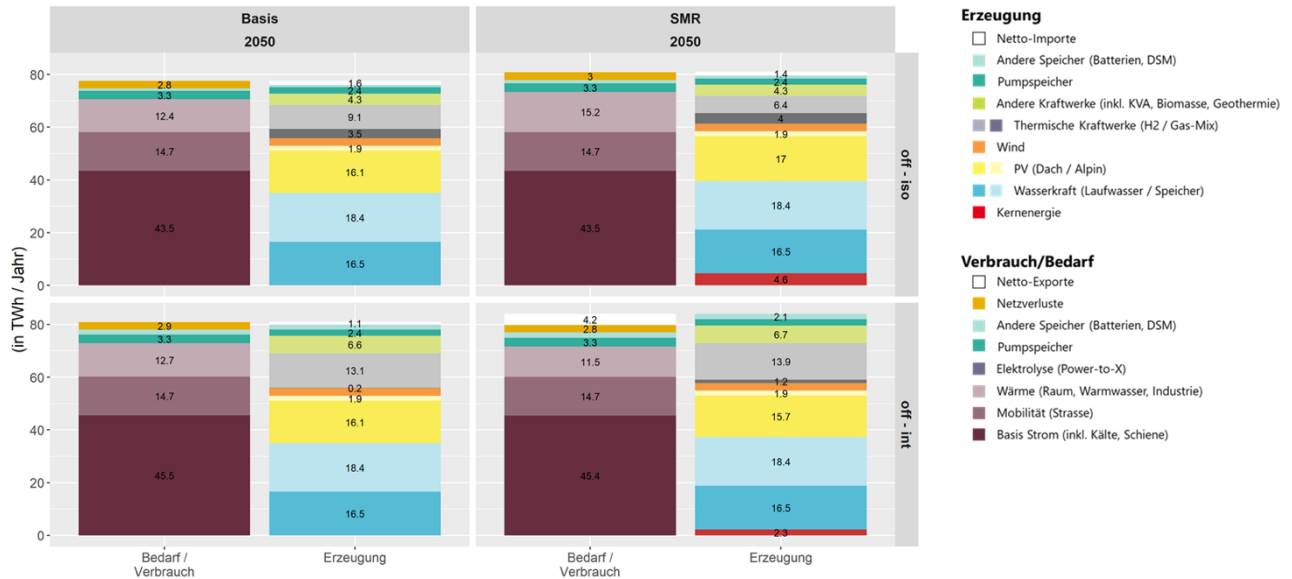


Abbildung 32: Veränderung der jährlichen Strombilanz im Fall des Einsatzes von SMR.

Die kostenminimalen Lösungen mit einer Einheit bzw. ohne SMR (Basis-Modell) liegen im offensiv-integrierten Szenario sehr nahe beieinander. Der flexible Einsatz von H₂-GuD Kraftwerken ist aufgrund der tiefen Investitionen leicht attraktiver als der Einsatz einer SMR-Einheit.

Werden SMR nicht als Grundlast, sondern als flexible Kraftwerke eingesetzt, resultieren weniger Volllaststunden. Die damit einhergehende tiefere Auslastung führt bei den SMR zu höheren Stromgestehungskosten als bei den H₂-GuD (siehe auch Abbildung 3, Gestehungskosten). Entsprechend wird in der Optimierung im Szenario «offensiv-integriert» nur eine SMR-Einheit zu 300 MW eingesetzt.

Im Szenario «offensiv-isoliert» wurden zwei SMR-Einheit forciert eingesetzt, d.h. in diesem Szenario werden 600 MW SMR zwingend zugebaut.

Die SMR-Einheiten werden in beiden offensiven Szenarien als Grundlastkraftwerk eingesetzt (Abbildung 33). Der Einsatz von SMR reduziert die Netto-Stromimporte. Die Schweiz wird im offensiv-integrierten Szenario durch den Einsatz von SMR zum Netto-Stromexporteur im Umfang von rund 4.2 TWh und kann den Winterstromimport auf rund 3 TWh reduzieren. Dies entspricht einer Importmenge wie im REF-Szenario.

Eine Kapazitätserweiterung der SMR-Technologie reduziert den Einsatz der H₂-GuD Kraftwerke im offensiv-isolierten Szenario um 20%. Hingegen reduziert sich der Kapazitätsbedarf der H₂-GuD nicht wesentlich, weil ein ähnlicher Kapazitätsbedarf für den Ausgleich der PV- und Winderzeugung weiterhin notwendig ist. Um einen wirtschaftlichen Betrieb der installierten H₂-GuD Kapazität im offensiv-integrierten Szenario zu erreichen, wird die Stromproduktion mittels H₂-GuD nicht wesentlich reduziert, trotz Zubau von SMR. Somit tragen auch die H₂-GuD Kraftwerke zur positiven Stromexportbilanz in diesem Szenario bei.

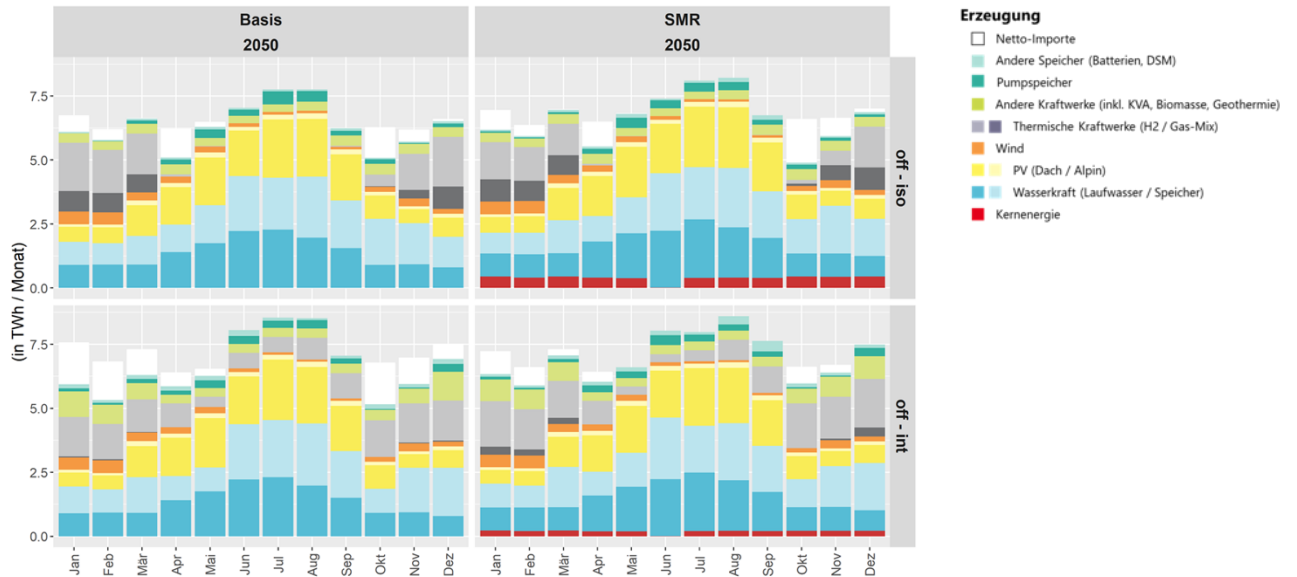


Abbildung 33: Veränderung der monatlichen Strombilanz im Fall eines Einsatzes der neuesten Generation Kernkraft (SMR).

Der Zubau von einer SMR-Einheit wirkt sich auf die Systemkosten praktisch nicht aus. Über den jeweiligen Zubau müssen deshalb weitere Aspekte wie Verfügbarkeit, Versorgungssicherheit, technische und finanzielle Risiken sowie inländische Akzeptanz, auch auf Gesetzesebene, entscheiden. Hingegen nehmen die Systemkosten beim Zubau zweier SMR-Einheiten um rund 1 Mrd. CHF pro Jahr zu (siehe Szenario «offensiv-isoliert» in Abbildung 37).

3.11.3 Erhöhter Strombedarf (+20%)

Diese Sensitivität untersucht den Fall, dass der zukünftige Strombedarf unterschätzt wird und im Jahr 2050 ein um 20% höherer Bedarf gegenüber den Basisszenarien resultiert. Der Technologiemitmix für die Stromerzeugung ändert sich dabei nicht wesentlich. Der Mehrbedarf wird vornehmlich durch einen stärkeren Zubau von Photovoltaikanlagen (+3 bis +7 TWh) und zusätzlichen Stromimporten gedeckt.

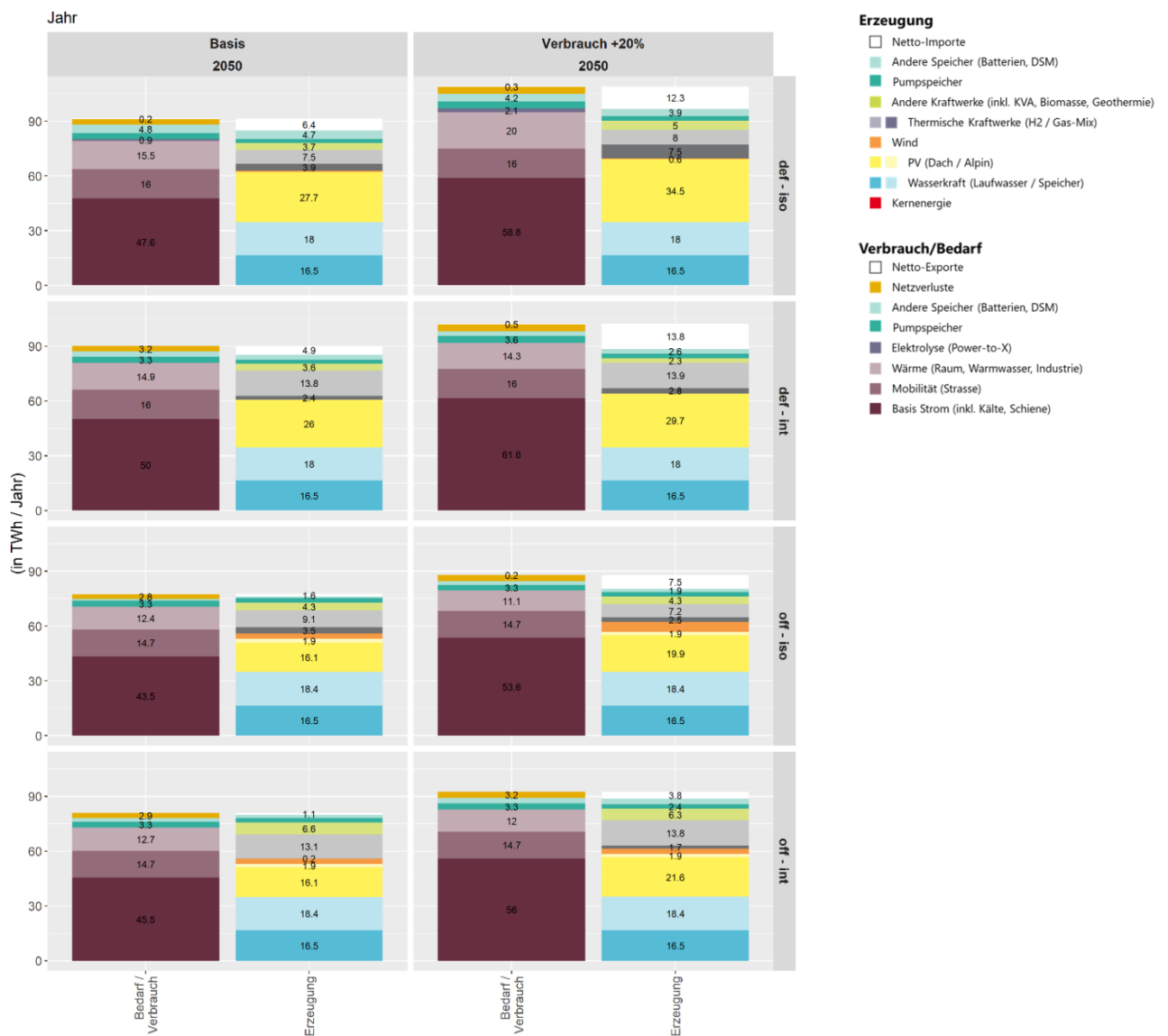


Abbildung 34 Veränderung der Strombilanz im Fall eines erhöhten Strombedarfs (+20%) für das Szenario «offensiv-integriert».

Bei den defensiven Szenarien erhöht sich der Stromimport gegenüber den offensiven Szenarien auf 12-14 TWh. Ein Zuwachs des Strombedarfs um +20% verursacht eine Erhöhung der Stromimporte von rund 9

TWh. Die Importabhängigkeit der defensiven Szenarien erhöht sich stärker im Vergleich zum Zuwachs der Stromimporte in den offensiven Szenarien (+3 TWh, bzw. +6 TWh, Abbildung 34).

3.11.4 Worst-Case-Sensitivität

Insbesondere beim Ausbau der erneuerbaren Stromquellen Wind und Photovoltaik müssen grössere Anstrengungen als heute unternommen werden. Wird die aktuelle Zubaugeschwindigkeit beibehalten, dann werden die Ausbauziele nicht in allen Szenarien erreicht – weder in den Szenarien mit defensiver noch in jenen mit offensiver Ausprägung (Abbildung 35). Mit den aktuellen Beschlüssen des Parlaments zum Ausbau, insb. der Photovoltaik, und der neuen Preissituation an den Strommärkten dürfte sich die Situation diesbezüglich etwas entspannen und ein stärkerer Zubau kann erwartet werden. Beim Wind fehlen jedoch nach wie vor die politischen und gesetzlichen Möglichkeiten, die vielen durch Einsparungen und weitere Verfahren blockierten Projekte voranzubringen.

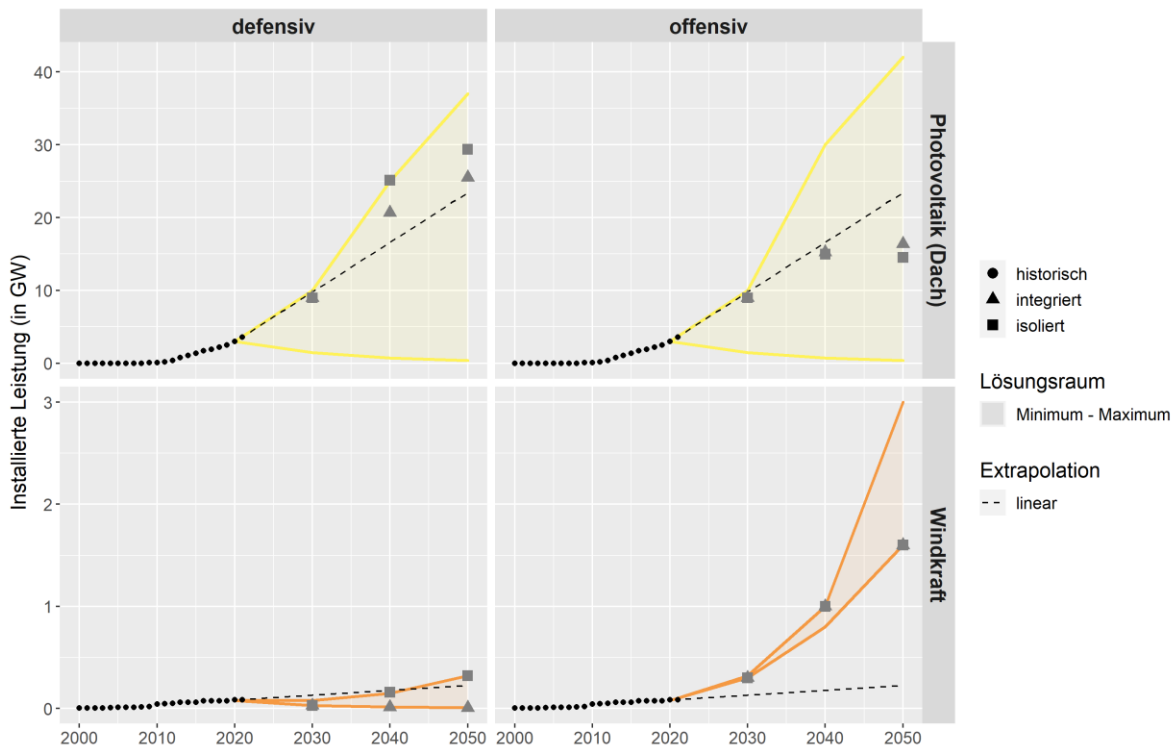


Abbildung 35 Vergleich der extrapolierten aktuellen Zubaugeschwindigkeiten von Photovoltaik und Wind mit den Ausbauzielen der offensiven und defensiven Ausprägungen der Szenarien.

Mit der Annahme, dass der Zubau von Windkraft und Photovoltaik nur sehr verhalten stattfindet, wurden die Szenarien auf Robustheit geprüft. In der Worst-Case-Sensitivität wurde der Ausbau von PV-Anlagen auf 50% des möglichen Zubaus, d.h. auf max. 19 TWh in defensiven und max. 22 TWh in offensiven Szenarien, eingeschränkt. Der Ausbau von Windanlagen und der Wasserstoffimport wurden dem Modell in dieser Sensitivität nicht erlaubt. Für die defensiven Szenarien konnte das Modell unter diesen erschwerten Randbedingungen keine realistische Lösung ermitteln. Beim Szenario «defensiv-isoliert» kann der Strombedarf um 7 TWh nicht gedeckt werden. Im Szenario «defensiv-integriert» werden unrealistische 33

TWh Stromimport benötigt, um den Bedarf zu decken. Diese Lösung kann aufgrund der sehr hohen Auslandsabhängigkeit als nicht machbar eingestuft werden.

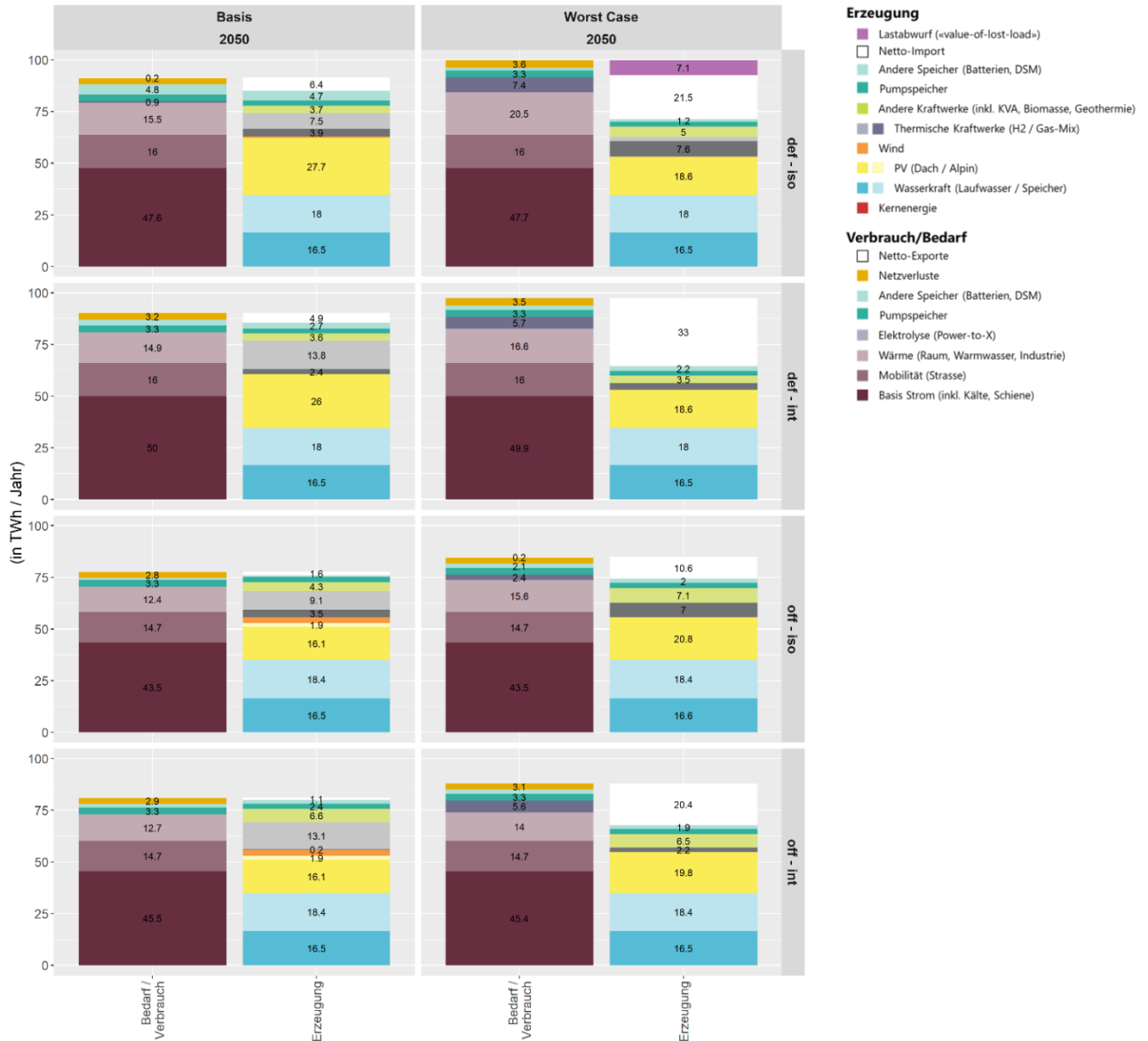


Abbildung 36 Veränderung der Strombilanz im Fall eines worst case.

Lediglich die offensiven Szenarien können in einem worst case realistische Lösungen aufzeigen. Der moderate Ausbau der PV-Anlagen auf 20 TWh und der erhöhte Stromimport von 11 TWh führen zu einem technisch und politisch noch machbaren Energiesystem (Abbildung 36). Die Systemkosten erhöhen sich in diesem Fall um rund 10-15%.

3.11.5 Auswirkung der Sensitivitäten auf die Kosten

Alle Sensitivitäten führen in der Tendenz zu höheren Systemkosten. Bei den defensiv-isolierten Szenarien konnten in den Fällen «kein H₂» und «worst case» keine Lösungen gefunden werden, welche den Strombedarf zu jeder Zeit decken können. Die hohen Kosten für die Ersatzmassnahmen wie Zwangsabschaltungen zeigen den Preis für diesen *Value-of-Lost-Load* (VoLL), der für die Nichtlieferung der Elektrizität bezahlt werden muss (Abbildung 37).

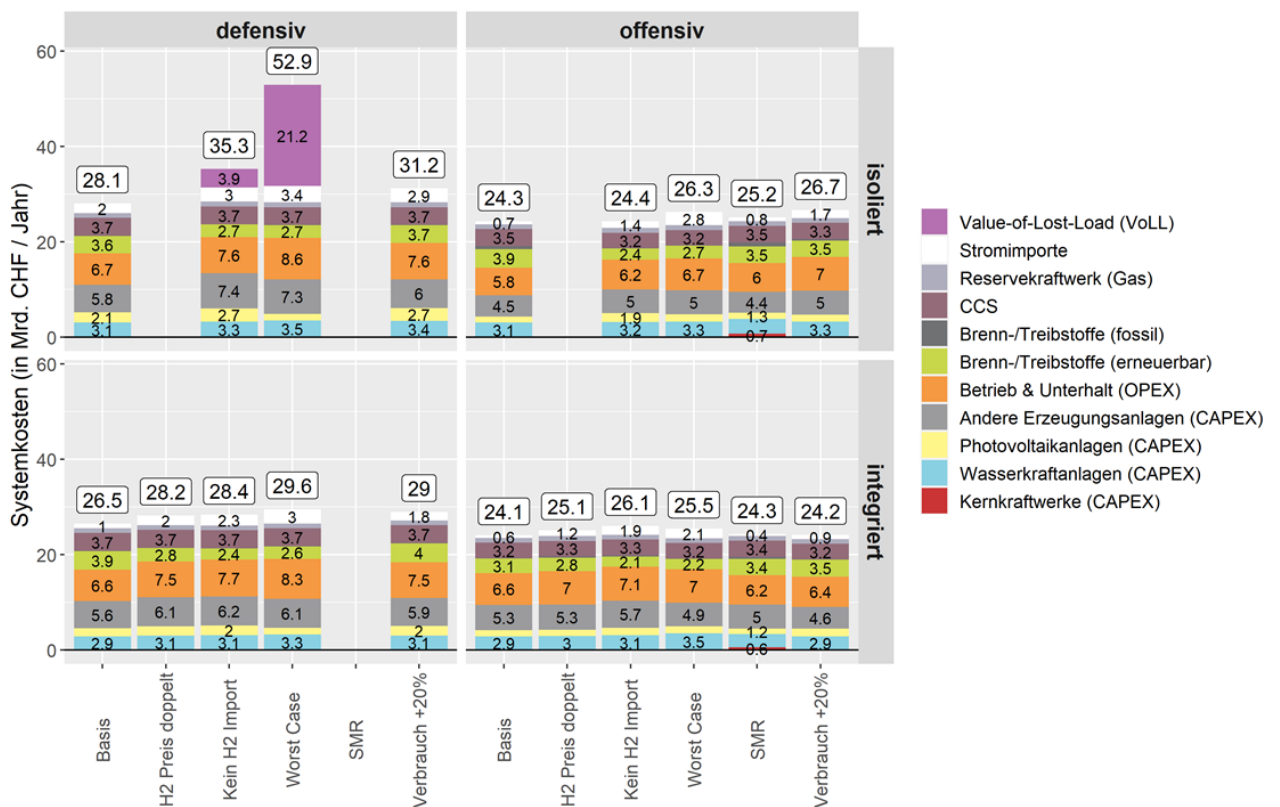


Abbildung 37: Vergleich der Systemkosten der untersuchten Sensitivitäten im Jahr 2050.

Das offensiv-integrierte Szenario zeigt die geringsten Kostenabweichungen zwischen dem Basisfall und den Sensitivitäten. Dieses Szenario ist das robusteste in Bezug auf die Systemkosten.

4. Schlussfolgerungen

4.1 Ohne massiv beschleunigten Zubau und massive Steigerung der Effizienz, fokussierten Um- und Ausbau der Netze sowie einem engen Energieaustausch mit Europa erreichen wir die Energie- und Klimaziele nicht.

Je nach Ausprägung der beiden übergreifenden Dimensionen (Schweiz im energiepolitischen Verhältnis zu Europa/Akzeptanz neuer Energieinfrastruktur) sind die Voraussetzungen zur Zielerreichung in den entsprechenden Szenarien besser oder schlechter. Die offensive Ausprägung stellt sicher, dass neue Infrastrukturen zur Energieproduktion, auch alpine Photovoltaik und Windkraft, zugebaut und auf der Nachfrageseite die Energieeffizienz gesteigert werden. Zudem wird in dieser Dimension angenommen, dass die Schweiz Zugang zu kostengünstigem grünem Wasserstoff hat.

Die aktuelle Zubaugeschwindigkeit von Photovoltaik und insbesondere Windkraft wird aus heutiger Sicht kaum ausreichen, um genügend erneuerbaren Strom zu produzieren, um die Energie- und Klimaziele der Schweiz bis 2050 zu erreichen. Nur in den offensiven Szenarien reicht die aktuelle Zubaugeschwindigkeit der Photovoltaik aus, um die geforderten Ausbauziele bis 2040 zu erreichen. Nach 2040 wird aufgrund der hohen Verfügbarkeit von Wasserstoff, der für die Stromproduktion eingesetzt werden kann, ein geringerer PV-Zubau notwendig. In den defensiven Szenarien, in denen der Strombedarf grösser ist, werden mit heutiger Zubaurate bis zu 7 GWp oder 20% an PV-Anlagen fehlen.

Bei der Windkraft, die zurzeit praktisch nicht ausgebaut wird, werden bei dieser tiefen Zubaugeschwindigkeit 2050 rund 1.2 GW oder 75% an Turbinenleistung fehlen, um die Kapazitäten der offensiven Szenarien zu erreichen. Um das minimale Ausbauziel in den offensiven Szenarien zu erreichen, braucht es massive Anstrengungen und Beschleunigung im Zubau gegenüber dem Status quo.

4.2 Der Strombedarf in der Schweiz wird zunehmen.

Durch Substitution von fossilen Energieträgern in Verkehr und Wärme steigt der Elektrizitätsbedarf insgesamt stark an. Hauptursache ist die Elektrifizierung des Strassenverkehrs, welcher bis zu 16 TWh, und des Wärmesektors, welcher bis zu 15 TWh zum Wachstum beiträgt. In allen Szenarien wird angenommen, dass bis 2050 fast nur noch elektrisch betriebene Fahrzeuge unterwegs sein werden. Der Strombedarf steigt von heute 65 TWh²¹ auf 80 TWh (+25%) im Szenario «offensiv-integriert» und auf 90 TWh (+40%) im Szenario «defensiv-isoliert» im Jahr 2050.

Der Basisstrombedarf der Schweiz wird bis 2050 aufgrund verbesserter, intelligenterer Technologie und Effizienzmassnahmen leicht sinken. In den offensiven Szenarien wird davon ausgegangen, dass einschneidendere Effizienzmassnahmen akzeptiert werden. Der Rückgang des Basisstrombedarfs findet trotz Wachstums von Bevölkerung und Wirtschaft statt.

²¹ Siehe Erläuterungen in Kapitel 3.1

4.3 Hohe Akzeptanz für neue Energieinfrastruktur und enge Energiekooperation mit der EU schaffen beste Voraussetzungen für die Versorgungssicherheit und das Erreichen der Energie- und Klimaziele zu den geringsten Kosten.

Im offensiv-integrierten Szenario sind die jährlichen Systemkosten mit rund 24 Mia. CHF am tiefsten und die Netto-Stromimportabhängigkeit mit rund 1 TWh/a ebenfalls am geringsten. Im Gegensatz dazu betragen die Kosten im Szenario «defensiv-isoliert» rund 28 Mia. CHF/a und die Netto-Importabhängigkeit beim Strom beträgt rund 6 TWh/a.

Entscheidend für eine sichere Stromversorgung sind die Importe im Winter. Der Import im Winterhalbjahr (Oktober bis März) summiert sich auf rund 7 TWh im Szenario «offensiv-integriert» und auf rund 9 TWh im Szenario «defensiv-isoliert». Hier zeigt sich, dass das Energiesystem der Schweiz im Szenario «offensiv-integriert» robuster gegenüber einer Energieknappheit wäre und weniger als 20% des Strombedarfs im Winterhalbjahr importieren müsste.

Aufgrund der erweiterten Möglichkeiten, Technologien einzusetzen und Energieimporte zu tätigen, bietet das offensiv-integrierte Szenario die meisten Optionen für den Aus- und Umbau des schweizerischen Energiesystems. Jederzeit können Entscheide zwischen inländischem Zubau oder Energiebeschaffung bzw. Energieabsatz im Ausland mit grösster Wahlfreiheit getroffen werden.

4.4 Ein umgebautes Energiesystem ist aufgrund der erhöhten Effizienz günstiger als der Status quo.

Dies gilt insbesondere für die offensiven Szenarien. Der Ersatz des heutigen Imports fossiler Brenn- und Treibstoffe durch Elektrizität führt szenarioabhängig zu Reduktionen der jährlichen Systemkosten gegenüber heute um 1 bis 5 Mia. CHF.

Ein erster Kosteneffekt wird mit der Effizienzsteigerung erzielt. Stromanwendungen sind effizienter als Verbrennungsprozesse und benötigen deshalb weniger Primärenergie, welche teuer importiert werden muss. Die Sektorkopplung trägt ebenfalls zur Effizienzsteigerung bei, indem z.B. Abwärme aus WKK-Anlagen und Speicherkapazitäten aus Elektrofahrzeugen bzw. Wärmespeichern für die höhere Auslastung der Stromproduktion genutzt werden.

Der zweite Kosteneffekt wird aufgrund des Ersatzes importierter, fossiler Brenn- und Treibstoffe durch inländisch produzierten Strom erreicht. Diese Elektrizität wird erneuerbar sein und benötigt mit Ausnahme der wasserstoffbetriebenen Kraftwerke keine importierten Brennstoffe, die zugekauft werden müssen.

Noch nicht in den Systemkosten berücksichtigt sind die Aus- und Umbauten der Strom- und Gasnetze. Dieser Aspekt ist nicht zu vernachlässigen, weil die zusätzlichen Verbraucher und Produzenten zu einem grossen Teil dezentral, beim Strom in den untersten Netzebenen, eingebunden werden. Dieser Aspekt wird in einer separaten Verteilnetzstudie untersucht, welche 2023 publiziert wird.

4.5 Der Umbau des Energiesystems reduziert die Energie-Importabhängigkeit der Schweiz insgesamt um den Faktor 4 bis 6.

Heute müssen rund 79% von total 259 TWh Primärenergiebedarf importiert werden. Diese jährlichen Importe bestehen u.a. aus Benzin (25 TWh), Diesel/Heizöl (66 TWh) und Gas (34 TWh). Weil diese fossilen Energieträger bis 2050 ersetzt werden, sinkt der Importanteil je nach Szenario auf 30-42% von total 115-132

TWh/a Primärenergiebedarf. Zusätzlicher Energieimportbedarf besteht vor allem beim Wasserstoff (12-24 TWh/a) und beim Strom (netto 1-6 TWh/a).

In Summe wird die absolute Importabhängigkeit je nach Szenario um den Faktor 4 bis 6 reduziert. Dies wird hauptsächlich durch die Elektrifizierung erreicht, die aufgrund der höheren Effizienz und Substitution fossiler Energien durch den Ausbau erneuerbarer Energien den importierten Primärenergiebedarf drastisch reduziert (s. Kapitel 2.4).

4.6 Die Schweiz bleibt Stromimporteurin.

Im Winter muss weiterhin Strom aus den Nachbarländern importiert werden. Die Importabhängigkeit im Winter steigt im Szenario «offensiv-integriert» von heute 3 TWh auf 7 TWh, im Szenario «defensiv-isoliert» müssen 9 TWh Winterstrom importiert werden. Exporte finden wie bisher im Sommer statt. Je nach Szenario resultiert ein Netto-Stromimport von 1 TWh «offensiv-integriert» bzw. 6 TWh «defensiv-isoliert».

Stromimport und -export aus den bzw. in die Nachbarländer ist in allen Szenarien möglich, jedoch sind die grenzüberschreitenden Kapazitäten (NTC) in den integrierten Szenarien um einen Faktor 4 grösser. Entsprechend werden die gegenüber heute reduzierten Kapazitäten in den isolierten Szenarien vermehrt ausgeschöpft. Jedoch erfolgt dieser Import bzw. Export mit eingeschränkten NTC oft während Zeiten mit unattraktiven Strompreisen. Demgegenüber können die Systemkosten in den offensiven Szenarien (hohe NTC) gesenkt werden, weil die Handelsfreiheit für den Import und Export wesentlich grösser ist.

Die Importbilanz der Elektrizität sollte nicht nur für das Jahr 2050 betrachtet werden. Die Jahre um 2040 benötigen zwischenzeitlich zusätzliche Stromimporte (+5 TWh), weil noch keine Wasserstoffinfrastruktur besteht und die Schweizer Kernkraftwerke bereits zum Grossteil vom Netz sein werden.

4.7 Klimaneutralität ist nur über eine umfassende Elektrifizierung möglich.

In allen vier Szenarien bedingt die Klimaneutralität den Ersatz fossiler Treib- und Brennstoffe durch Elektrizität, insbesondere im Verkehr und im Wärmebereich. Dadurch kann in allen Szenarien eine Minimierung der inländischen Treibhausgase von heute 35 Megatonnen (Mt) CO₂-Äquivalenten auf 2.6 bis 3.3 Mt erreicht werden. Das heisst, dass die Emissionen stark zurückgehen, jedoch Netto-Null nicht erreicht wird. Der Grund dafür sind nicht substituierbare Emissionen aus der Kehrlichtverwertung und Zementherstellung (2.7 Mt) sowie nicht-energetische Restemissionen (7.5 Mt), z.B. aus der Landwirtschaft.

Um Netto-Null zu erreichen, sind deshalb Negativemissionstechnologien notwendig, wie z.B. CO₂-Abscheidung in Kehrlichtverwertungsanlagen (-2.4 Mt) oder Abscheidung direkt aus der Luft (*Direct-Air-Capture* und Einlagerung im Ausland, -7.7 Mt). Die zusätzlichen Kosten für ein solches *Carbon-Capture-Storage* (CCS) betragen 3-3.5 Mia. CHF pro Jahr und sind in den Systemkosten berücksichtigt.

4.8 Wasserkraft bleibt die tragende Säule im schweizerischen Energiesystem

Wasserkraftanlagen werden in allen Szenarien mit rund 35 TWh/a die Stromerzeugung dominieren. Die Produktionsmengen bleiben dabei weitgehend gleich, sowohl in der Speicherwasser- als auch in der Laufwasserproduktion. In den offensiven Szenarien können gemäss den Zielen des runden Tisches rund 2 TWh Wasserspeicher zugebaut werden, welche die Versorgungssicherheit im Winter erhöhen.

4.9 Alpine Photovoltaik und Windkraft bringen für die Stromversorgung im Winter grosse Vorteile.

Die Stromerzeugung aus alpinen PV-Freiflächenanlagen beträgt 2050 in den offensiven Szenarien rund 2 TWh, die Windproduktion beträgt rund 3 TWh. Beide Technologien haben den Vorteil, dass sie zur Winterstromproduktion substantiell beitragen können. In den defensiven Szenarien sind mangels Akzeptanz keine alpinen PV-Freiflächenanlagen und kein Ausbau der Windkraft möglich.

Die spezifischen Gestehungskosten der Windkraft und der alpinen Photovoltaik sind praktisch identisch. Hingegen sind die beiden Technologien in ihrer Produktionscharakteristik komplementär. Bei unterschiedlichen Wetterlagen liefern entweder die Windkraft oder die PV-Anlagen ihre Produktionsspitzen und tragen somit zur Diversifizierung bzw. zur Robustheit des Energiesystems bei.

4.10 Wasserstoff kann zu einem essenziellen Element der schweizerischen Energieversorgung werden.

Der Import von grünem Wasserstoff über die entstehende europäische Wasserstoffinfrastruktur kann neben der Wasserkraft und Photovoltaik zu einer tragenden Säule der Energieversorgung im Winter werden.

Obwohl heute noch kein Wasserstoffnetz in Europa besteht, so kann mit hoher Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass ein solcher *Backbone* in Europa entstehen wird. Entscheidend für die Schweiz ist die Integration in diese Wasserstoffinfrastruktur, um günstigen grünen Wasserstoff in grossen Mengen importieren zu können. Die Szenarien mit integrierter Ausprägung berücksichtigen eine solche Möglichkeit nach dem Jahr 2040.

Wird die Schweiz hingegen nur einen limitierten Anschluss an das Wasserstoffnetz erhalten, können zukünftig nur kleinere Mengen über wenige Einspeisepunkte importiert werden. Im Weiteren ist die Versorgungssicherheit gegenüber einer vollständigen Integration in die Wasserstoffinfrastruktur weniger robust. Dies wird in den isolierten Szenarien abgebildet.

Primär wird der importierte grüne Wasserstoff in Gaskraftwerken zur Stromproduktion verwendet. Im Szenario «offensiv-integriert» liefern diese Kraftwerke rund 13 TWh Elektrizität ganzjährig, davon 9 TWh im Winter, und decken damit rund 20% des Winterbedarfs.

Alternativ zu den H₂-GuD könnte die neuste Generation Kernkraftwerke die inländische Stromproduktion erhöhen. Die analysierten Sensitivitäten zeigen, dass der Zubau neuer Kernkraftwerke (SMR) unter den oben aufgeführten Bedingungen keine wirtschaftlichen Vorteile bringt.

4.11 Versorgungssicherheit bedingt Backup-Kraftwerke und Speichervorhaltung.

Das zukünftige Energiesystem wird zu einem grossen Teil von wetterabhängiger erneuerbarer Produktion versorgt. Um unter diesen Bedingungen die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten zu können, sind Backup-Kraftwerke und Speichervorhaltungen nötig.

Als Backup-Kraftwerke dienen Gaskraftwerke im Umfang von rund 1 GW, die ausserhalb des Marktes betrieben werden, d.h. vorgehalten werden. Die Kosten dafür betragen rund 1 Mia. CHF pro Jahr und sind in den Systemkosten integriert. Ebenso wird eine Wasserkraftreserve im Umfang von 0.8 bis 1.2 TWh Speicherreserve für die Winterenergie eingeplant und in den Modellrechnungen berücksichtigt.

4.12 Der Umbau des Energiesystems bedingt einen Um- und Ausbau des Stromnetzes.

Photovoltaik wird mit einer Produktion von 18 TWh im Szenario «offensiv-integriert» und bis zu 28 TWh im Szenario «defensiv-isoliert» massiv ausgebaut, hauptsächlich dezentral. Zusammen mit der Elektrifizierung des Verkehrs muss ein Netzausbau und -umbau vor allem auf den unteren Netzebenen erfolgen. Auch der Ausbau der alpinen Photovoltaik und Windkraftanlagen bedingt den Bau von entsprechenden Zuleitungen.

Dadurch steigen die Anforderungen an das Stromnetz, das für zusätzliche Lasten und Einspeisungen ertüchtigt werden muss bzw. die technischen (*Smart Grid*, DSM, Daten, standardisierte Schnittstellen) und die regulatorischen Möglichkeiten erhalten muss, um diesen Umbau zu bewältigen. Es geht einerseits darum, die Kapazitäten im Netz zu erhöhen, andererseits soll ein übermässiger, ressourcenintensiver Ausbau soweit möglich durch Intelligenz und technische Massnahmen vermieden werden.

Dieser anstehende Netzaus- und -umbau ist in der vorliegenden Studie noch nicht berücksichtigt und wird in der weiterführenden Studie des VSE im nächsten Jahr untersucht. Dabei werden beispielhafte Netze auf allen Ebenen im Detail modelliert und ausgewertet. Erste Resultate sind auf Sommer 2023 geplant.

5. Anhang

5.1 Allgemeine Grundlagen

5.1.1 Energie- und Emissionspreise

Die Zusammensetzung der verwendeten Energie- (Prognos AG, Infras AG, & TEP Energy GmbH, 2021) und Emissionspreise (ENTSO-E & ENTSOE, 2022) ist in Abbildung 38 gezeigt. Emissionspreise entsprechen dem erwarteten Preisniveau des EU-ETS. Brennstoffpreise beinhalten den Weltmarktpreis, die CO₂-Abgabe und den Preis zur Lieferung an die Schweizer Grenze. Die spezifischen CO₂-Emissionen der fossilen Energieträger basieren auf dem Treibhausgasinventar des Bundesamtes für Umwelt BAFU und betragen 202 g CO₂-eq/kWh für Erdgas, 265 g CO₂-eq/kWh für Erdöl und 334 g CO₂-eq/kWh für Kohle (Bundesamt für Umwelt BAFU, 2022).

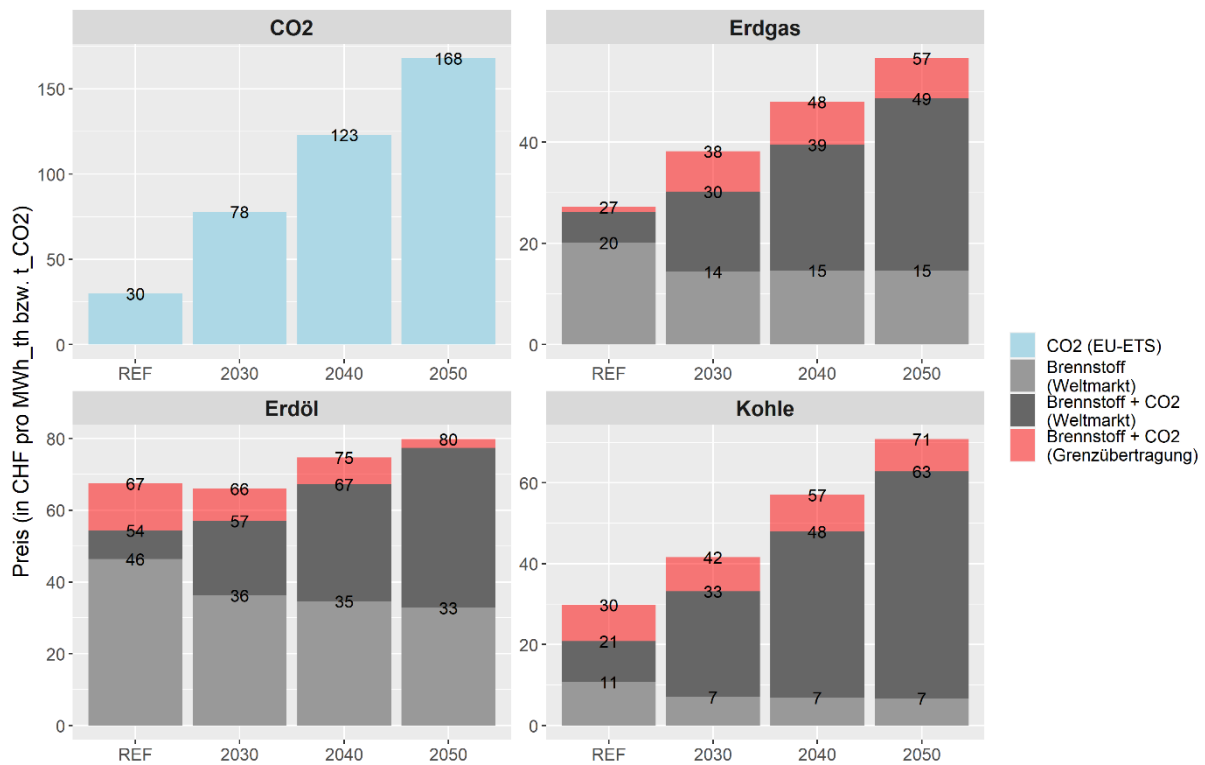


Abbildung 38: Entwicklung der Energie- und CO₂-Preise basierend auf dem CO₂-Preis (hellblau), dem Weltmarkt-Brennstoff-Preis (hellgrau), dem Weltmarkt-Brennstoff-Preis inklusive CO₂-Abgabe (dunkelgrau) sowie dem Brennstoff-Preis inklusive CO₂-Abgabe und Grenzübertragungskosten (hellrot).

5.1.2 Einfluss des Klimawandels auf die Modelle

Der Klimawandel hat auf den Energieabsatz und die Stromproduktion einen Einfluss. Absatzseitig werden Wärme- und Kälteanwendungen beeinflusst. Produktionsseitig ist primär die Wasserkraft betroffen.

Der jährliche Energieabsatz wurde auf Basis der Szenarien «Weiter-Wie-Bisher» (WWB) und «ZERO Basis» (ZB) der EP2050+ (Prognos AG, Infras AG, & TEP Energy GmbH, 2021) modelliert, wobei in den Datengrundlagen der EP2050+ die Entwicklung von Witterung und Klima bereits berücksichtigt sind. Die EP2050+ beziehen sich dabei auf die Schweizer Klimaszenarien «CH 2018» des Bundes (National Centre for Climate Services). Dem Szenario ZB liegt das Klimaszenario «RCP 2.6» zu Grunde. Dieses geht von einem Erreichen der Ziele des Pariser Abkommens mit einer globalen Erwärmung von maximal zwei Grad gegenüber der vorindustriellen Zeit aus. Daraus ergibt sich ein Anstieg auf 10.6°C Durchschnittstemperatur bis 2050. Dem Szenario WWB liegt das Klimaszenario «RCP 4.5» zu Grunde. Dieses unterstellt einen begrenzten Klimaschutz mit Senken der globalen Emissionen erst nach 2050. Daraus ergibt sich ein Anstieg auf 11 °C Durchschnittstemperatur bis 2050. Da die Effekte des Klimawandels auf den Stromabsatz in den EP2050+ bereits berücksichtigt sind, wurden sie in dieser Studie nicht zusätzlich modelliert. In den Ausgangsdaten der EP2050+ ist die Entwicklung von Witterung und Klima bereits berücksichtigt.

Die Wasserkraft ist primär von der Gletscherschmelze betroffen. Vereinfacht bedeutet dies, dass zuerst durch forciertes Abschmelzen der Gletscher im Einzugsgebiet eines Wasserkraftwerks mehr Wasser zur Verfügung steht, nach dem Verschwinden der Gletscher jedoch weniger Wasser mit anderen Zuflussmustern resultieren. Die Zuflussmuster verändern sich auch aufgrund der früheren Schneeschmelze, die für höheren Zufluss zu einem früheren Zeitpunkt im Kalenderjahr verantwortlich ist (Schaepli, Manso, Fischer, Huss, & Farinotti, 2019) (Schaepli, 2015). Gemäss Bundesamt für Umwelt (Bundesamt für Umwelt BAFU, 2012) sorgt Regen statt Schnee in tief gelegenen Regionen für etwas mehr Laufwasserproduktion im Winter. Extreme Wettersituationen werden ebenfalls zunehmen. Mehr Starkregen, vor allem im Sommer, führt zu höheren kurzfristigen Zuflüssen. Trockenperioden können vermehrt und über das ganze Jahr verteilt vorkommen und die Zuflüsse verknappen.

Trotz dieser Effekte ist der Einfluss des Klimawandels auf die Hydrologie im Modell bis 2050 vergleichsweise gering:

- Bis 2050 wird eine jährlich gleichmässige Gletscherschmelze angenommen, erst ab 2050 wird eine Beschleunigung erwartet.
- Der Effekt der früher beginnenden Schneeschmelze führt zu einem früheren Auffüllen der Wasserspeicher um ca. 2 Wochen sowie zu einer geringfügigen Verschiebung der Laufwasserproduktion vom Sommer in den Winter um ca. 5%.
- Starkregen führt dazu, dass Kraftwerke die Wassermengen zum Teil nicht verarbeiten, die Schwankungen in der Produktion nehmen dadurch zu, nicht jedoch der Produktionsertrag.

In Summe wird der Einfluss des Klimawandels auf die Wasserkraft bis 2050 als gering beurteilt. Es wurde daher darauf verzichtet, die Modelle spezifisch darauf anzupassen.

5.2 Grundlagen Energiebedarf Schweiz

5.2.1 Basisverbrauch Strom

Der Basisstromverbrauch der Schweiz wurde definiert als gesamte Endenergie aller Verbrauchssektoren ohne Strom für Wärme (Raumwärme, Warmwasser, industrielle Prozesswärme) und ohne Strom für Elektromobilität (Strasse). Er enthält die folgenden Verwendungszwecke und Anwendungen: Mobilität (nicht Strasse, d.h. Schiene, Bergbahnen, etc.), Prozesswärme für Haushalte/Dienstleistungen (z.B. Kochen), Antrieb, Prozesse, Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnologien, Unterhaltung, Rechenzentren, Klimatisierung, Prozesskälte, Lüftung, Haustechnik und Sonstige. Basierend auf dem Daten des BFE (Prognos AG, 2021) bzw. der EP2050+ betrug dieser Basisstromverbrauch im Jahr 2018 rund 46 TWh.

Die Entwicklung des Basisstromverbrauchs bis ins Jahr 2050 für jedes der vier Szenarien wurde auf Basis der "EP2050+" (Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH, 2021) entwickelt. Für alle Szenarien erfolgte eine Aktualisierung der Prognosen zum (höheren) Bevölkerungswachstum gemäss BFS-Szenario A-00-2020. Die Ausprägungen «isoliert» und «integriert» unterscheiden sich hinsichtlich des Wirtschaftswachstums, die Varianten «defensiv» und «offensiv» bezüglich der erzielten Effizienzsteigerung.

Dimension «Schweiz im energiepolitischen Verhältnis zu Europa»:

- «Isoliert»: Ohne vollständige Integration in die europäischen Märkte erreicht die Schweiz ein geringeres Wirtschaftswachstum. Daher sinkt der Stromabsatz proportional zum SECO-Szenario «BIP-PT» (tiefes Produktivitätswachstum) gegenüber dem Szenario in den EP2050+.
- «Integriert»: Eine vollständig in den europäischen Binnenmarkt integrierte Schweiz erfährt ein höheres Wirtschaftswachstum. Die obige Skalierung des Basisstromverbrauchs erfolgt hier mit dem SECO-Szenario «BIP-A» (Referenz-Szenario beim SECO).

Dimension «inländische Akzeptanz gegenüber neuer Energie-Infrastruktur»:

- «Defensiv»: Zurückhaltung der Gesellschaft gegenüber neuen Technologien erreicht weniger Energieeffizienz. Als Basis dazu dient der Mittelwert zwischen dem Energieverbrauch der Szenarien «ZERO Basis» und WWB aus den EP2050+.
- «Offensiv»: Grössere Offenheit gegenüber neuen Technologien führt zu besserer Energieeffizienz. Als Basis dazu dient der Stromverbrauch nach Szenario ZERO Basis aus den EP2050+.

Alle Sektoren erfahren die Wirkung gemäss Effizienzvarianten, jedoch nur Industrie und Dienstleistungen bezüglich BIP-Varianten. Der Stromverbrauch der Haushalte wurde anhand des Bevölkerungswachstums gemäss BFS-Szenario «A-00-2020» prognostiziert.

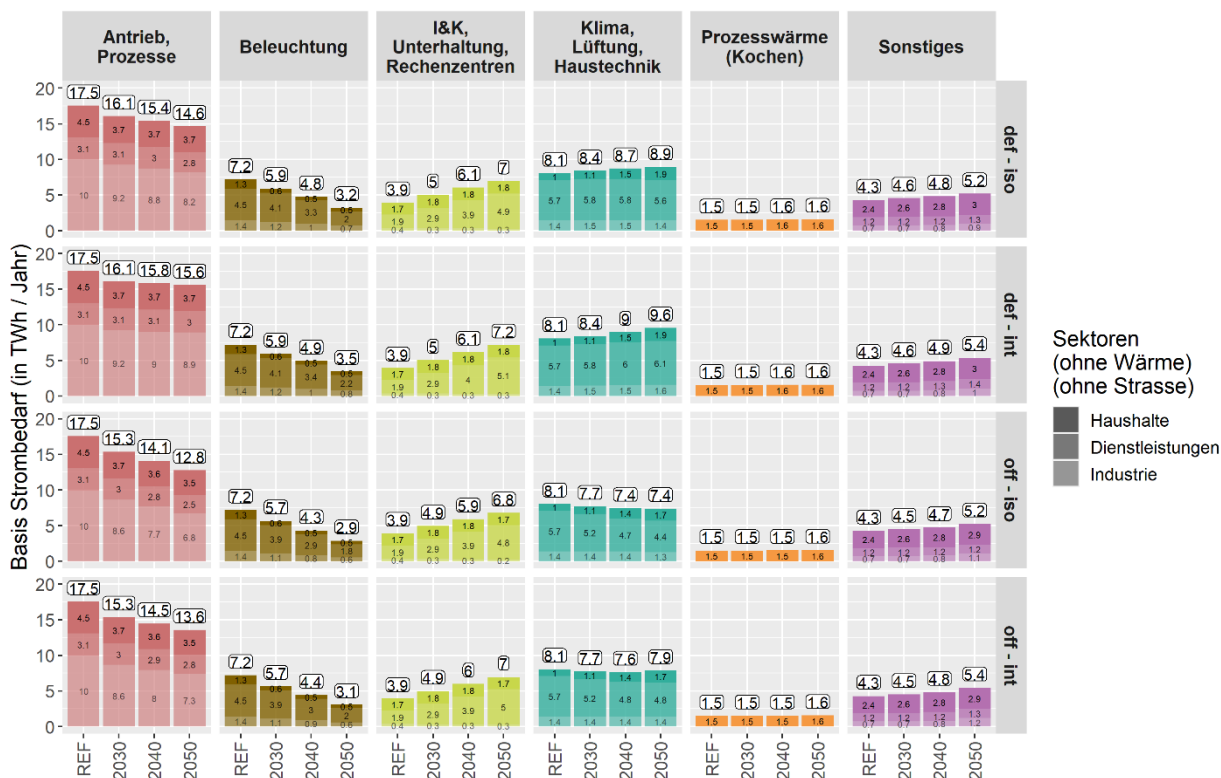


Abbildung 39 Basisverbrauch ohne Strombedarf für private Fahrzeuge und Wärmeanwendungen in den vier Szenarien für die vier Stützjahre unterteilt nach Sektoren und Verwendungszwecken.

Der so ermittelte gesamte Stromabsatz verteilt sich gemäss dem Verhältnis in den EP2050+ auf die Verwendungszwecke (Abbildung 39). Im Modell wurde der Basisverbrauch in einen Anteil «Gebäude» (vor allem Haushalte) und «Rest» (vor allem Industrie) aufgeteilt. Die stündlichen Basisstromverbrauchsprofile wurden wie folgt hergeleitet:

- «Gebäude»: Der jährliche Basisstromverbrauch im Bereich «Gebäude» wurde linear auf das mit dem Gebäudemodell «CESAR-P» bestimmte stündliche Strombedarfsprofil skaliert.
- «Rest»: Vom gesamtschweizerischen stündlichen Strombedarfsprofil (Endverbrauch) 2018 gemäss Swissgrid wurde zuerst der Anteil des Stromverbrauchs für Wärme und Kälte mit der Regressionsmethode im RESTORE50-Projekt (Eckstein, Buddeke, & Merten, 2015) mit populationsgewichteten Temperaturdaten 2018 von MeteoSchweiz (Rüdisüli, Romano, Eggimann, & Patel, 2022) abgezogen. Anschliessend wurde von der verbleibenden Menge der stündliche Verbrauch der Gebäude (siehe oben) abgezogen und so das stündliche Basisstromverbrauchsprofil «Rest» bestimmt.

5.2.2 Energiebedarf Mobilität

Der Energiebedarf der Strassenmobilität wurde exogen vorgegeben. Er basiert auf den Arbeiten von EBP und deren «Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz» (de Haan, Rosser, Clausdeinken, Ribl, & Koller, 2021). Als Basisjahr wurde 2018 gewählt und die Bevölkerungsentwicklung der Schweiz und der Kantone 2020-2050 entspricht ebenfalls dem Referenzszenario «A(R)-00-2020» (BFS, 2020). Die Fahrzeugkilometer entstammen den Verkehrsperspektiven 2050 (Basisszenario) des Bundesamts für Raumentwicklung (ARE, 2022).

Für Personenwagen wurde in allen Szenarien das EBP-Szenario «ZERO-E» (*BEV First*) gewählt. Dieses enthält einen frühen und verstärkten Klimaschutz, der sich durch verschärfte Emissionsvorschriften in der EU gemäss *Green Deal* und *Fit for 55* mit 0 gCO₂/km zwischen 2035 und 2040 manifestiert. Es wurde angenommen, dass die Schweiz diese EU-Emissionsvorschriften übernimmt. Weiter wurde angenommen, dass das Angebot an Elektrofahrzeugen ab 2025 breit verfügbar und die Nachfrage hoch sein wird.

Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeuge (FCEV) spielen ab 2040 eine Rolle zur Dekarbonisierung «anspruchsvoller» Anwendungsfälle. Auf den Einsatz von synthetischen Treibstoffen wurde verzichtet, da auch keine entsprechende Plug-in-Hybride nach 2040 neu zugelassen werden. Eine minimale Restmenge von fossilen Treibstoffen wurde für Spezialfälle wie Oldtimer berücksichtigt.

Das Ladeverhalten hat insbesondere einen Einfluss auf die benötigte Infrastruktur und auf das hinterlegte Ladeprofil. Es wird zwischen Laden zuhause (*Home Charging*), Laden am Arbeitsplatz (*Work Charging*), Laden während einer Aktivität (z.B. Einkaufen, Sport, *Point of Interest* POI) und Schnellladen (*Fast Charging*) unterschieden. Die Grundlagen gehen von einer Dominanz des *Home Charging* aus, das sich über die Zeit nur leicht reduziert (Tabelle 10). Für die verschiedenen Ladetypen stehen die folgenden Leistungen zur Verfügung:

- *Home Charging*: 3.7 kW (AC) – 11 kW (AC)
- *Work Charging*: 11 kW (AC) – 22 kW (AC)
- *POI Charging*: 22 kW (AC) – 50 kW (DC)
- *Fast Charging*: > 150 kW (DC)

Tabelle 10 Verteilung Ladetypen über die Zeit

Jahr	Anteil <i>Home</i>	Anteil <i>Work</i>	Anteil POI	Anteil <i>Fast</i>
REF	87%	4%	7%	2%
2030	82%	5%	10%	4%
2040	78%	6%	10%	6%
2050	77%	8%	9%	6%

Die stündlichen Lastprofile der Elektromobilität wurden wie folgt modelliert: Der Ladebedarf der Elektromobilität wird aufgeschlüsselt nach Fahrzeugkategorie (Fahrzeugklasse, Batteriegrösse und Aufnahmeleistung) und Ladetypen (*Home*, *Work*, *POI* und *Fast*; jeweils in zwei unterschiedlichen Leistungsklassen je Ladetyp). Typische Ankunftszeiten an den verschiedenen Ladestationen geben den Startpunkt des Ladevorgangs vor. Die Fahrleistung und die Batteriegrösse definieren die Länge des Ladevorgangs. Die Ladeleistung wiederum ist abhängig von der installierten Ladeleistung an der Ladestation und der Aufnahmeleistung im E-Fahrzeug. Daraus resultieren minutenscharfe Lastprofile der Elektromobilität im Versorgungsgebiet bis 2050, die für diese Studie auf eine Stunde (Mittelwert) aggregiert wurden.

Für leichte Nutzfahrzeuge (LNF), schwere Nutzfahrzeuge (SNF) und Busse wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- LNF sind am einfachsten zu elektrifizieren und ab 2030 konkurrenzfähig zu Benzin/Diesel, daher werden sie weitestgehend elektrifiziert. Die Ladung erfolgt vor allem an privaten Ladestationen am Firmensitz (*Home Charging*) und nur in Ausnahmefällen (~15%) an öffentlich zugänglichen Ladestationen (*Fast Charging*).
- Für SNF der Kategorie 2 (12-26 t mit geringer Tagesfahrleistung <300 km) wurde davon ausgegangen, dass deren Elektrifizierung ab Mitte der 2020er-Jahre konkurrenzfähig zu Diesel ist. Für SNF der Kategorie 3 und 4 (12-26 t mit hoher Tagesfahrleistung >300 km; und >26 t) wurde davon ausgegangen, dass für Tagesfahrleistungen bis 800 km eine Elektrifizierung ab Mitte der 2030er-Jahre konkurrenzfähig zu Diesel- und günstiger als Wasserstoffantriebe sein wird. Ab 2030 werden Wasserstoffantriebe jedoch in Fällen, in denen die Elektrifizierung schwierig ist, vermehrt eingesetzt. Weiter wurde angenommen, dass Wasserstoffantriebe vor allem in den integrierten Szenarien stattfinden, wo ein flächendeckendes Netz für Wasserstoff (*H₂-Backbone*) verfügbar ist und Wasserstoff als globaler Energieträger gehandelt wird. Die Ladung/Betankung erfolgt für kleine und Kurzstrecken-Lastwagen vor allem an privaten Ladestationen im Depot (*Home Charging*) und nur in Ausnahmefällen (~15%) an öffentlich zugänglichen Ladestationen (*Fast Charging*). Für schwere und Langstrecken-Lastwagen (inkl. Sattelschlepper) erfolgt die Ladung hingegen zu 60% an öffentlich zugänglichen Ladestationen (*Fast Charging*) unterwegs.
- Liniengebundene ÖV-Busse werden grösstenteils elektrifiziert, da genügend «einfache» Anwendungsfälle verfügbar sind. Dagegen kommen auf Überlandstrecken (z.B. Postauto) auch (vor allem in den integrierten Szenarien) Wasserstoffbetriebene Busse zum Einsatz. Es wurde jedoch angenommen, dass es aus Kostengründen auch nach 2040 keine reinen H₂-Busflotten, sondern immer einen gewissen (hohen) e-Bus-Anteil gegeben wird. Kleinbusse und Reisebusse laden vor allem an privaten Ladestationen am Firmensitz (*Home/Depot Charging*) und nur in Ausnahmefällen (~15%) an öffentlich zugänglichen Ladestationen (*Fast Charging*). Linienbusse hingegen laden zu 60% mittels *Opportunity Charging* tagsüber an proprietären Ladeinfrastrukturen wie Pantographen mit Gleichstrom-Schnellladung (DC) von 350 kW.

Der Energiebedarf der LNF, SNF und Busse wurde entsprechend der Wirtschaftsentwicklung gemäss mittlerem BIP-Szenario (SECO, 2021) bestimmt. Eine Zusammenstellung des jährlichen Energiebedarfs nach Energieträgern, Fahrzeugtypen und Szenarien ist in Abbildung 40 ersichtlich.

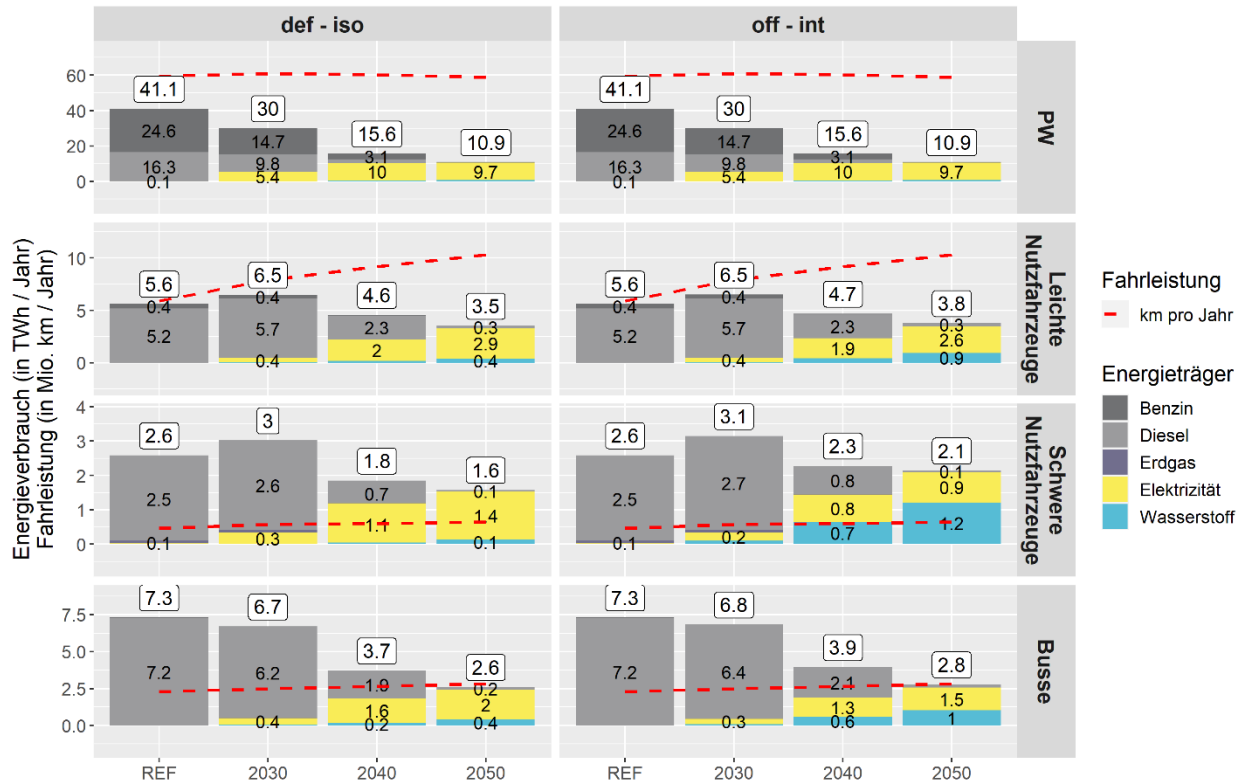


Abbildung 40 Energieverbrauch Mobilität pro Fahrzeugkategorie.

Bei der Entwicklung des Strombedarfs im Schienenverkehr wurde von einem aktuellen Verbrauch von 2.5 TWh pro Jahr ausgegangen (Elektrizitätsstatistik BFE 2020). Bis 2050 wird gemäss SBB ein Strombedarf von rund 3.5 TWh aufgrund des stetigen Ausbaus des Bahnangebots erwartet. Effizienzmassnahmen sind darin schon berücksichtigt. Es wurde ein linearer Anstieg bis 2050 angenommen. Da es keine Abhängigkeiten im Hinblick auf die gewählten Szenarien gibt, wurde die Stromverbrauchszunahme des Schienenverkehrs in allen Szenarien gleichbehandelt. Das stündliche Bedarfsprofil wurde aus Verbrauchsdaten der SBB mittels einer linearen Regression basierend auf der täglichen mittleren populationsgewichteten Aussentemperatur in der Schweiz (in °C) und einer Unterscheidung nach Wochentagen, Samstagen und Sonntagen (inkl. Feiertagen) abgeleitet.

5.2.3 Energiebedarf für Heiz- und Kühlenergie

Die Entwicklung des jährlichen Heiz- und Kühlenergiebedarfs wurde analog zur Bestimmung des Basisstromverbrauchs (siehe Abschnitt 5.2.1, Anhang) aus den EP2050+ übernommen und mit aktuellen Zahlen zur Bevölkerungs- und BIP-Entwicklung angepasst (Abbildung 41).

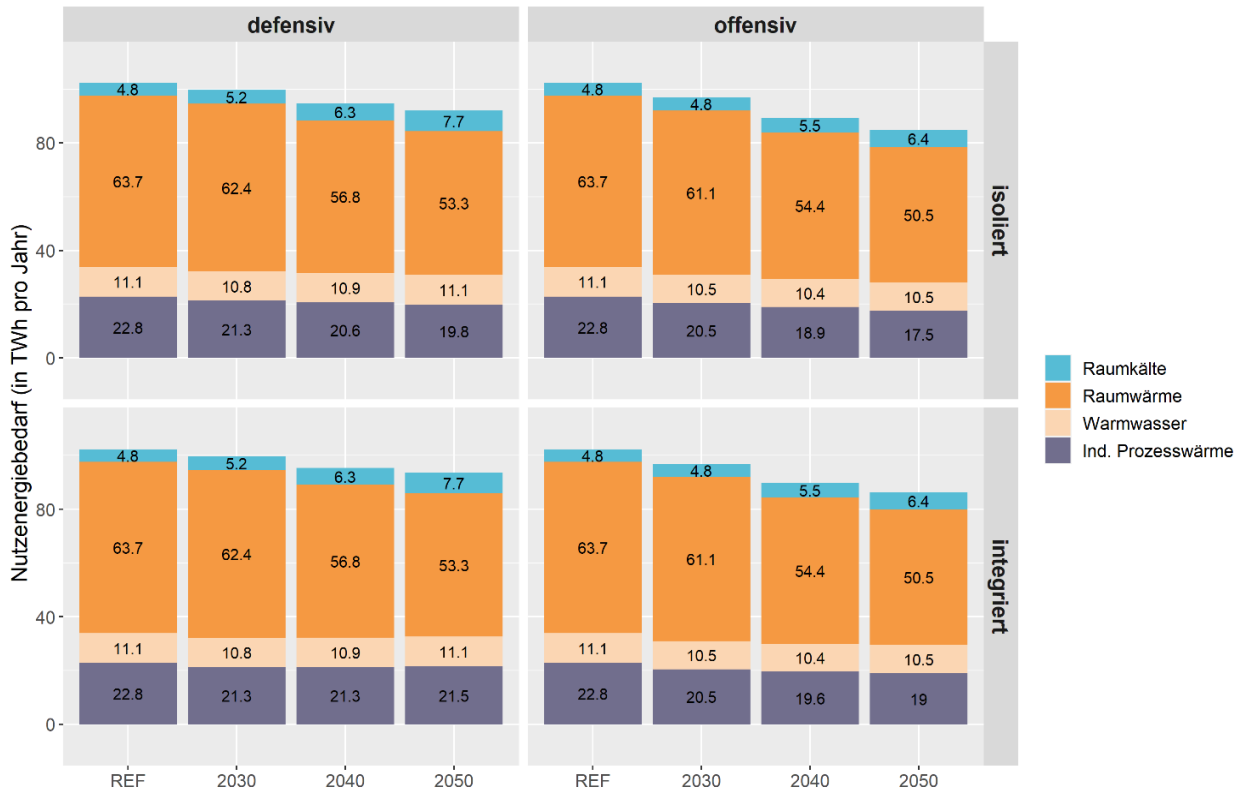


Abbildung 41 Jährlicher Wärme- und Kühlbedarf in den untersuchten Jahren und Szenarien.

Der jährliche Energiebedarf wurde anschliessend mit stündlichen Profilen des entsprechenden Energiebedarfs für Heizung und Kühlung linear skaliert. Für Raumwärme, Warmwasser und Raumkälte in Gebäuden wurden die stündlichen Profile des Gebäudemodells CESAR-P (Wang, Landolt, Mavromatidis, Orehounig, & Carmeliet, 2018) mit MeteoSchweiz Klimadaten für das Jahr 2016 und dem Archetype-Clustering (Eggimann, et al., 2022) auf nationaler Ebene verwendet (Abbildung 42). Das stündliche Raumkälteprofil wurde nur für die notwendige mechanische Kälte berechnet. Die natürliche Kühlung, z.B. mittels Fensterlüftung oder Nachtkühlung, wurde nicht im Raumkältebedarf berücksichtigt.

Das stündliche Profil für industrielle Raumwärme entstammt dem SCCER-JASM-Projekt (SCCER-Joint Activity Scenarios and Modelling (JASM), 2019) und wurde ebenfalls auf den jährlichen Bedarf linear skaliert.

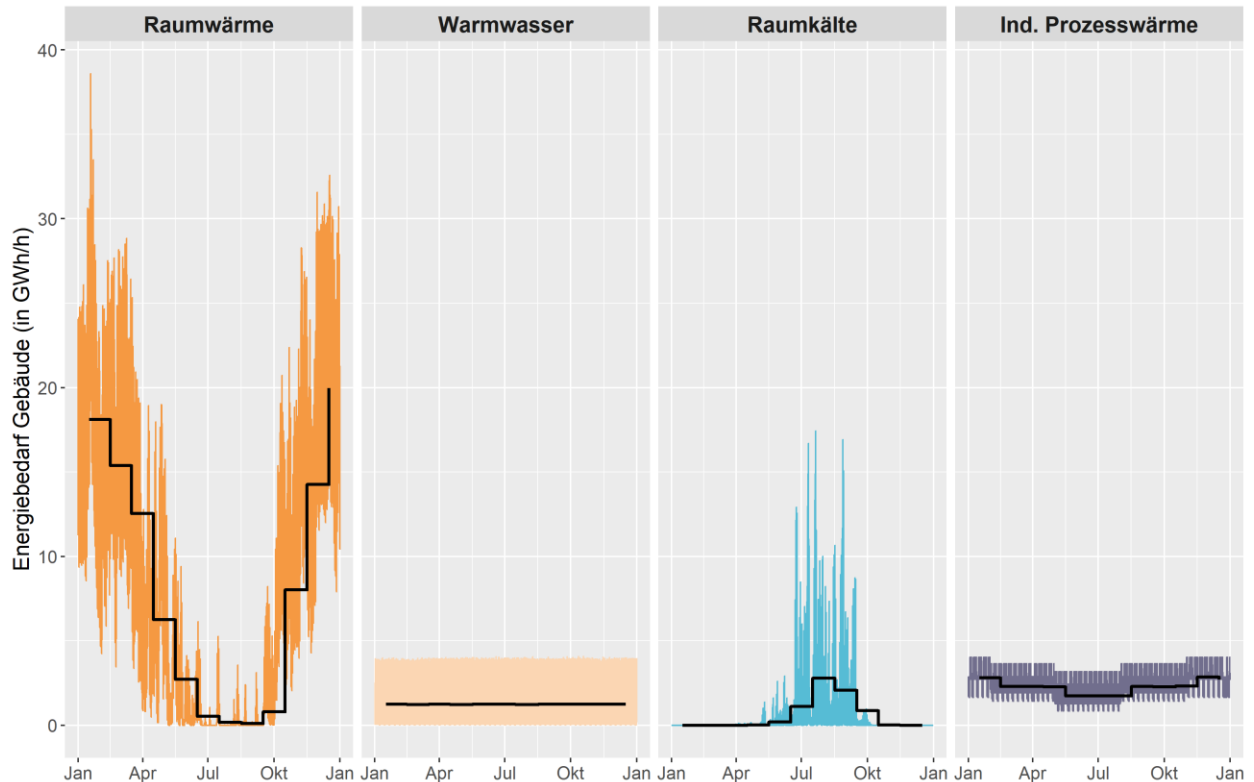


Abbildung 42 Stündlicher und monatlich gemittelter Raumwärme-, Warmwasser- und Raumkältebedarf (Nutzenergie) in Gebäuden.

5.2.4 Sonstiger Bedarf

Bei den Rechenzentren wurden folgende zentrale Annahmen getroffen:

- Bis 2030 werden noch zwei neue Servergenerationen, welche Effizienzgewinne ermöglichen, eingeführt. Anschliessend ist keine weitere deutliche Effizienzverbesserung absehbar (nur hinsichtlich Serverarchitektur, Chips und Verbesserungen in der IT-Science).
- Es findet eine Verschiebung von Daten in die *Cloud* statt. Dadurch entsteht ein Trend zu externem *Hosting/Cloud*, während interne Rechenzentren abgebaut werden. Externe Rechenzentren sind effizienter als interne, was zusätzlich zu Effizienzgewinnen führt.
- Der Bau von Rechenzentren (mit durchwegs hohen Anschlussleistungen) über deren Befüllung bis zum Energiebezug benötigt viel Zeit.
- Die Regulierung wird zurzeit verschärft (aktueller Erlass von EU-Vorschriften für Rechenzentren), was den Zubau neuer Rechenzentren bremst.
- Einflussfaktoren wie Nachhaltigkeit (*green IT*), Sicherheit und Steuern spielen eine erhebliche Rolle für den Zubau.

Rechenzentren und deren Stromverbrauch werden zurzeit intensiv diskutiert, weil aktuell Rechenzentren stark zugebaut werden. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass der Effizienzgewinn mit Wachstum der Rechenzentren Schritt hält. Entsprechend sollte der Stromverbrauch durch neue Rechenzentren nicht überschätzt werden, insbesondere weil mit der Verschiebung von Rechenkapazitäten in die *Cloud* auch dezentrale Kapazitäten abgebaut werden und deren Stromverbrauch eliminiert wird. Zudem können Rechenzentren, die von Schweizer Firmen genutzt werden, auch im Ausland stehen (Bundesamt für Energie, 2021) (Fasan, 2021) (Kemmler, Wünsch, & Burret, 2021). In dieser Studie wurde deshalb – im Wissen einer hohen Prognosegenauigkeit – für die Jahre 2030, 2040 und 2050 ein zusätzlicher jährlicher Strombedarf für Rechenzentren von +1 TWh, +2 TWh bzw. +3 TWh im Basisstrombedarf berücksichtigt. Das Basisstromprofil wurde mit dem konstanten Lastprofil der Rechenzentren ergänzt.

5.3 Grundlagen Energieerzeugung und Import/Export Schweiz

5.3.1 Stromerzeugung

5.3.1.1 Wasserkraft

Die kumulierte Stromproduktion aller Schweizer Laufwasserkraftwerke gemäss WASTA Statistik des BFE ist in Abbildung 43 dargestellt. Das stundenscharfe Profil wurde aus den vom BFE publizierten Tagesproduktionssummen jeden Mittwoch des Jahres 2016 durch Interpolation hergeleitet. In allen Szenarien und Jahren wird dieses fixe Laufwasser-Produktionsprofile mit jährlich 16.6 TWh verwendet.

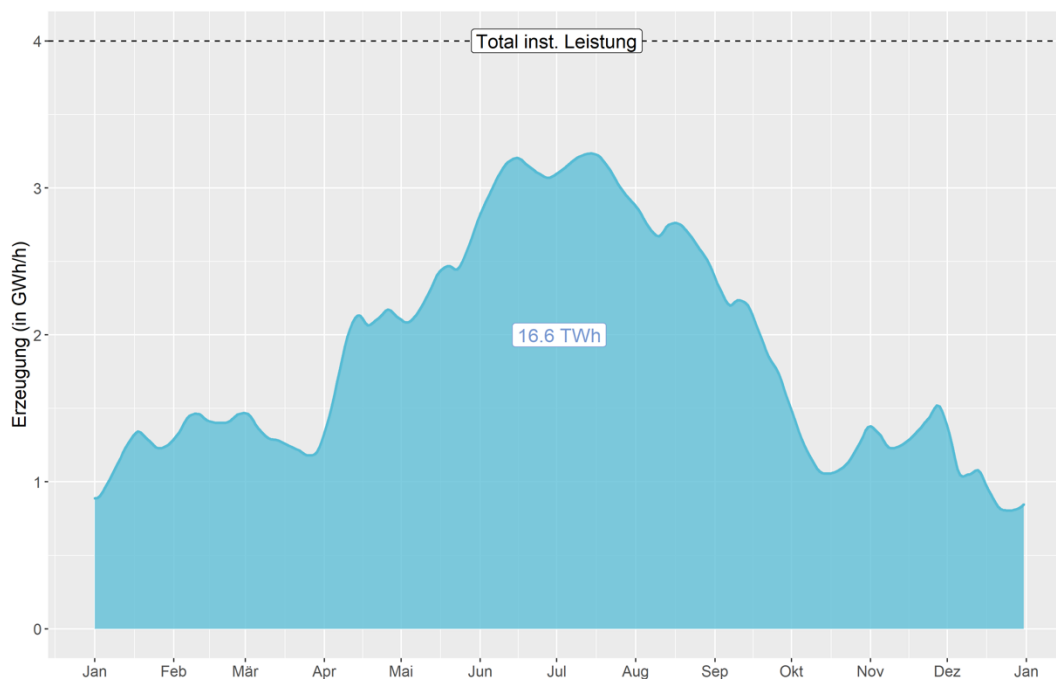


Abbildung 43 Erzeugungsprofil Laufwasser im Referenzjahr.

Für die Modellierung der flexiblen Speicherwasserkraft wurde wie folgt vorgegangen: Die historische Speicherwasserproduktion (brutto) des Jahres 2016 entsprach rund 19.7 TWh (Bundesamt für Energie BFE, 2016). Der entsprechende Verbrauch der Speicherpumpen betrug 2.9 TWh. Dies führte zu einer Netto-Stromproduktion der Schweizer Speicherwasserkraftwerke im Jahr 2016 von 16.8 TWh. Der Füllstand aller Speicherseen am 1. Januar 2016 war 4.2 TWh von Total 8.8 TWh. Die Speicherseen waren somit Anfang Jahr zu 48% gefüllt. Am 31. Dezember 2016 war der Speicherfüllstand 4.6 TWh, was einer Nettozunahme von 0.4 TWh entspricht. Aus diesen Werten wurde der totale Zufluss in die Speicherseen, unter Berücksichtigung eines Wirkungsgrads der Pumpen und Turbinen von je 85%, auf 21.1 TWh bestimmt²². Das stündliche Zuflussprofil wurde basierend auf den historischen Wetterdaten von 2016 gemäss der Methode von Beer und Kyburz (Beer & Kyburz, 2019) linear auf den jährlichen Zufluss von 21.1 TWh skaliert. Von diesem totalen Zufluss wird ein Laufwasseranteil (*must run*) von konstant 25% mit ebenfalls einem Turbinen-Wirkungsgrad 85% abgezogen (Abbildung 7).

Um einen realistischen Einsatz der Speicherwasserkraft zu erzielen, wurde die installierte Leistung und die Speichervolumen aller Schweizer Speicherkraftwerke (Bundesamt für Energie, 2022) in sechs Cluster entsprechend ihrer äquivalenten Volllaststunden verteilt (Abbildung 44). Die entsprechenden installierten Leistungen und daraus resultierenden jährlichen Erzeugungen pro Cluster sind in Tabelle 11 ersichtlich.

Tabelle 11: Eigenschaften der sechs Cluster zur Modellierung der Speicherkraftwerke

Cluster Bezeichnung	Bereich äq. Volllaststunden (h)	Installierte Leistung (GW)	Jahresproduktion (GWh)
1	0 – 1'000	0.931	302
2	1'000 – 2'000	2.897	5061
3	2'000 – 3'000	2.368	6036
4	3'000 – 4'000	0.999	3548
5	4'000 – 5'000	0.142	651
6	5'000 – 6'000	0.044	261
Total		7.380	15'858

²² Berechnungen: Füllstand (Angangsfüllstand - Endfüllstand) - Pumpenverbrauch * 85% + netto-Produktion / 85%; Laufwasseranteil, 25% * 21.1 TWh = 5.3 TWh.

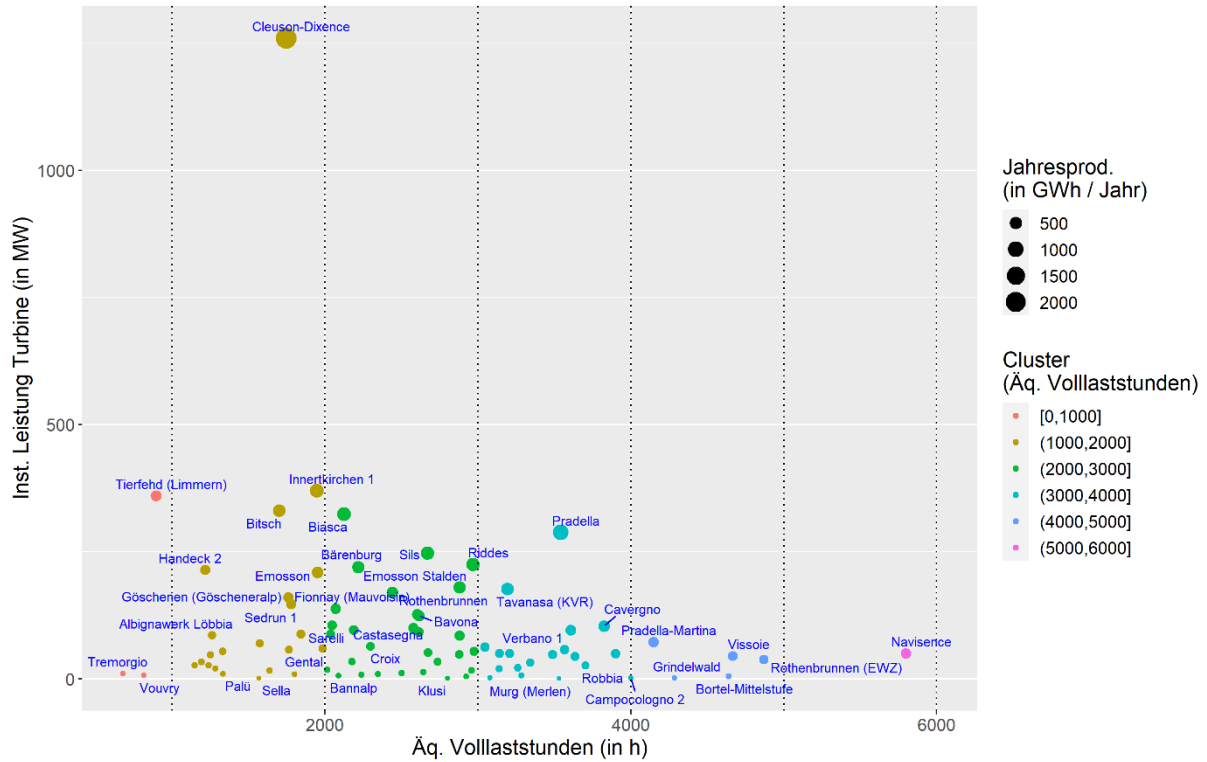


Abbildung 44: Clustering aller Schweizer Pumpspeicher gemäss installierter Leistung (in MW) und äquivalenten Volllaststunden (Jahresproduktion pro installierte Leistung).

In Abbildung 45 und Abbildung 46 ist der jährliche Verlauf des Füllstands der Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke für alle Jahre und Szenarien dargestellt. Die Speicherkraftwerke in Abbildung 45 wurden für die sechs Cluster (siehe oben) separat modelliert. Ebenfalls ist in den offensiven Szenarien der Füllstand der zusätzlichen neuen Speicher und Pumpspeicher gemäss der gemeinsamen Erklärung des runden Tisches Wasserkraft (Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie & Kommunikation UVEK, 2021) ersichtlic.

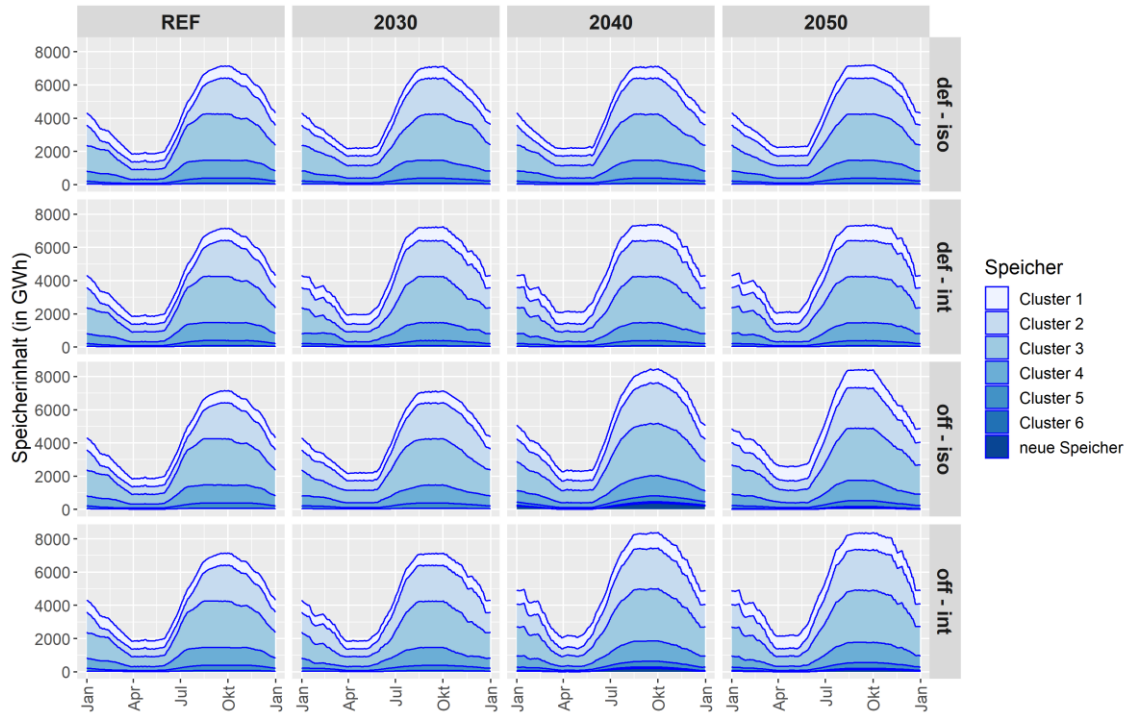


Abbildung 45 Füllstand der Speicherseen über das Jahr in allen 4 Szenarien.

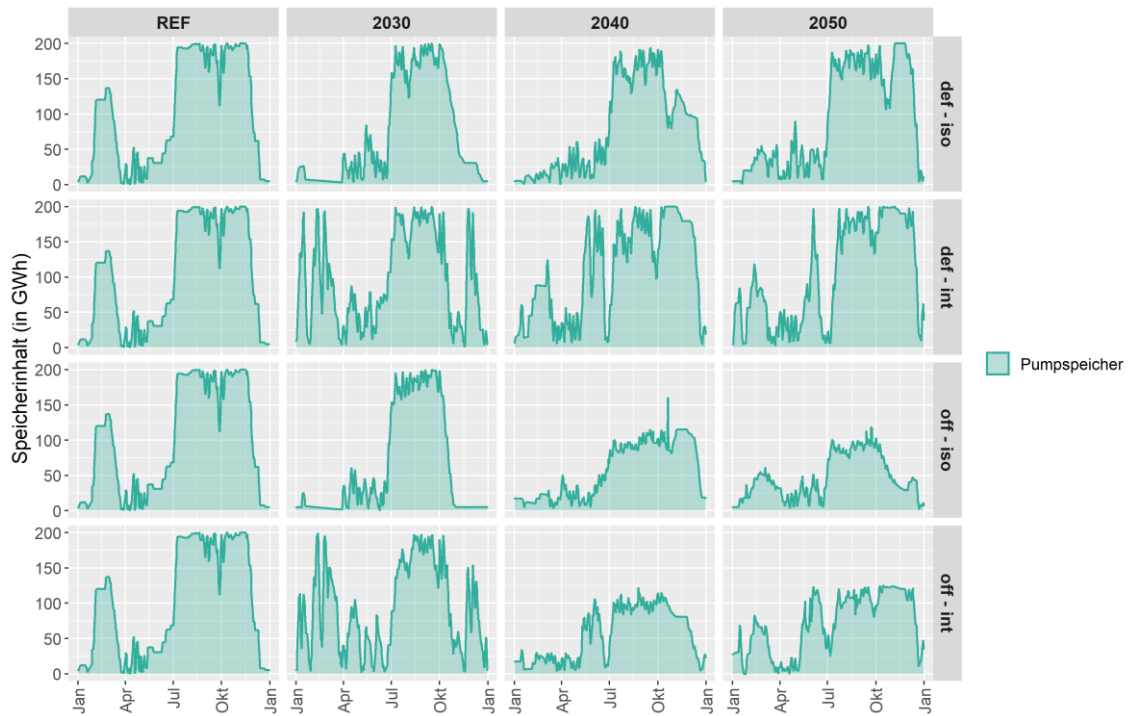


Abbildung 46 Füllstand der Pumpspeicher über das Jahr in allen 4 Szenarien.

Die gemeinsame Erklärung des runden Tisches Wasserkraft beschreibt die Ergebnisse einer Diskussion, die durch das UVEK mit dem Ziel organisiert wurde, einen Kompromiss zwischen dem Ausbau der Wasserkraft im Interesse der Stromversorgung einerseits und den Interessen des Natur- und Landschaftsschutzes andererseits zu erzielen. Anwesend waren am 21. Juni 2021 Vertreter von Bund, Kantonen, Umweltorganisationen, Branchenorganisationen und Elektrizitätsunternehmen. Als Resultat wurden 15 konkrete Projekte der Speicherwasserkraft identifiziert, deren Ausbau als kleinster gemeinsamer Nenner für alle Beteiligten akzeptabel wäre. Der Ausbau würde rund 2 TWh zusätzliches Speichervolumen und damit 2 TWh flexible abrufbare Winterenergie erzeugen. Die Mehrzahl der Projekte sieht eine Erweiterung der bestehenden Kraftwerke oder Kraftwerkskomplexe vor (Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie & Kommunikation UVEK, 2021).

5.3.1.2 Kernenergie

Das stündliche Produktionsprofil (netto-Erzeugung, d.h. ohne Stromproduktion für Eigenbedarf) der Schweizer Kernkraftwerke sind exogen vorgegeben. Als Grundlage dienen die historischen stündlichen Produktionsprofile der *Transparency Plattform* der ENTSO-E (ENTSO-E, 2022). Um repräsentative Profile zu erhalten, muss ein regulärer Betrieb berücksichtigt werden, in welchem keine ausserordentlichen Stillstände stattgefunden haben. Aus diesem Grund werden Profile aus unterschiedlichen Jahren der einzelnen Kernkraftwerke Beznau 1, Beznau 2, Gösgen und Leibstadt verwendet. Das Kernkraftwerk Mühleberg (Stilllegung Ende 2019) wurde nicht berücksichtigt. Folgende, repräsentative Jahre wurden verwendet: 2018 für Gösgen, 2019 für Beznau 1 und 2 sowie 2020 für Leibstadt. Abbildung 47 zeigt die aggregierten stündlichen Produktionsprofile für die einzelnen Jahre der noch im Betrieb stehenden Kernkraftwerke.

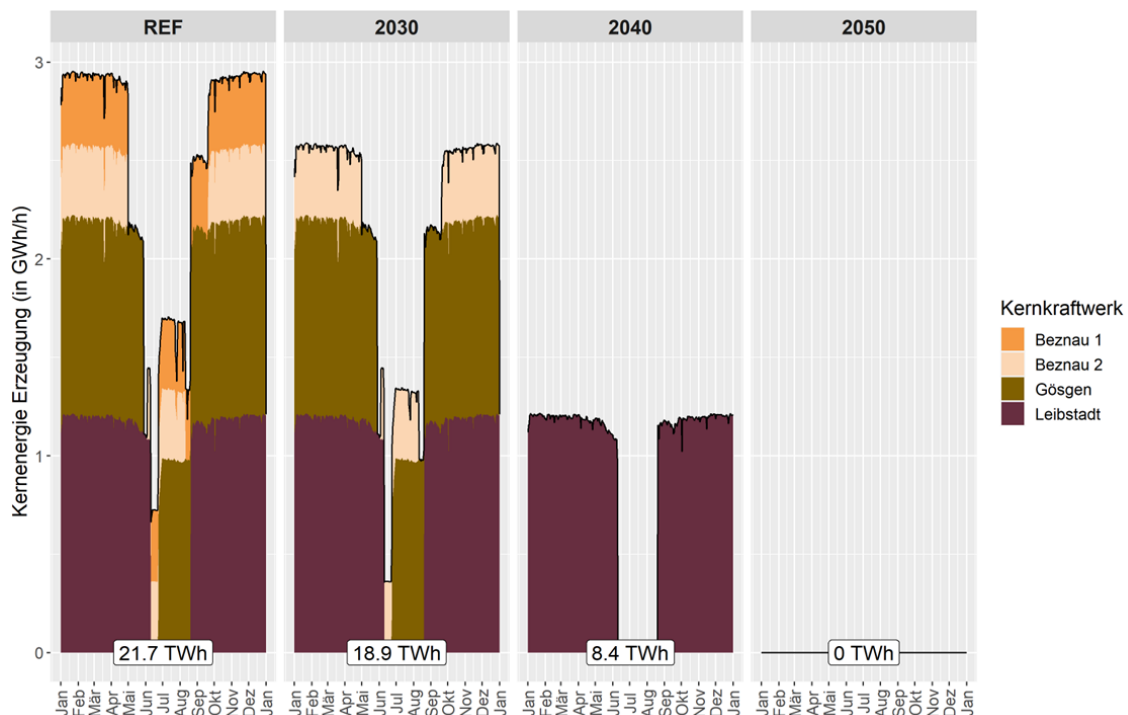


Abbildung 47 Produktionsprofile des schweizerischen Kernkraftwerk-Parks für die vier Stützjahre.

5.3.1.3 Windenergie und Photovoltaik (Dach/alpin)

Zur Modellierung der Windenergie wird die installierte Windenergieleistung aus dem Jahr 2018 mit 75 MW (Bundesamt für Energie BFE, 2019) zu Grunde gelegt. Für die zukünftigen Jahre wird mittels stündlicher Profile der Wind-Kapazitätsfaktor basierend auf dem historischen Jahr 2016 von der *Pan European Climate Database* (De Felice, 2020) bestimmt. Die entsprechenden Profile sind in Abbildung 48 dargestellt, inklusive der äquivalenten Volllaststunden für die Jahre REF und 2030 (1648 Volllaststunden) bzw. die Jahre 2040 und 2050 (1830 Volllaststunden). Die höhere Anzahl Volllaststunden 2040 und 2050 resultiert aus zukünftig höheren und effizienteren Windkraftanlagen.

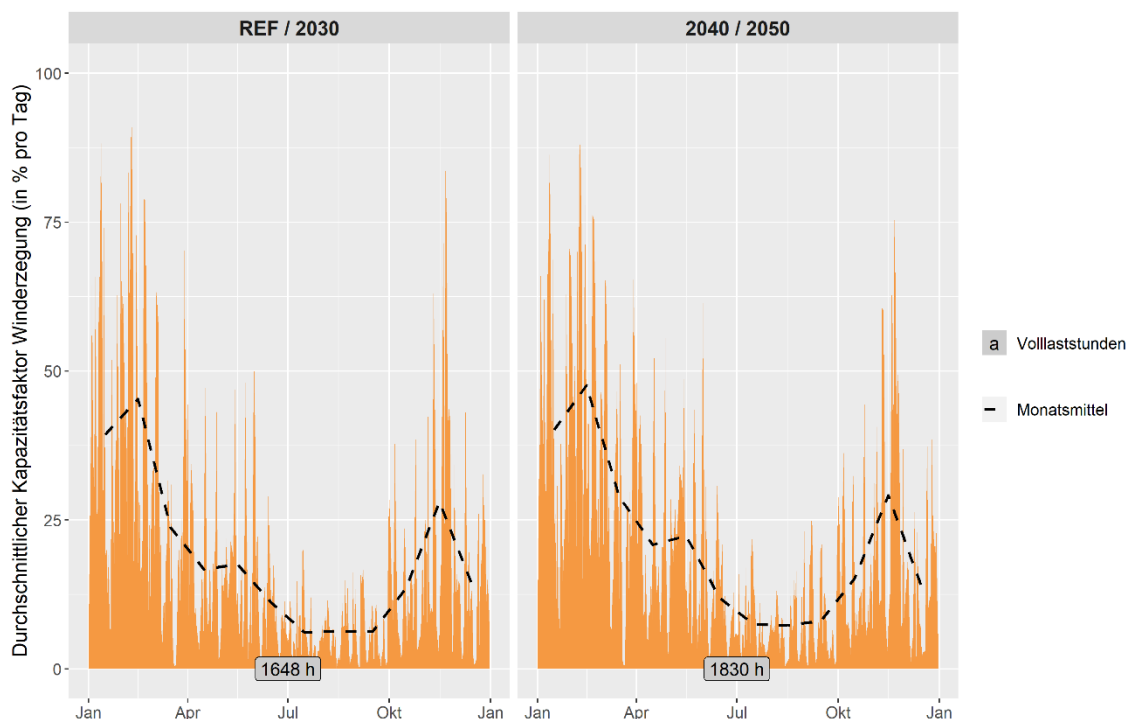


Abbildung 48 Verwendete Windprofile im Referenzjahr, 2030, 2040 und 2050. Die höheren Volllaststunden werden aufgrund grösserer Windräder und verbesserter Technologie erwartet.

Für Freiflächen-Photovoltaik im alpinen Raum werden die Daten des SUNWELL Modells (Dujardin, et al., 2022) verwendet und schweizweite, stündliche PV-Produktionsprofile abgeleitet. Die Berechnung basiert auf diesen Satellitendaten und hat eine räumliche Auflösung von 1.6 km x 2.3 km. Es wird eine konservative Systemeffizienz von 15% festgelegt. Die Ausrichtung ist auf eine maximale Winterproduktion optimiert. Die Panels sind monofazial. Zur Herleitung des stündlichen Erzeugungsprofils wird von Freiflächenanlagen von jeweils 100 m x 100 m ausgegangen und alle Standorte mit einer Erzeugung von mehr als 17.5 GWh/a als geeignet betrachtet (Abbildung 49). Das aggregierte stündliche Produktionsprofil für PV alpin ist in Abbildung 50 ersichtlich. Das maximal mögliche Produktionspotential für PV Alpin Anlagen beträgt 6.5 TWh/a

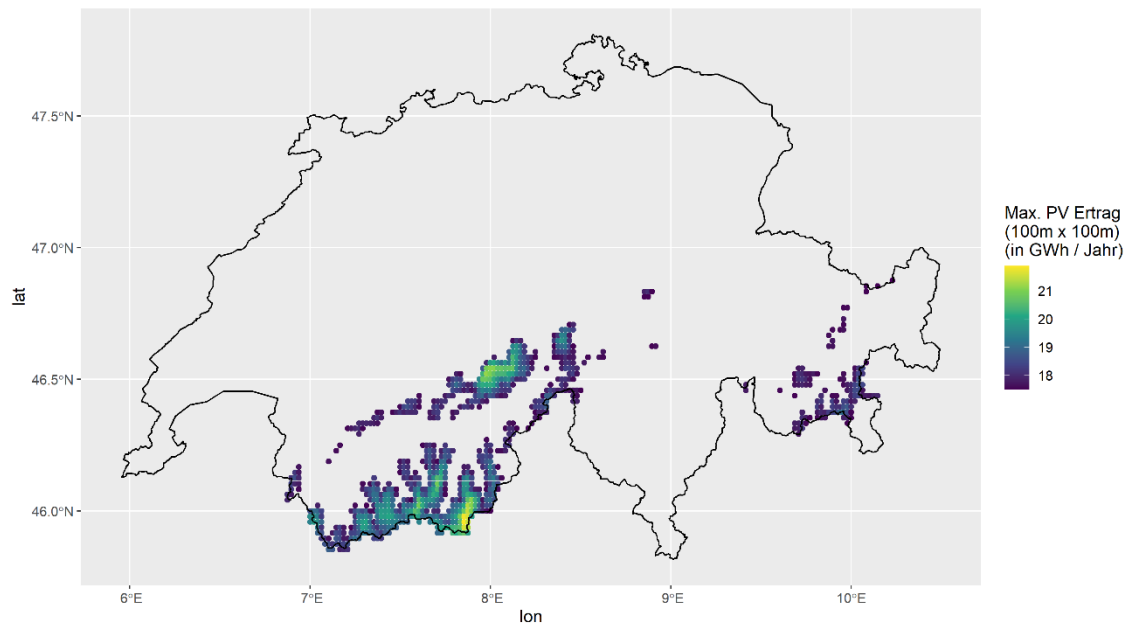


Abbildung 49 Standorte für alpine Photovoltaik.

Die Photovoltaik (PV) auf Dachflächen wird wie folgt modelliert: Die installierte Dach-PV Leistung im REF wird aus dem Jahr 2018 mit 2.2 GWp (Bundesamt für Energie BFE, 2019) übernommen. Die stündlichen Einstrahlungsprofile pro Dachneigung (in 10° Schritten) und Dachausrichtung «horizontal» (Neigung < 10°), «Süd», «Südost», «Südwest», «West», «Ost», «Nordost» und «Nordwest» wurden anhand der Daten von «Sonnendach.ch» (Bundesamt für Energie BFE, Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz, Bundesamt für Landestopografie swisstopo, kein Datum) und der Methode von Walch et al. (Walch, Castello, Mohajeri, & Scartezzini, 2020) sowie (Walch, Rüdüsli, Castello, & Scartezzini, 2021) bestimmt. Die entsprechenden Profile finden sich in Abbildung 50, inklusive der äquivalenten Volllaststunden pro Ausrichtung. Insgesamt resultiert ein PV Dach Potential von 43 TWh/a, welches rund 215 Mio. m² Dachfläche entspricht, bzw. rund 85% der geeigneten Dachflächen belegt.

In Abbildung 50 werden die eingesetzten Produktionsprofile der Photovoltaik verglichen. Während die Dach-PV stark sommerlastige Profile mit rund 1000 Volllaststunden zeigen, sind die alpinen Freiflächenanlagen über das Jahr ausgeglichener und liefern insgesamt eine bessere Auslastung (>1300 h). Die geeigneten Standorte für alpine Freiflächenanlagen befinden sich aufgrund der erwarteten Sonnenstunden hauptsächlich im Wallis und zu geringerem Ausmass im Kanton Graubünden (Abbildung 49).

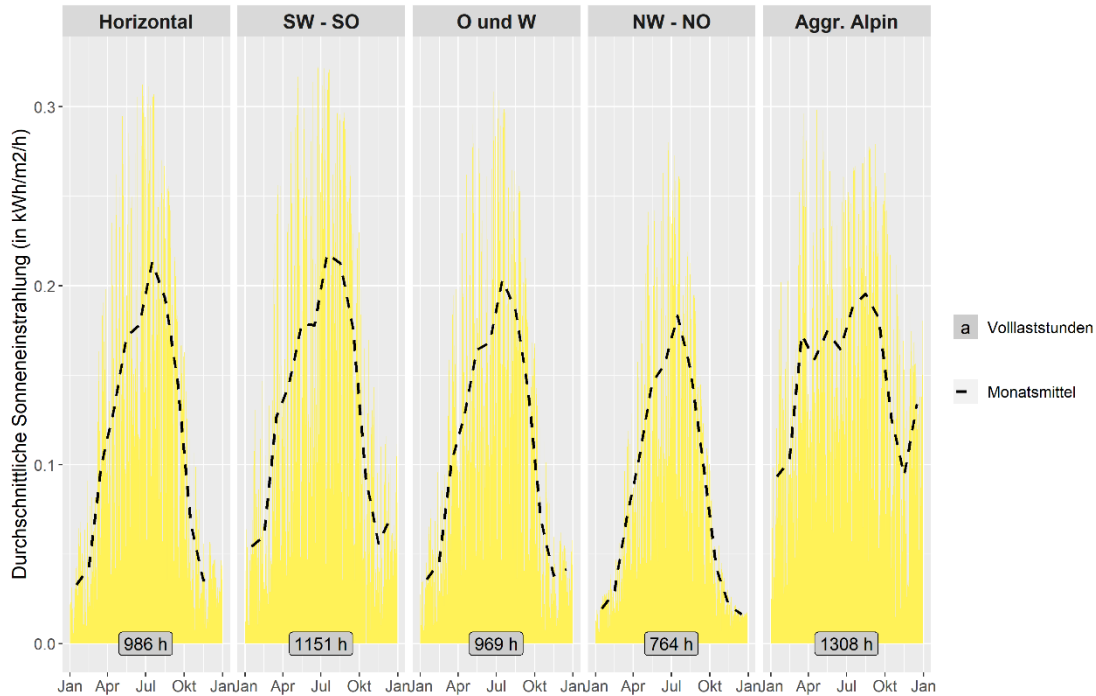


Abbildung 50 Produktionsprofile der verschiedenen Ausrichtungen der Dach-PV und der alpinen Freiflächen-PV.

Zusammen mit der alpinen Photovoltaik ist die Windkraft in der Lage, vermehrt Winterstrom zu produzieren. Dies ist in beiden offensiven Szenarien möglich und wird auch eingesetzt, jedoch nicht vollständig ausgeschöpft. Im Szenario «offensiv-isoliert» erfolgt der Ausbau schneller, jedoch wird ein Teil der alpinen Freiflächenanlagen nach 2050 nicht mehr erneuert. Die Windkraft wird in beiden offensiven Szenarien auf bis zu knapp 3 TWh ausgebaut (Abbildung 51).

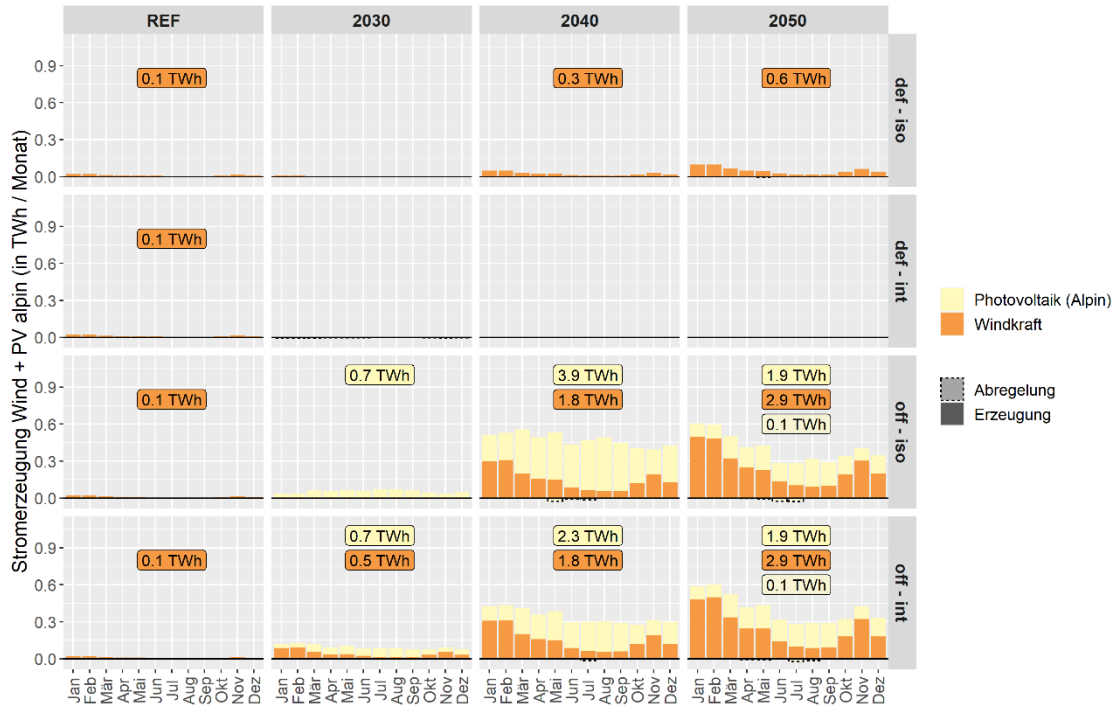


Abbildung 51 Erzeugung aus Wind und alpiner Photovoltaik in allen Szenarien und Stützjahren.

Abbildung 52 zeigt die monatliche PV-Produktion (inkl. Abregelung) in allen Stückjahren und Szenarien. Unter Abregelung versteht man die Produktion, welche nicht zeitgleich verbraucht, eingespeichert oder exportiert werden kann. Die jährliche PV-Produktion (abzüglich Abregelung) steigt von 2 TWh im REF auf zwischen 16.1 TWh (in den beiden offensiven Szenarien) und 27.7 TWh im defensiv-isolierten Szenario bis 2050. Die grösste Abregelung (im Sommer 2050) ergibt sich mit 2.8 TWh im defensiv-isolierten Szenario.

Bei den anderen Szenarien ist die Abregelung 2050 mit 0.1 TWh («off-iso») bis 1.3 TWh («off-int») entsprechend geringer. Im Jahr 2040 findet die Abregelung nur in den defensiven Szenarien statt.

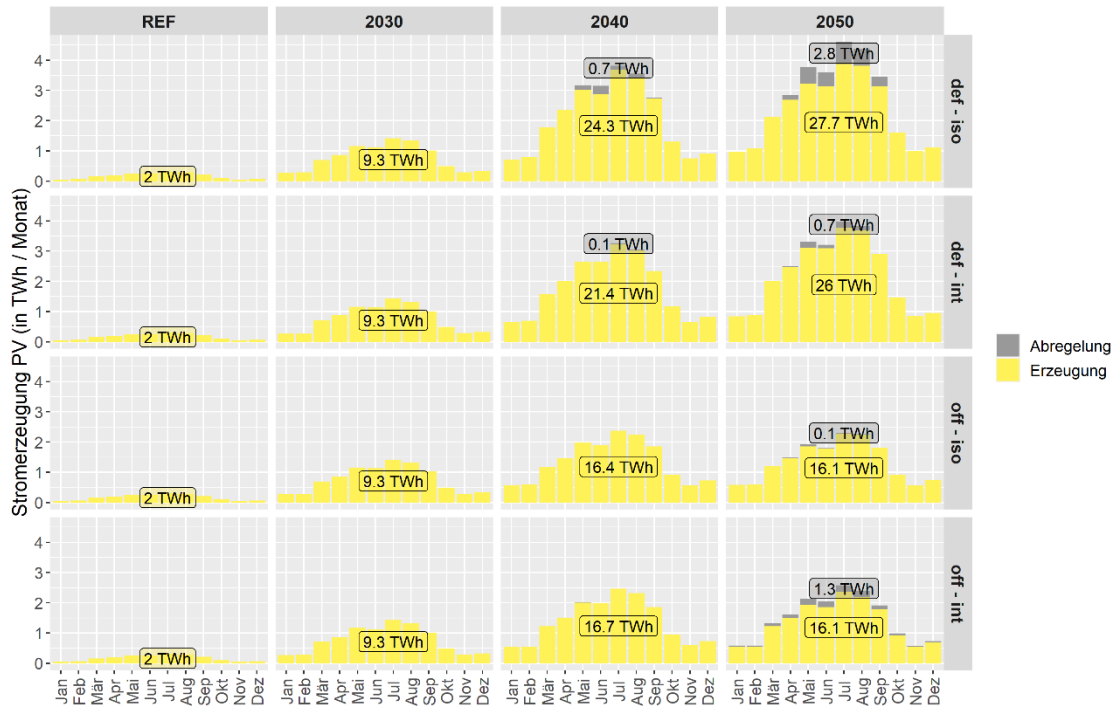


Abbildung 52 Erzeugung und Abregelung der Photovoltaik in allen Szenarien und Stützjahren.

5.3.2 Gaskraftwerke

Gaskraftwerke werden unterschieden in Gas-Kombi- (GuD) und Gasturbinen-Kraftwerke. Gas-Kombi-Kraftwerke haben neben einer Gasturbine auch eine Dampfturbine zur Stromerzeugung. Dadurch sind GuD in der Anschaffung (Investition) und im Betrieb und Unterhalt etwas teurer als reine Gasturbinen-Kraftwerke. Dafür haben sie einen deutlich höheren Strom-Wirkungsgrad (Tabelle 12). Beide Typen können entweder Methan (CH₄) oder Wasserstoff (H₂) als Brennstoff nutzen. Die Nutzung von importiertem H₂ in grossen Mengen ist ab 2040 möglich, während Methanbetriebene Gaskraftwerke in allen Stützjahren verfügbar ist. Die maximal verfügbare Leistung im Modell ist in den Jahren 2030 und 2040 je 1 GW und im Jahr 2050 je 2 GW für Gasturbinen- oder GuD-Kraftwerke.

5.3.3 Wärme-/Kälte-Technologien

Für die Bereitstellung von Wärme wurden Öl-, Gas-, Holz- und Elektroheizungen sowie die Fernwärme und Wärmepumpen modelliert. Für industrielle Prozesswärme standen zudem noch H₂-Brenner und Abfall als Brennstoff in Zementwerken zur Verfügung. Weiter wurde bei der industriellen Prozesswärme zwischen verschiedenen Temperaturniveaus und dafür verfügbaren Technologien unterschieden (Tabelle 12).

Tabelle 12 Prozentuale Aufteilung des industriellen Prozesswärmebedarfs nach Temperaturniveaus und verfügbaren Technologien.

Temperaturniveau	Verfügbare Technologien	Anteil REF	Anteil 2030	Anteil 2040	Anteil 2050
< 200 °C	Wärmepumpen, Fernwärme	27%	26%	24%	23%
200 – 400 °C	Fernwärme, Holz	7%	6%	6%	6%
> 400 °C	Strom, H ₂ , Abfall, Gas, Öl, Holz	66%	68%	69%	71%

Das Fernwärmepotenzial wurde gemäss einer Studie der HSLU (Sommer, 2022) abgeschätzt. Diese besagt, dass die Zunahme der Wärmebereitstellung durch thermische Netze im Jahr 2050 hauptsächlich durch eine Vielzahl erneuerbarer Wärmequellen wie Erdwärme, Solarthermie, Seen, Flüsse, Wasserstoff, Biomethan, Industrieabfälle und in Kombination mit Wärmepumpen erfolgen wird. Die Wärmeabgabe der Wärmenetze wird insgesamt um den Faktor 3 zunehmen. Tabelle 13 zeigt das resultierende maximale Fernwärmepotenzial für Raumwärme, Warmwasser und industrielle Prozesswärme.

Tabelle 13: Maximales Fernwärmepotenzial für Raumwärme, Warmwasser und industrielle Prozesswärme

Fernwärmepotenzial (in TWh/a)	REF	2030	2040	2050
Raumwärme	3	6.7	10.3	14
Warmwasser	0.6	1.4	2.2	3
Industrielle Prozesswärme	1.4	2.3	3.1	4

Für die Deckung des Bedarfs für Raumkälte (Klimatisierung) stehen ausschliesslich elektrische Aggregate (Kältemaschinen, reversible Wärmepumpen) zur Verfügung.

5.3.4 Übersicht aller Umwandlungstechnologien

Eine Zusammenstellung der wichtigsten physikalischen und ökonomischen Kenngrössen aller Umwandlungstechnologien für das Szenario «offensiv-integriert» im Jahr 2050 ist in Tabelle 14 aufgelistet.

Tabelle 14 Wichtigste Parameter der verwendeten Erzeugungstechnologien für 2050. Abkürzungen: EC = Energieträger, η = Umwandlungswirkungsgrad (in %), inst_Kap = installierte Kapazität (in GW), CAPEX = Overnight-Investition (in CHF/kW), FOM = fixe Betriebs- und Unterhaltskosten (in CHF/kW/Jahr), VOM = variable Betriebs- und Unterhaltskosten (in CHF/kWh).

Technologie	EC ein 1	η	EC aus 1	EC aus 2	Min. inst_Kap	Max. inst_Kap	Min. Jahresprod	Max. Jahresprod	CAPEX	FOM	VOM	Laufzeit
	(-)	%	(-)	(-)	GW	GW	GW/Jahr	GW/Jahr	CHF/kW	CHF/kW/Jahr	CHF/kWh	CHF/kWh
Brennstoffzelle Fernwärme	Wasserstoff	65%	Strom	Fernwärme	0.000	unendlich	0	1500	3000	45	0	16
Brennstoffzelle Heim	Wasserstoff	50%	Strom	Raumwärme	0.000	unendlich	0	1000	4000	200	0	16
Elektroheizung Prozesswärme	Strom	85%	Prozesswärme		0.072	unendlich	0	11201	275	1.4	5.00E-04	30
Elektroheizung Raumwärme	Strom	100%	Raumwärme		0.000	unendlich	100	100	65	1	9.00E-04	25

Technologie	EC ein 1	η	EC aus 1	EC aus 2	Min. inst_Kap	Max. inst_Kap	Min. Jahresprod	Max. Jahresprod	CAPEX	FOM	VOM	Laufzeit
Elektroheizung Warmwasser	Strom	100%	Warmwasser		0.000	unendlich	70	70	65	1	9.00E-04	25
Elektrolyse	Strom	70%	Wasserstoff		0.000	unendlich	0	1500	900	27	0	25
Fernwärme Prozesswärme	Fernwärme	100%	Prozesswärme		0.000	unendlich	176	4674	90	0.9	0	40
Fernwärme Raumwärme	Fernwärme	100%	Raumwärme		0.000	unendlich	378	14000	90	0.9	0	40
Fernwärme Warmwasser	Fernwärme	100%	Warmwasser		0.000	unendlich	73	3000	90	0.9	0	40
Gas-Brenner Prozesswärme	Gas	85%	Prozesswärme		1.900	unendlich	0	11201	199	1.9	0.001	25
Gas-Brenner Raumwärme	Gas	96%	Raumwärme		15.330	32.145	0	unendlich	231	15.2	0.0041	20
Gas-Brenner Warmwasser	Gas	96%	Warmwasser		1.159	2.886	0	unendlich	231	15.2	0.0042	25
Gas-Kombi CCGT	Gas	61%	Strom		0.000	2.000	0	17520	890	21	0.0041	23
Gas-Kombi H2 CCGT	Wasserstoff	61%	Strom		0.000	2.000	0	17520	950	43	0.0017	23
Gas BHKW	Gas	30%	Strom	Fernwärme	0.062	1.174	0	4000	1000	12	0.0044	15
Gasturbine H2 OCGT	Wasserstoff	39%	Strom		0.000	2.000	0	17520	1050	24	0.004	23
Gasturbine OCGT	Gas	37%	Strom		0.000	2.000	0	17520	736	21	0.0016	23
Geothermie BHKW	Erdwärme	20%	Strom	Fernwärme	0.000	0.287	0	2000	8000	222	0.0055	30
H2-Brenner Prozesswärme	Wasserstoff	90%	Prozesswärme		0.000	unendlich	0	1806	765	1.9	0.001	25
Holz-Brenner Prozesswärme	Holz	85%	Prozesswärme		0.459	unendlich	0	17611	450	8	0.00278	25
Holz-Brenner Raumwärme	Holz	80%	Raumwärme		3.194	unendlich	0	17611	480	38	0	25
Holz-Brenner Warmwasser	Holz	80%	Warmwasser		0.179	unendlich	0	11500	480	38	0	25
Holz BHKW	Holz	20%	Strom	Fernwärme	0.014	unendlich	0	4000	1400	135	0.0045	15
Kernenergie (SMR)	U235	35%	Strom	Fernwärme	0.000	2.100	0	15750	8000	120	0.009	40
KVA	Abfall	20%	Strom		0.422	0.422	Prod.--Profil	Prod.--Profil	4600	96.6	0	40
Laufwasser	Wasser	100%	Strom		4.000	4.000	Prod.--Profil	Prod.--Profil	5100	18.2	0.006	80
Pumpe Pumpspeicher	Strom	85%	Wasser		2.700	3.700	2768	16206	1890	9.68	0.0066	80
Pumpe Pumpspeicher neu	Strom	85%	Wasser		0.000	1.800	0	7884	1890	9.68	0.0066	80
PV alpin	Strom	100%	Strom		1.500	5.000	0	6500	1800	36	0	25
PV Dach	Sonne	20%	Strom		0.375	43.000	356	40850	134	2.1	0	20
Turbine Pumpspeicher	Wasser	85%	Strom		3.200	4.200	2000	11709	3640	9.68	0.0066	80
Turbine Pumpspeicher neu	Wasser	85%	Strom		0.000	1.800	0	5696	3640	9.68	0.0066	80
Turbine Speicher Cluster 1	Wasser	85%	Strom		0.931	0.931	Zufluss-Profil	Zufluss-Profil	3640	9.68	0.0066	80
Turbine Speicher Cluster 2	Wasser	85%	Strom		2.897	2.897	Zufluss-Profil	Zufluss-Profil	3640	9.68	0.0066	80
Turbine Speicher Cluster 3	Wasser	85%	Strom		2.368	2.368	Zufluss-Profil	Zufluss-Profil	3640	9.68	0.0066	80
Turbine Speicher Cluster 4	Wasser	85%	Strom		0.999	0.999	Zufluss-Profil	Zufluss-Profil	3640	9.68	0.0066	80
Turbine Speicher Cluster 5	Wasser	85%	Strom		0.142	0.142	Zufluss-Profil	Zufluss-Profil	3640	9.68	0.0066	80
Turbine Speicher Cluster 6	Wasser	85%	Strom		0.044	0.044	Zufluss-Profil	Zufluss-Profil	3640	9.68	0.0066	80
Wärmepumpe Kühlung	Strom	400%	Raumkälte		5.995	unendlich	0	unendlich	962	4	0	20
Wärmepumpe Prozesswärme	Strom	350%	Prozesswärme		0.000	unendlich	0	3659	900	0.8	0.0032	20
Wärmepumpe Raumwärme	Strom	400%	Raumwärme		0.000	unendlich	0	50000	650	2	0.0017	20
Wärmepumpe Warmwasser	Strom	400%	Warmwasser		0.000	unendlich	0	5000	650	2	0.0017	20
Wind	Strom	100%	Strom		1.600	3.000	2880	2880	1800	72	0	25
Zementwerk	Abfall	85%	Prozesswärme		0.213	unendlich	234	2203	650	13	0.001	25

5.3.5 Netze

5.3.5.1 Stromnetz

Das Stromnetz wird in einen Hochspannungsteil (Netzebenen NE 1-3) und einen Mittel-/Niederspannungsteil (Netzebenen NE 4-7) unterteilt. Zudem wird der Eigenverbrauch (*behind-the-meter*) separate für «Gebäude» und «Rest» (z.B. Industrie) modelliert (Abschnitt 5.2.1). An der NE 1-3 sind die folgende Stromerzeugungs- und -speichertechnologien angeschlossen: Wasserkraftwerke, Windturbinen, Kernenergie, Gaskraftwerke, KVA, PV alpin und Pumpspeicher. Ebenfalls findet der Stromaustausch mit den Nachbarländern (Import/Export) über die NE 1-3 statt. An der NE 4-7 sind BHKW (Methan, Holz, H₂, Geothermie) sowie Quartierspeicher (Grossbatterien) angeschlossen. *Behind-the-meter* speisen die Dach-PV-Anlagen ein und Strom kann in Heimbatterien zur Steigerung des Eigenverbrauchs gespeichert werden.

Zwischen den modellierten Netzebenen bzw. dem Eigenverbrauch, der sinnbildlich an der NE 7 angehängt ist, kann Strom über Unterwerke/Trafo bzw. den Hausanschluss ausgetauscht werden. Der Austausch zwischen den Netzebene verursacht Kosten (Netzgebühren) von 4 Rp/kWh zwischen NE 1-3 und NE 4-7 sowie 8 Rp/kWh zwischen NE4-7 und «Gebäude» bzw. «Rest». Innerhalb und zwischen den Netzebenen gibt es keine Limitierungen der Kapazität (Annahme: Kupferplatte). Eine detaillierte Analyse solcher Engpässe in den verschiedenen Netzen erfolgt in der separaten Verteilnetzstudie des VSE.

5.3.5.2 Grenzüberschreitende Stromflüsse

Die verfügbaren Grenzübertragungskapazitäten (NTC) für Strom (in MW) zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern sind in Tabelle 15 dargestellt, aufgeteilt nach Ländern und Richtung (Import/Export) sowie nach den Ausprägungen «integriert» und «isoliert». Für isolierte Szenarien ist die Bandbreite der stündliche variablen NTC aufgeführt. Für integrierte Szenarien ist die NTC über das gesamte Jahr konstant.

Tabelle 15 Details zu NTC zwischen der Schweiz und Nachbarländern. Die Werte für die isolierten Szenarien sind stündlich variabel. Es sind die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte angegeben.

In MW	integriert		isoliert
	REF	2030 / 2040 / 2050	2030 / 2040 / 2050
Import aus DE	800 - 2000	2700	1203 - 1481
Export nach DE	1600 - 4000	4600	767 - 976
Import aus FR	2300 - 3500	3700	647 - 847
Export nach FR	700 - 1400	1300	698 - 892
Import aus AT	300 - 1200	1200	155 - 303
Export nach AT	450 - 1200	1200	809 - 915
Import aus ITN	1440 - 1900	1700	78 - 307
Export nach ITN	350 - 4500	3750	1 - 10

5.3.5.3 Gasnetze

Für die vereinfachte Modellierung des Gasnetzes werden die Hochdrucktransport- und die lokalen Mittel-/Niederdruckverteilnetze in einem aggregierten Gasnetz – analog einer Kupferplatte im Stromnetz – zusammengefasst. Das heisst, es werden weder Druck- noch sonstige Verluste modelliert. Die Kosten für den Transport des Gases sind in den Importpreisen bzw. Technologiekosten eingerechnet.

In den Jahren 2030 und 2040 ist eine zwingende Wasserstoff-Beimischung ins Erdgasnetz von 190 bzw. 2'070 GWh vorgegeben. Ein Import von Wasserstoff bis ca. 2045 wird durch Beimischung in Pipelines transportierten Erdgases erwartet. Nach 2045 wird die Schweiz an das europäische H₂-*Backbone*-Netz angeschlossen und das Erdgashochdruck- sowie Erdgasmitteldrucknetz als Wasserstoffnetz betrieben.

5.3.5.4 Entwicklung der Wasserstoffnetze

Ein europäischer Wasserstoffmarkt ist für die analysierten Szenarien von grosser Bedeutung. Zurzeit befindet sich diese Infrastruktur im Aufbau. Wie sich die Infrastruktur und der Markt bis 2050 entwickeln werden, ist noch nicht vollständig klar. Die Bestrebungen auf politischer und wirtschaftlicher Ebene zeigen jedoch eine vielversprechende Entwicklung. Es ist jedoch nicht garantiert, dass die Schweiz sich an dieser Infrastruktur ankoppeln und an diesem Markt teilnehmen kann. Ein Energieabkommen mit der EU würde hier Klarheit schaffen.

Für die im Modell zugrunde gelegten Entwicklungen sprechen die folgenden Aspekte:

- Im *European Green Deal*, also auf politischer Ebene, sind ein Wasserstoffnetz und ein Wasserstoffmarkt als tragende Säule des Energiesystems vorgesehen.
- Deutschland hat eine nationale Wasserstoffstrategie mit konkreten Zielen und Massnahmen verabschiedet (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).
- Die grossen europäischen Gasversorger arbeiten an einem Konzept zur Anpassung und Erweiterung der Erdgasnetze, um bis 2040 ein europäisches Wasserstoffnetz zur Verfügung zu stellen (van Rossum, et al., 2022).

Dagegen sprechen die folgenden Überlegungen:

- Weltweit wird Wasserstoff heute für industrielle Zwecke in sehr grossen Mengen hergestellt, überwiegend aus fossilen Quellen. Die Wasserstoffproduktion ist heute für rund 2% der globalen Treibhausgasemissionen verantwortlich (Liebreich Associates, 2021). Aus übergeordneter Sicht wäre es für den Klimaschutz effizienter, zunächst diese Prozesse zu dekarbonisieren, bevor damit Erdgas im Energiebereich substituiert wird.
- Für die Schweiz stellt sich die Frage, wann und zu welchen Bedingungen sie an ein europäisches Wasserstoffnetz angeschlossen und in den Markt integriert wird. Ein Anschluss der Schweiz ans europäische Wasserstoffnetz wird heute auf ca. 2045 abgeschätzt. Ohne diesen Anschluss der Schweiz ans europäische Wasserstoffnetz würde die Versorgung auf dem Wasserweg oder per Bahn/Strasse zu deutlich höheren Kosten führen.

In der Studie wurde eine Differenzierung der möglichen Importmengen zwischen den isolierten und den integrierten Szenarien vorgenommen. Die isolierten Szenarien berücksichtigen einen limitierten Wasserstoffimport.

Grundsätzlich hängen die importierbaren Mengen vor allem von den Verfügbarkeiten im Ausland sowie der Kapazität der für den Import benötigten Infrastruktur ab. Die technischen Importkapazitäten beschreiben die Grenzmengen, welche importiert werden können. Die tatsächlichen Importmengen werden je nach Szenario und deren Technologiemix berechnet.

Für die Jahre 2030-2035 dürfte das H₂-Angebot, welches aus dem Ausland importiert werden kann, aus den folgenden Gründen gering sein:

- Die EU hat ambitionöse H₂-Ausbauziele (Deutschland hat bereits eine nationale Wasserstoffstrategie (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020)). Jedoch scheint es wenig wahrscheinlich, dass diese vor 2035 nur annähernd erreicht werden. Zurzeit werden Gesetze und Regularien, welche den Bau von grösseren Anlagen überhaupt ermöglichen, ausgearbeitet.
- Die Projekte haben eine lange Vorlaufzeit, d.h. selbst wenn die regulatorischen und gesetzlichen Bedingungen geschaffen sind, dauert es mehrere Jahre, bis Anlagen tatsächlich in Betrieb sind.
- Die Hersteller von Elektrolyseanlagen können die in den EU-Plänen abgebildeten Kapazitäten noch nicht zur Verfügung stellen und werden auch erst in zusätzliche grosse Produktionskapazitäten investieren, wenn die Rahmenbedingungen dafür gegeben sind.
- Die Förderregimes werden aller Wahrscheinlichkeit nach auf sogenannte *Contracts for Difference* (CFD) abstützen. Die CFD setzen dann faktisch einen minimalen H₂-Marktpreis. Weil die CFD aber die Umstellung von Industrieanlagen auf H₂ ermöglichen, entsteht auch ein H₂-*captive*-Volumen, d.h. das von den umgestellten Anlagen nachgefragte H₂-Volumen wird nicht einem freien Markt zur Verfügung stehen, da die umgestellten Industrien sonst nicht mehr versorgt werden könnten.

Aus diesen Gründen erscheint es realistisch, bis 2035 von einem geringen Angebot auszugehen. Nach 2035 wird erwartet, dass ein grösseres Angebot durch Importe von ausserhalb Europas entsteht, welches sodann einen echten Markt schafft.

In den isolierten Szenarien dürften zusätzlich einschränkende Faktoren hinzukommen. In diesen Szenarien wird die fehlende Integration der Schweiz in die EU- Energiemärkte und somit der limitierte H₂-Import berücksichtigt. Vorstellbar wäre hier, dass der EU-H₂-*Backbone* nicht durch die Schweiz hindurchführt, sondern der Schweiz lediglich ein Anschluss an diesen *Backbone* zugestanden wird. Ein *Backbone*-Anschluss wird deutlich weniger Ausspeisungen zulassen als ein durch die Schweiz hindurchführender *Backbone*. Konkret könnte dies dazu führen, dass in isolierten Szenarien nur noch 50% der Menge an H₂ im Vergleich zu den integrierten Szenarien ausgespeist werden kann.

5.3.5.5 Fernwärmenetz

Die Fernwärme kann für Raumwärme, Warmwasser und industrielle Prozesswärme bis 400 °C genutzt werden. Die Wärmebezüger in den Fernwärmenetzen werden dem maximalen Potential gemäss Tabelle 13 modelliert. Die Kosten basieren auf dem «Weissbuch Fernwärme» (Sres, 2014) sowie den EP2050+

(Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH, 2021), welche Distanzbasierte Investitionen von 1'500 CHF/m für mittelversiegelte Gebiete berücksichtigen. Bei einer mittleren Anschlussdistanz von 2'000 m, einer Anschlussleistung von 2 MW sowie dem in dieser Studie generell gültigen Zinssatz (WACC) von 5% sowie einer Amortisationszeit von 40 Jahre resultieren annualisierte Investitionen (CAPEX) von rund 90 CHF/kW, bzw. bei 2'000 äquivalenten Vollaststunden rund 5 Rp/kWh. Für Betrieb und Unterhalt werden jährlich 0.9 CHF/kW (1% CAPEX) veranschlagt.

5.3.6 Speicher, langfristige und kurzfristige Flexibilität

5.3.6.1 Batterien

Im Modell wird zwischen Heim- und Quartierspeichern (Batterien) unterschieden. Der Zubau von Heimbatterien ist direkt mit dem Zubau der Dach-PV in Einfamilienhäusern gekoppelt, während der Zubau von Quartierspeichern im Modell endogen zur Minimierung der Systemkosten erfolgt. Die Auslegung der Quartierspeicher richtet sich dabei an den momentan grössten Batteriespeicher der Schweiz in Volketswil (ZH) mit einer Leistung von 18 MW und 7.5 MWh Speicherkapazität (VSE/Electrosuisse, 2018). Für die Jahre 2030, 2040 und 2050 wird eine maximale Speicherkapazität von 3, 8 bzw. 10 GWh angenommen. Die Batterien können jeweils innerhalb von einer Stunde vollständige geladen bzw. entladen werden. Weitere technische sowie ökonomische Randbedingungen können

Tabelle 5 im Hauptteil entnommen werden.

5.3.6.2 Gasspeicher

Zur Speicherung von Methan stehen Untergrund-, Tank- (Gasometer) und Netzspeicher zur Verfügung. Die Speicherverluste (*Round-trip*) beziffern sich auf 5% für Untergrund- und Netzspeicher sowie 10% für Tankspeicher. Für Wasserstoff stehen neben der Speicherung durch Beimischung ins Gasnetz auch Tankspeicher mit angenommenen Verlusten (*Round-trip*) von 12% zur Verfügung. Weitere technische sowie ökonomische Randbedingungen zu Methan- und Wasserstoffspeichern können

Tabelle 5 im Hauptteil entnommen werden.

5.3.6.3 Thermische Speicher

Zur kurzfristigen und saisonalen Speicherung von Wärme wurden (kleine) Warmwasserspeicher in Gebäuden bzw. (grosse) Erdwärmespeicher in Fernwärmenetzen modelliert. Die Speicherkapazität des Warmwasserspeichers ist auf 110 GWh aufgrund der Platzverhältnisse in den Gebäuden limitiert (d.h. 1% des jährlichen Warmwasserbedarfs), während die Kapazität des saisonalen Fernwärmespeichers nicht vorgegeben ist und vom Modell je nach Szenario optimiert wird. Die Daten zu Kosten und technischen Spezifikationen der Wärmespeicher befinden sich in

Tabelle 5 im Hauptteil.

5.3.6.4 Elektrolyse

Die Gesteungskosten von inländisch produziertem Wasserstoff mit Elektrolyse sinken bei steigenden Volllaststunden. Bei 3'000 äquivalenten Volllaststunden und einem Strompreis von 60 CHF/MWh, was in etwa den Stromgestehungskosten von Laufwasserkraftwerken entspricht, resultierten H₂-Kosten von 126 CHF/MWh im Jahr 2030. Diese Gesteungskosten reduzieren sich auf 116 CHF/MWh im Jahr 2050. Die entsprechenden Kostenannahmen für inländische Elektrolysen im Jahr 2050 finden sich im Anhang in Tabelle 14. Zum Vergleich werden für importierten grünen Wasserstoff in den Jahren 2030, 2040 und 2050 Importkosten von 165, 105 bzw. 75 CHF/MWh angenommen (siehe auch Abschnitt 2.5.7). Die Gesteungskosten von inländisch produziertem Wasserstoff könnten durch höhere Volllaststunden, d.h. besser Auslastung, bzw. tiefere Strompreise entsprechend reduziert werden (siehe Abbildung 53).

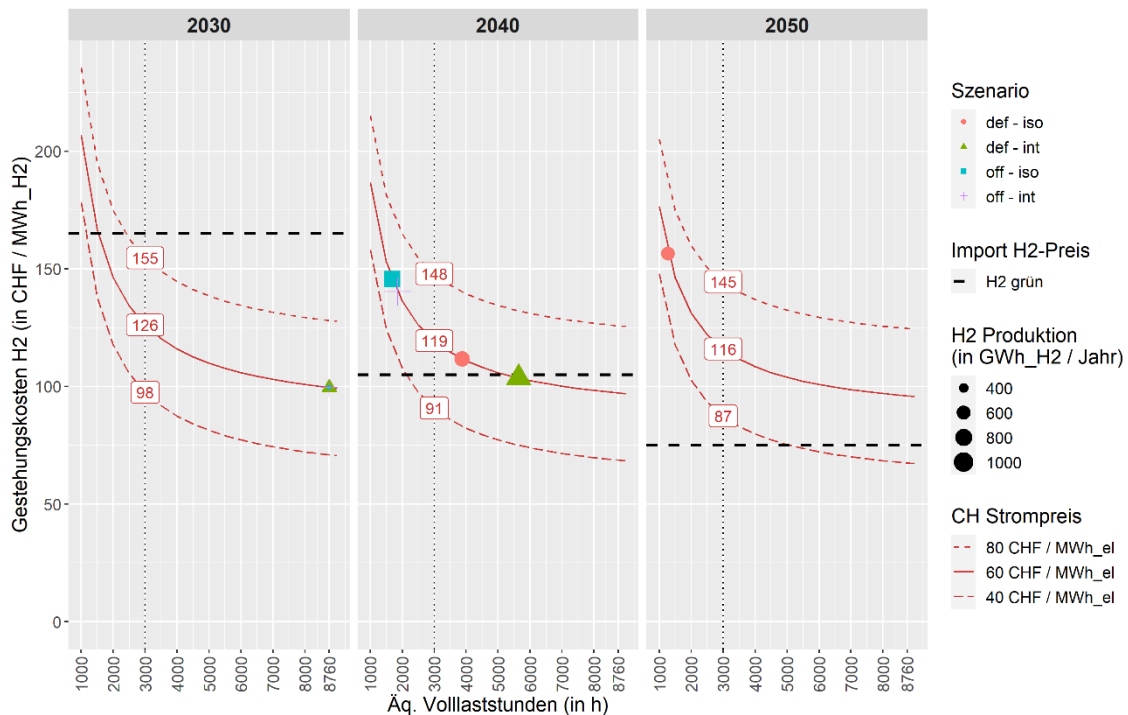


Abbildung 53: Gesteungskosten von inländisch produziertem Wasserstoff mit Elektrolyse basierend auf der Anzahl äquivalenter Volllaststunden und durchschnittlichen Strompreisen. Als Vergleich sind die Kosten von importiertem grünem Wasserstoff dargestellt (gestrichelte, horizontale schwarze Linien). Als Referenz gelten 3'000 äquivalente Volllaststunden.

In den integrierten Szenarien 2040 kann der Wasserstoffbedarf aufgrund der limitierten Elektrolysekapazität und Importmöglichkeit nicht vollständig gedeckt werden (-0.5 TWh/a). Dieses Defizit wird über einen zusätzlichen Erdgasimport gedeckt.

5.3.6.5 Modellierung DSM aus Elektromobilität

Die Nutzungsmöglichkeiten der Batteriespeicher der Elektromobilität für PKW wurden wie folgt als virtuelle, ideale (verlustfreie) Speicher modelliert:

- Nur die Ladetypen *Work Charging* und *Home Charging* verfügen über Flexibilitäten. Die Kategorien *POI Charging* und *Fast Charging* werden ausgeschlossen.
- Die Anteile (%) der eingesteckten Fahrzeuge (Standzeiten der Fahrzeuge) bleiben bis 2050 konstant und somit auch die anteilige Verfügbarkeit der Flexibilität.
- Es wurden keine Annahmen zur Fahrverhaltensänderung gemacht.
- Die Flexibilität ergibt sich durch die Differenz zwischen Ladezeit (Batteriekapazität x Ladeleistung) und Einsteckdauer (Standzeit des Fahrzeugs), welche grundsätzlich eine Verschiebung oder Lastverringerng und dadurch Verlängerung der Ladung ermöglicht.
- Eine Unterscheidung zwischen den Szenarien wird nicht gemacht.
- Es wird angenommen, dass sich das Fahrverhalten durch die Nutzung von Flexibilität nicht ändert.
- Es fallen keine Kosten bei Verschiebung oder Verlängerung der unidirektionalen Ladung an.
- Die durchschnittliche (ungewichtete) Batteriekapazität je Fahrzeug der BEV+PHEV beträgt 2030 66 kWh, 2040 103 kWh und 2050 130 kWh.
- Die Annahme der verfügbaren Flexibilität orientiert sich an aggregierten 24h-Standzeiten (Einsteckdauern) einer Jahresperiode von Ladevorgängen der Kategorien *Home* und *Work* von Energie 360°. Ein Korrekturfaktor berücksichtigt das Vorkommen von Langstehern und das Fehlen eines Energiemanagements:
 - 0.55 im 2030 (50% Energiemanagement, 10% Langsteher)
 - 0.85 im 2040 (80% Energiemanagement, 10% Langsteher)
 - 0.95 im 2050 (100% Energiemanagement, 10% Langsteher)
- Berechnung der virtuellen Speicherleistung:
 - Der stündliche Energiebedarf x_i der e-Fahrzeuge für die Kategorien *i* "Home" und "Work" ist gegeben.
 - Die zu Verfügung stehende Flexibilität ist ein Stundenfenster, über diese der Energiebedarf geladen werden kann (Flexibilitätsfaktor f). Da nicht alle Flexibilitäten aufgrund Langzeitlader und Energiemanagement zur Verfügung stehen, wird noch ein Korrekturfaktor k pro Jahr berücksichtigt:
 - 0.55 im 2030 (50% Energiemanagement, 10% Langsteher)
 - 0.85 im 2040 (80% Energiemanagement, 10% Langsteher)
 - 0.95 im 2050 (100% Energiemanagement, 10% Langsteher)

- Der verfügbare virtuelle Speicher berechnet sich entsprechend pro Stunde gemäss $y_{\text{Speicher}} = x_i - x_i / f * k$. Das heisst: Bei einem Energiebedarf von 100 kW mit $f = 5$ h werden zu dieser Stunde nur 20 kW anstatt 100 kW effektiv geladen und 80 kW gehen in den Speicher. Der Speicher muss sich dann aber mit 20 kW (x/f) über den Zeitraum f wieder entladen.

5.3.6.6 Modellierung DSM aus Wärmepumpen

Der erwartete Effekt eines *Demand Side Management* (DSM) für Wärmepumpen wurde ebenfalls mittels virtueller, idealer (verlustfreier) Speicher modelliert, die aus dem gesteuerten Einsatz der Wärmepumpen entstehen. Die virtuellen Speicher besitzen eine Speicherdauer von 1, 3 und 6 Stunden und orientieren sich an den Warmwasserspeichern bzw. an der thermischen Trägheit der Gebäude.

In den defensiven Szenarien wurden folgende Parameter hinterlegt:

- 15% der installierten Wärmepumpen-Leistung kann während 6 Stunden,
- 15% der installierten Wärmepumpen-Leistung während 3 Stunden und
- 15% der installierten Wärmepumpen-Leistung während 1 Stunde verzögert genutzt werden,

Analog gelten in den offensiven Szenarien:

- 25% der installierten Wärmepumpen-Leistung während 6 Stunden,
- 25% der installierten Wärmepumpen-Leistung während 3 Stunden und
- 25% der installierten Wärmepumpen-Leistung während 1 Stunde verzögert genutzt werden.

5.4 Grundlagen Strombedarf und -erzeugung Europa

5.4.1 Strommarktmodell

Um Stromflüsse und -preise innerhalb Europas – insbesondere zwischen der Schweiz und den Nachbarländern – realistisch wiederzugeben, wurde ein separates Strommarktmodell mit 16 europäischen Ländern und insgesamt 27 Bilanzzonen erstellt²³. Der *Ten-Year Network Development Plan* (TNYDP, Version 2020) der ENTSO-E und ENTSG bildet als EU-weit harmonisierte und konsistente Studie die Grundlage für die Modellierung des europäischen Elektrizitätssystems mit langfristigem Horizont – und wurde als Basis für die Netztopologien sowie der grenzüberschreitenden Stromflüsse verwendet. Als repräsentatives Szenario wurde «*Global Ambition*» (GA)²⁴ gewählt, welchem eine *top-down* Analyse aus gesamteuropäischer Perspektive (Optimierung) zugrunde liegt, die jedoch teils deutliche Abweichungen auf Ebene der einzelnen Länder im Vergleich zu nationalen Studien ausweist. Alle Bilanzzonen wurden ohne interne Transportrestriktionen modelliert (als «Kupferplatten je Bilanzzone»). Zwischen den Bilanzzonen findet ein Austausch von Strom (Import/Export) entsprechend der vorgegebenen und konstanten NTC des «*Reference Grids*» aus dem TYNDP 2020 statt. Zur Analyse der Auswirkungen einer fehlenden Integration

²³ Österreich (AT00), Belgien (BE00), Schweiz (CH00), Tschechien (CZ00), Deutschland (DE00), Dänemark (DKE1, DKW1), Spanien (ES00), Frankreich (FR00), Italien (ITCN, ITCS, ITN1, ITS1), Luxemburg (LUB1, LUF1, LUG1), Niederlande (NL00), Norwegen (NOM1, NON1, NOS0), Polen (PL00), Portugal (PT00), Schweden (SE01, SE02, SE03, SE04), Grossbritannien (UK00)

²⁴ «*Global Ambition*» (GA) ist ein Szenario, das mit dem 1.5°C-Ziel des Pariser Abkommens konform ist und auch die Klimaziele der EU für 2030 berücksichtigt. Es betrachtet eine Zukunft, die von der Entwicklung der zentralen Stromerzeugung angeführt wird. Skaleneffekte führen zu erheblichen Kostensenkungen bei aufkommenden Technologien wie Offshore-Wind, aber auch Energieimporte aus wettbewerbsfähigen Quellen werden als praktikable Option betrachtet.

der Schweiz in den europäischen Strommarkt wurden diese NTC in den isolierten Szenarien ergänzt durch reduzierte und zeitlich variable Grenzkapazitäten zu den Nachbarländern.

Der TYNDP 2020 liefert nur bis 2040 detaillierte Modellierungen. Für das Jahr 2050 sind keine detaillierten Daten vorhanden. Daten, wie installierte Leistungen, Verbrauchszahlen, etc., wurden für das Jahr 2050 daher auf Basis bestehender (nationaler) Analysen sowie Expertenmeinungen abgeschätzt bzw. extrapoliert.

Stündliche Verbrauchszeitreihen wurden für das Klimajahr 1984 gewählt und mittels linearer Regression und Klimadaten von *Renewables.Ninja* (Gelaro & et. al., 2017) auf das Jahr 2016, welches das klimatische Basisjahr in dieser Studie ist, umgerechnet. Für das «REF»-Stützjahr wurden die stündlichen Verbrauchszeitreihen des Szenarios «*National Trend*» (NT) für das Jahr 2025 aus dem TYNDP 2020 linear auf die Jahressummen «*Best Estimate*» (BE) für das Jahr 2020 aus dem TYNDP 2018 skaliert.

Zeitreihen und Kennzahlen für Wind (*onshore, offshore*), PV sowie Laufwasser- (*run-of-river*) und Speicherwasserkraftwerke (Reservoirs, Pumpspeicher (*PS open*), Umwälzwerke (*PS closed*)) entstammen der *Pan European Climate Database* (PECD) ebenfalls für das Jahr 2016 (De Felice, 2020). Die installierten Kapazitäten pro Technologie und Jahr wurden für die Jahre 2030 und 2040 aus dem TYNDP 2020 und für das «REF»-Stützjahr aus der JRC-IDEES Datenbank für das Jahr 2018 (Mantzios, et al., 2018) basierend auf einer vorgängigen Analyse der Universität Genf (Romano & et. al., 2022) entnommen. Dabei wurde eine Unterteilung der Technologien gemäss der *Pan-European Market Modeling Database* (PEMMDB) von ENTSO-E nach Alter (alt 1, alt 2, heute 1, heute 2, neu etc.) bezüglich Kosten (inkl. Start- und Teillastkosten), Wirkungsgraden, CO₂-Emissionen und weiteren technischen Parametern wie Mindestenerzeugung, Mindestlauf- und -stillstandszeiten durchgeführt. Für das «REF»-Stützjahr wurden die Technologien in der JRC-IDEES Datenbank (REF) proportional zur Altersstruktur aus dem TYNDP 2020 (Szenario NT, 2025) aufgeteilt. Eine Zusammenstellung der verwendeten Technologien und deren zentralen Kennzahlen pro Nachbarland ist in Tabelle 16 bis Tabelle 19 ersichtlich.

Tabelle 16: Installierte Leistung und Wirkungsgrade (η) aller verwendeter Technologien für Österreich (AT)

Technologie	η	Installierte Leistung «REF»	Installierte Leistung 2030	Installierte Leistung 2040	Installierte Leistung 2050
		(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Gas CCGT neu	60%	71	53		
Gas CCGT alt 1	40%	404	308		
Gas CCGT alt 2	48%	286	218		
Gas CCGT heute 1	56%	524	400		
Gas CCGT heute 2	58%	2408	1848	1385	678
Gas konventionell alt 1	36%	693	375	240	98
Gas konventionell alt 2	41%	325	177		
Gas OCGT neu	42%	39	21		
Gas OCGT alt	35%	34	18		
Steinkohle alt 2	40%	1005			

Technologie	η	Installierte Leistung «REF»	Installierte Leistung 2030	Installierte Leistung 2040	Installierte Leistung 2050
		(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Schweröl alt 1	35%	64			
Leichtöl	35%	224	168		
Andere nicht-Erneuerbare	47%	490	960	960	953
Batterien			534	1234	2852
Wind onshore		2957	10000	15000	27500
Andere Erneuerbare		726	599	599	599
Power-to-Gas			1000		
Umwälzwerk (Turbine)		300	300	300	300
Umwälzwerk (Pumpe)		300	300	300	300
Pumpspeicher (Turbine)		3888	5397	6337	7114
Pumpspeicher (Pumpe)		2859	3969	4660	5231
Speicherwasser		2430	2433	2433	2433
Laufwasser		6130	6141	6292	6447
PV		1242	6420	9256	18369

Tabelle 17: Installierte Leistung und Wirkungsgrade (η) aller verwendeter Technologien für Deutschland (DE)

Technologie	η	Installierte Leistung «REF»	Installierte Leistung 2030	Installierte Leistung 2040	Installierte Leistung 2050
		(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Gas CCGT neu	60%	8492	6858	6766	6530
Gas CCGT alt 1	40%	4675	3654	3108	2680
Gas CCGT alt 2	48%	7020	5474	5451	5158
Gas konventionell alt 1	36%	6880	1840	1520	1108
Gas konventionell alt 2	41%	3864	1120	1120	1120
Gas OCGT neu	42%	567	3115	3204	2780
Gas OCGT alt	35%	51	126	69	
Steinkohle neu	46%	16864	5040		
Steinkohle alt 1	35%	241	1572		
Steinkohle alt 2	40%	12789			
Schweröl alt 1	35%	532			
Leichtöl	35%	1160	840	224	
Braunkohle neu	46%	13504	4565		

Technologie	η	Installierte Leistung «REF» (MW)	Installierte Leistung 2030 (MW)	Installierte Leistung 2040 (MW)	Installierte Leistung 2050 (MW)
Braunkohle alt 2	40%	9348	3120		
Kernenergie	33%	9520			
Andere nicht-Erneuerbare 1	47%	637	5544	8811	12500
Andere nicht-Erneuerbare 2	47%	1421	10395	11880	9125
Wind offshore		5760	20000	23228	28335
Wind onshore		50792	78801	95401	116741
Batterien			3990	8114	17850
Demand Side Response			5888	5888	5888
Andere Erneuerbare		2344	6635	5235	4500
Power-to-Gas			2000	2000	2000
Umwälzwerk (Turbine)		8393	8393	8393	8393
Umwälzwerk (Pumpe)		6602	6602	6602	6602
Pumpspeicher (Turbine)		1458	1644	1644	1644
Pumpspeicher (Pumpe)		1361	1535	1535	1535
Speicherwasser		1297	1297	1297	1297
Laufwasser		4456	4036	4036	4036
PV		42394	83877	105032	113860

Tabelle 18: Installierte Leistung und Wirkungsgrade (η) aller verwendeter Technologien für Frankreich (FR)

Technologie	η	Installierte Leistung «REF» (MW)	Installierte Leistung 2030 (MW)	Installierte Leistung 2040 (MW)	Installierte Leistung 2050 (MW)
Gas CCGT neu	60%	454	414	414	414
Gas CCGT alt 1	56%	867	792	792	
Gas CCGT alt 2	58%	5852	5346	5346	
Gas konventionell alt 2	41%	1794			
Gas OCGT neu	42%	616	440	395	
Gas OCGT alt	35%	284	201		
Steinkohle alt 2	40%	4190			
Schweröl alt 1	35%	1880			
Leichtöl	35%	4620			
Kernenergie	33%	62912	56682	37262	29000
Andere nicht-Erneuerbare 1	47%	138	4700	4700	11000

Technologie	η	Installierte Leistung «REF» (MW)	Installierte Leistung 2030 (MW)	Installierte Leistung 2040 (MW)	Installierte Leistung 2050 (MW)
Andere nicht-Erneuerbare 2	47%	343	1900	1900	
Wind offshore		0	4920	12425	45000
Wind onshore		13584	32455	43855	58000
Batterien			3084	7122	9000
Demand Side Response			3400	3400	15000
Andere Erneuerbare		1411	2549	2549	2000
Umwälzwerk (Turbine)		1800	1800	1800	3300
Umwälzwerk (Pumpe)		1950	1950	1950	3450
Pumpspeicher (Turbine)		1700	1700	1700	3200
Pumpspeicher (Pumpe)		1850	1850	1850	3350
Speicherwasser		8000	8200	8200	8200
Laufwasser		8851	13600	13600	13600
PV		8326	29462	41186	125000

Tabelle 19: Installierte Leistung und Wirkungsgrade (η) aller verwendeter Technologien für Norditalien (IT_N)

Technologie	η	Installierte Leistung «REF» (MW)	Installierte Leistung 2030 (MW)	Installierte Leistung 2040 (MW)	Installierte Leistung 2050 (MW)
Gas CCGT neu	60%		6336	6336	7829
Gas CCGT alt 1	40%	249	558	558	558
Gas CCGT alt 2	48%	5520	3927	3927	3225
Gas CCGT present 1	56%	10323	5360	5360	4555
Gas CCGT present 2	58%	6447	3516	3516	3514
Gas konventionell alt 1	36%	1292			
Gas OCGT neu	42%	280	2848	2848	2846
Steinkohle alt 1	35%	1182			
Andere nicht-Erneuerbare 1	47%	315	3250	3250	3242
Batterien			70	210	630
Demand Side Response			1644	1644	1644
Wind onshore		197	275	375	511
Andere Erneuerbare			2266	2266	2266
Umwälzwerk (Turbine)		2505	2395	2395	2395
Umwälzwerk (Pumpe)		2020	1931	1931	1931

Technologie	η	Installierte Leistung «REF» (MW)	Installierte Leistung 2030 (MW)	Installierte Leistung 2040 (MW)	Installierte Leistung 2050 (MW)
Pumpspeicher (Turbine)		2477	2477	2477	2477
Pumpspeicher (Pumpe)		1706	1706	1706	1706
Speicherwasser		4619	7015	7015	7015
Laufwasser		4762	4680	4680	4680
PV		8422	13384	33452	53520

Der Einsatz (*dispatch*) der verschiedenen Technologien erfolgte nach einem Grenzkostenansatz (*Merit-Order*) in einem vermaschten *perfect foresight* und *energy-only* Markt. Die Grenzkosten der einzelnen Technologien entstammen ebenfalls der PEMMDB. Für *Demand Side Response* (DSR) und nicht gelieferte Elektrizität *Value-of-Lost-Load* (VoLL) wurden 500 CHF/MWh bzw. 3'000 CHF/MWh angenommen. Die Verfügbarkeit von thermischen Kraftwerken (z.B. Kernkraftwerken) wurde basierend auf historischen Produktionszeitreihen (ENTSO-E *Transparency Plattform*) vorgegeben. Andere Erneuerbare (z.B. Geothermie, Biomasse WKK) und andere nicht Erneuerbare (z.B. kleinere Gas WKK) wurden als *must-run* Technologien mit einer konstanten Erzeugung über 8'760 Stunden und ohne Grenzkosten modelliert. Für Batterien wurde die Speicherkapazität als viermal die installierte Ladeleistung – im Sinne eines Kurzzeitspeichers von maximal 4 Stunden – angenommen. Die Effizienz (*roundtrip*) der Batterien entspricht generell 90% mit einem Anfangsfüllstand von 50%.

Die Optimierung des Einsatzes von Kraftwerks- und flexiblen Speichertechnologien auf europäischer Ebene erfolgte mit einem zweistufigen Ansatz. Zunächst wurde mit einem vereinfachten Modell unter Vernachlässigung gewisser Restriktionen wie Mindestlauf- und -stillstandszeiten der Einsatz auf stündlicher Basis für das Gesamtjahr geplant. Daraus wurde für jede Woche die mögliche Entnahme aus den flexiblen Wasserkraftspeichern (Reservoir, Pumpspeicher, Umwälzwerke) ermittelt. In einem zweiten Schritt wurde mit einem verfeinerten, aber rechnerisch aufwändigeren Modell für jede Woche (168 Stunden) nochmals der Einsatz aller Kraftwerke und Speicher unter Berücksichtigung sämtlicher betrieblicher Restriktionen sowie der zuvor ermittelten zulässigen Nutzung der Wasserkraftspeicher optimiert.

Aus dem hier beschriebenen Marktmodell wurden in einem letzten Schritt die stündlichen Kosten, der Einsatz von Kernenergie und thermischen Kraftwerken in Deutschland und Frankreich sowie die Importe und Exporte der Nachbarländer der Schweiz zusammen mit dem Rest von Europa als Input ins Schweizer Modell (*ehub*) übergeben. Basierend auf diesen Inputs wurde in einem anschliessenden Schritt mit dem Schweizer Modell (*ehub*) der Stromaustausch (Import/Export) der Schweiz mit ihren unmittelbar angrenzenden Bilanzzonen inkl. eines vereinfachten Moduls für den kostenoptimalen Einsatz (*dispatch*) von flexiblen Wasser-, Gas-, Steinkohle- und Ölkraftwerken bei den Nachbarn simultan mit der Modellierung des Schweizer Energiesystems (inkl. Gas, Wärme, Mobilität, etc.) durchgeführt.

5.4.2 Strompreise

Aus dem oben beschriebenen Strommarktmodell können die stündlichen Strompreise pro Land abgeleitet werden. Diese sind in Abbildung 54 als monatliche Mittelwerte für die Nachbarländer der Schweiz je Stützjahr und Szenario abgebildet. Eine entsprechend nach Tages- und Jahreszeit aufgeschlüsselte Darstellung pro Stützjahr und Szenario befindet sich in Abbildung 55.

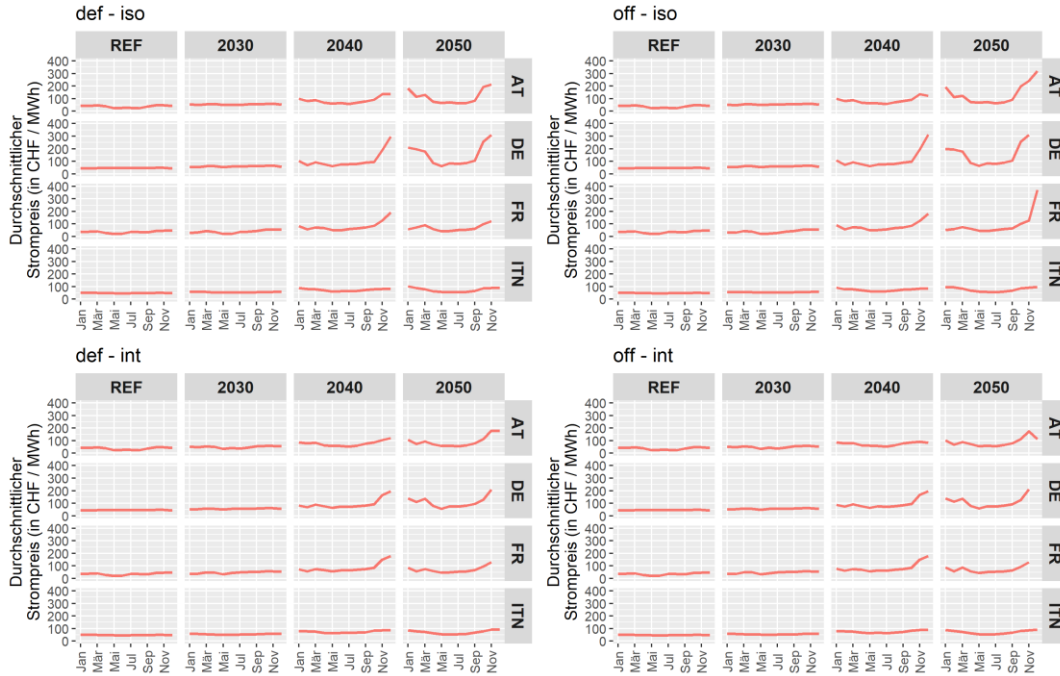


Abbildung 54 Aus dem Strommarktmodell mittels *Merit-Order* abgeleitete durchschnittliche Strompreise in den Nachbarländern der Schweiz pro Monat, Jahr und Szenario.

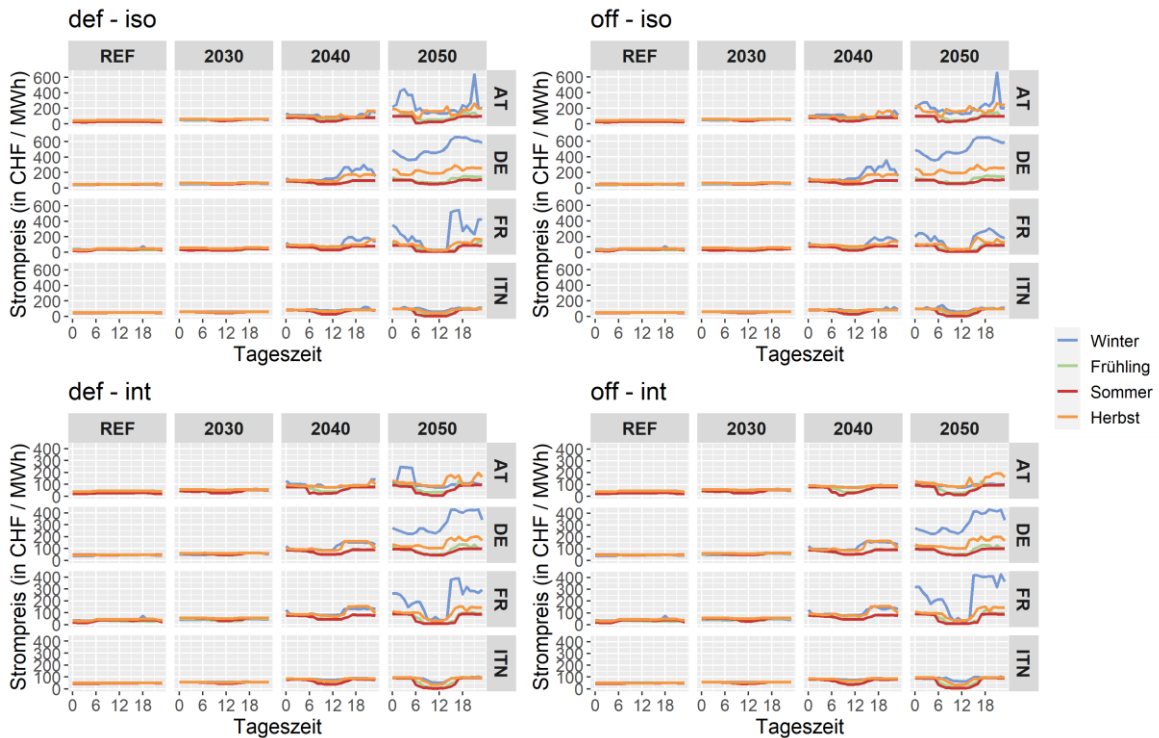


Abbildung 55 Aus dem Strommarktmodell mittels *Merit-Order* abgeleitete durchschnittliche Strompreise in den Nachbarländern der Schweiz pro Jahreszeit, Tageszeit, Jahr und Szenario.

5.5 Detailergebnisse

Die nachfolgenden Grafiken ergänzen die gezeigten Ergebnisse aus dem Hauptbericht. Der umfangreiche Datensatz der erstellten Berechnungen würde weitere Analysen und Darstellungen erlauben, welche jedoch den Rahmen dieses Berichtes sprengt. Auf der Studienwebseite des VSE (www.energiezukunft2050.ch) können weiterführende Unterlagen bezogen werden.

5.5.1 Installierte Leistungen/Kapazitäten

5.5.1.1 Stromerzeugung

Abbildung 56 zeigt die installierte Leistung der Stromerzeugungstechnologien in den einzelnen Szenarien und Stützjahren.

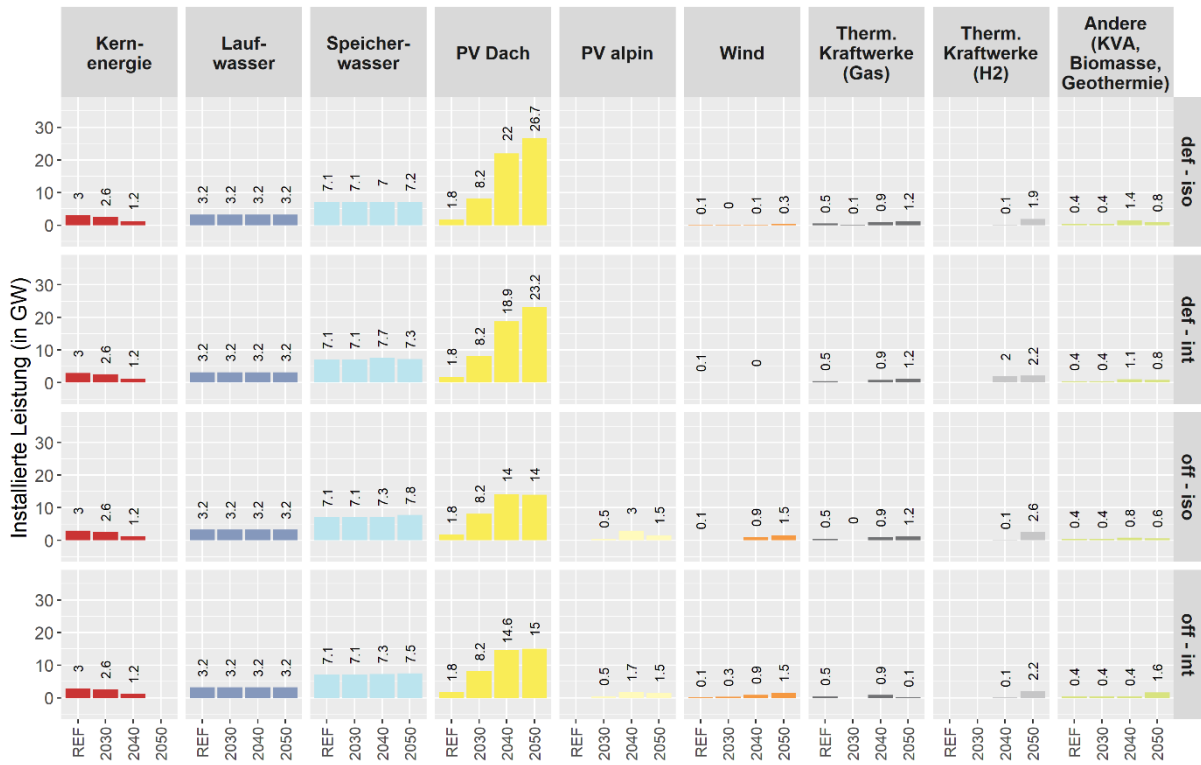


Abbildung 56 Installierte Leistung der Stromerzeugungstechnologien in den einzelnen Szenarien und Jahren.

5.5.1.2 Speicher

In Abbildung 57 sind die installierten Speicherkapazitäten der Strom- und Wärmespeichertechnologien in den einzelnen Szenarien und Stützjahren dargestellt.

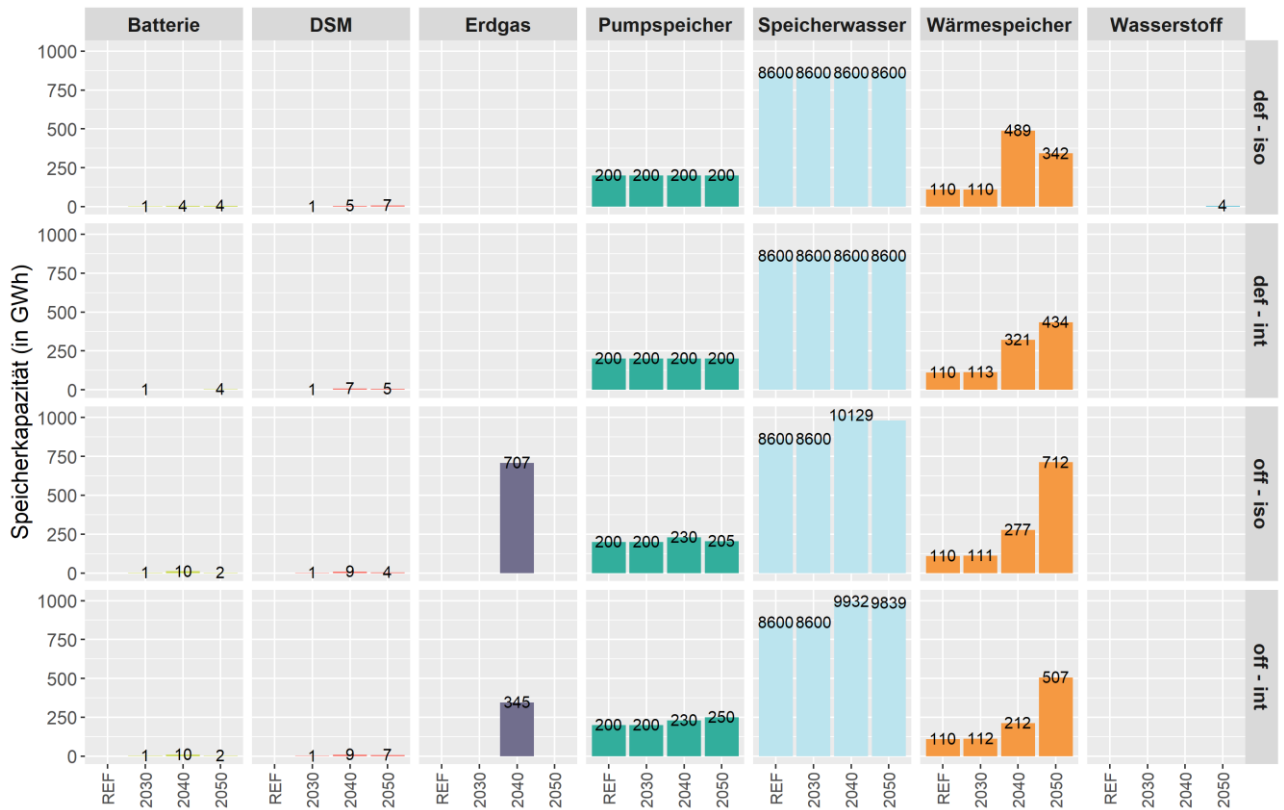


Abbildung 57 Speicherkapazität der Strom- und Wärmespeichertechnologien in den einzelnen Szenarien und Jahren.

5.5.2 Stündliche Strombedarfs- und Stromerzeugungsprofile

Das stündliche Strombedarfs- bzw. Stromerzeugungsprofil (inkl. Import/Export, Pumpenstrom und Netzverlusten) ist in Abbildung 58 dargestellt. Zudem wird der jeweilige Wochenmittelwert als rötliche Linie dargestellt. Es zeigt sich, dass die Volatilität des Stromverbrauchs bzw. der Stromerzeugung – insbesondere durch den Ausbau der Photovoltaik (PV) im Sommer – gegenüber dem REF-Jahr deutlich zunimmt. In den defensiven Szenarien, die den grössten PV-Zubau aufweisen, ergeben sich ab 2040 im Sommer teils stündliche Leistungsspitzen von bis zu 25 GW. Zum Vergleich erreichen die sommerliche Leistungsspitzen im REF-Jahr max. 15 GW.

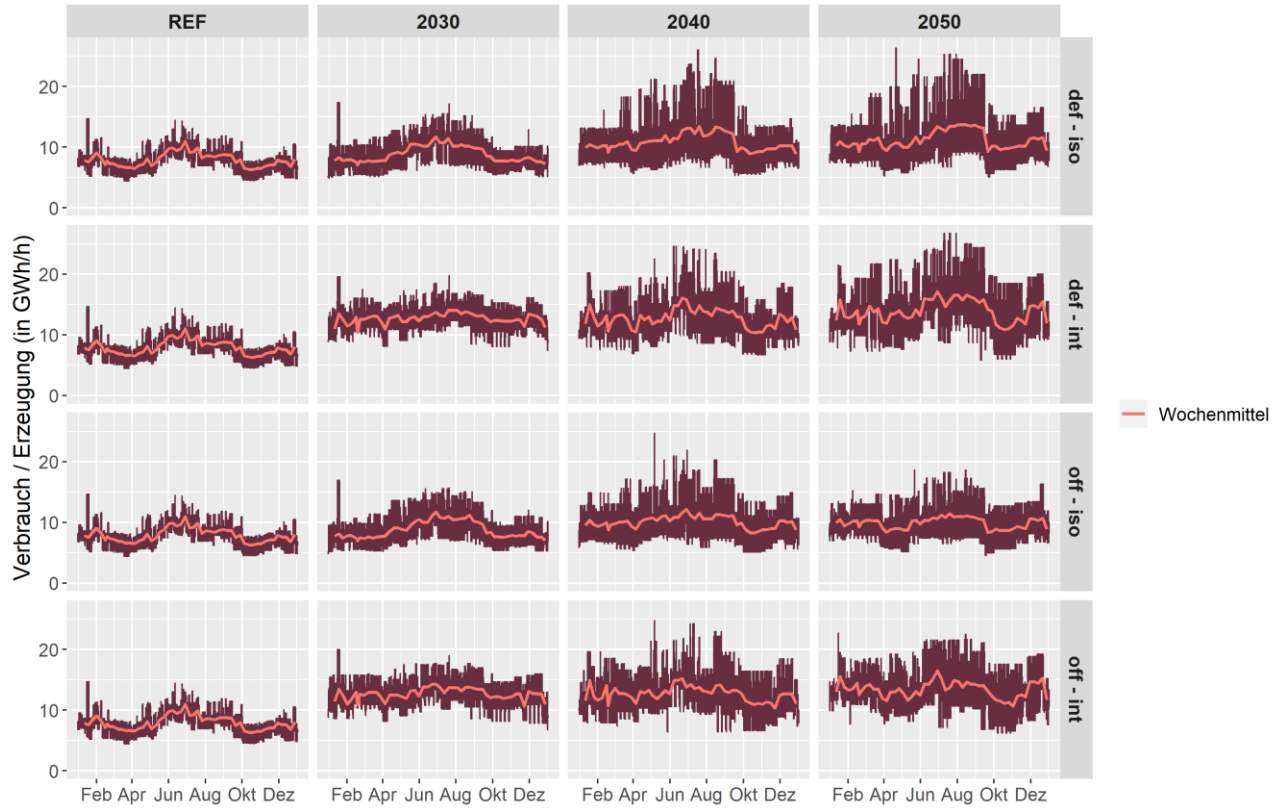


Abbildung 58: Stündliches Stromverbrauchs- und Stromerzeugungsprofil (inkl. Import/Export, Pumpenstrom und Netzverlusten) pro Jahr und Szenario.

5.5.3 Ergebnisse Szenario «defensiv-isoliert»

In Abbildung 59 ist der jährliche Strombedarf/-verbrauch bzw. die jährliche Stromerzeugung im Szenario «defensiv-isoliert» über alle Stützjahre dargestellt.

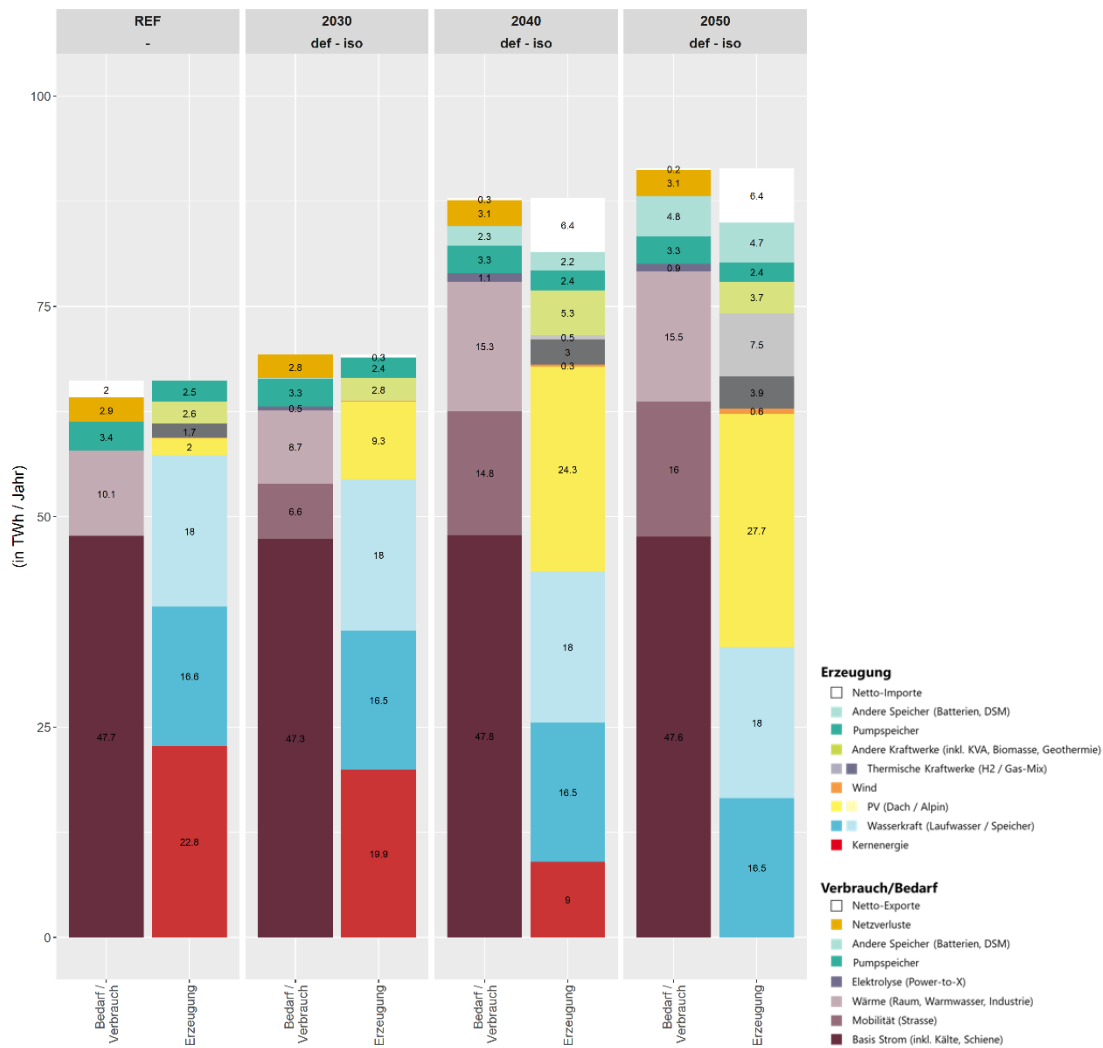


Abbildung 59 Jährlicher Strombedarf/-verbrauch bzw. jährliche Stromerzeugung im Szenario «defensiv-isoliert» über alle Stützjahre.

Die wöchentlich aggregierten netto Stromimporte bzw. -exporte im Szenario «defensiv-isoliert» (inkl. der verfügbaren Grenzübertragungskapazitäten NTC) sind in Abbildung 60 über alle Stützjahre dargestellt.

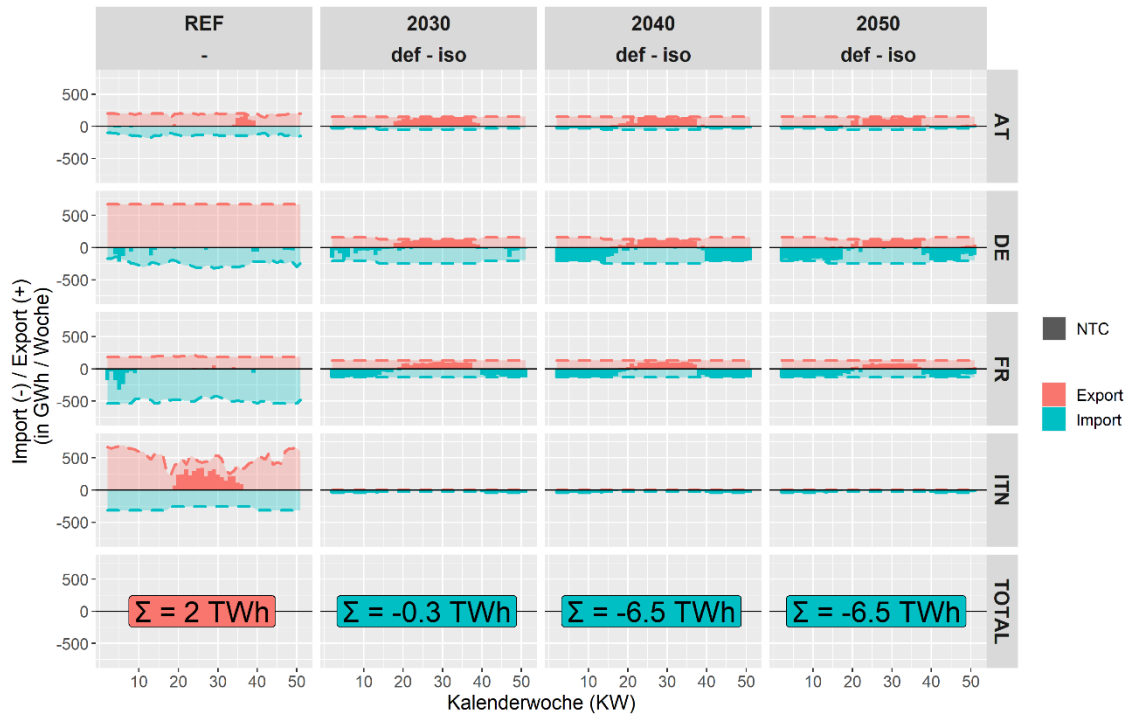


Abbildung 60 Wöchentliche netto Import-/Exportstrombilanzen im Szenario «defensiv-isoliert» über alle Stützjahre.

5.5.4 Ergebnisse Szenario «defensiv-integriert»

In Abbildung 61 ist der jährliche Strombedarf/-verbrauch bzw. die jährliche Stromerzeugung im Szenario «defensiv-integriert» über alle Stützjahre dargestellt.

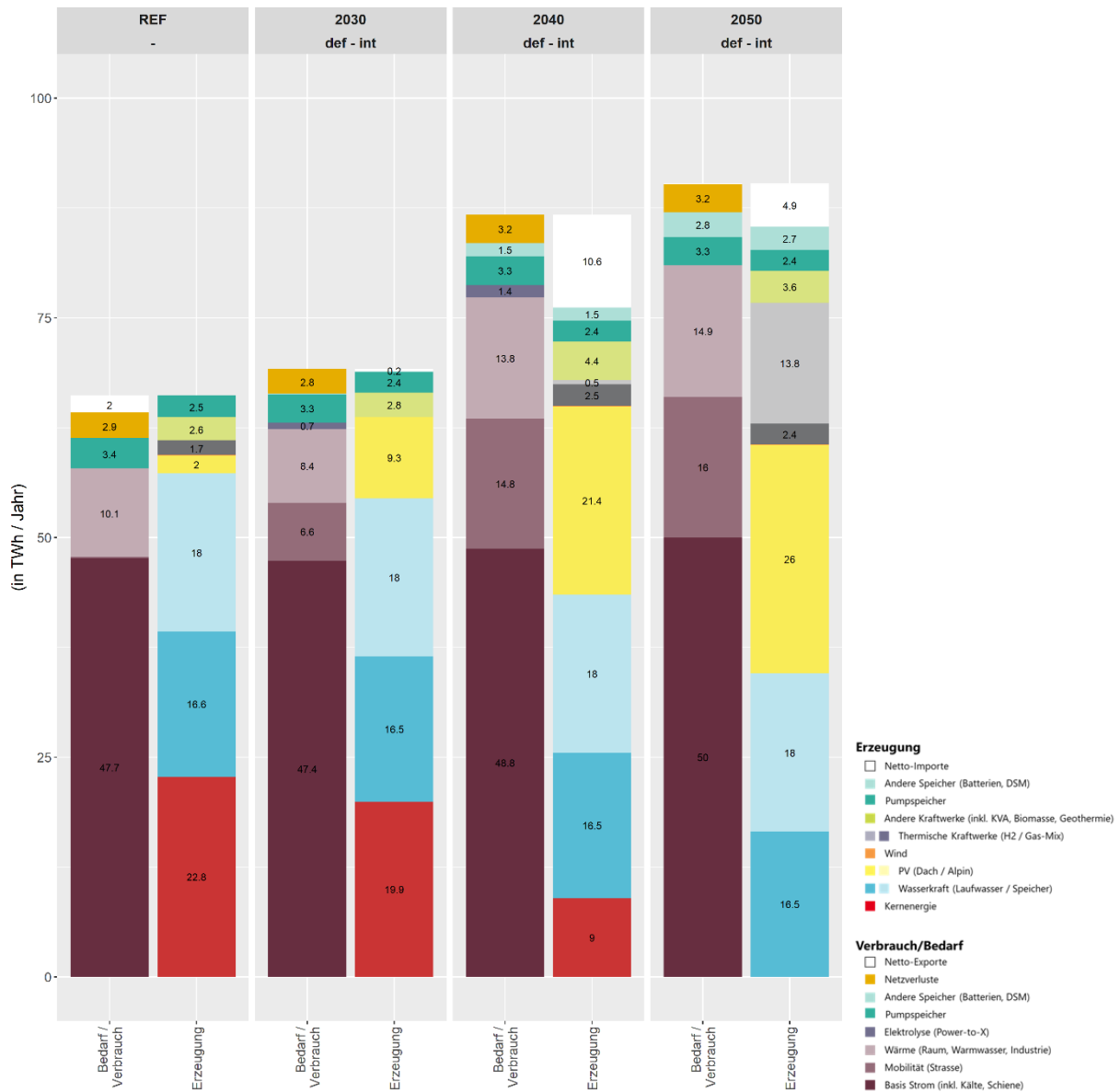


Abbildung 61 Jährlicher Strombedarf/-verbrauch bzw. jährliche Stromerzeugung im Szenario «defensiv-integriert» über alle Stützjahre.

Die wöchentlich aggregierten netto Stromimporte bzw. -exporte im Szenario «defensiv-integriert» (inkl. der verfügbaren Grenzübertragungskapazitäten NTC) sind in Abbildung 62 über alle Stützjahre dargestellt.

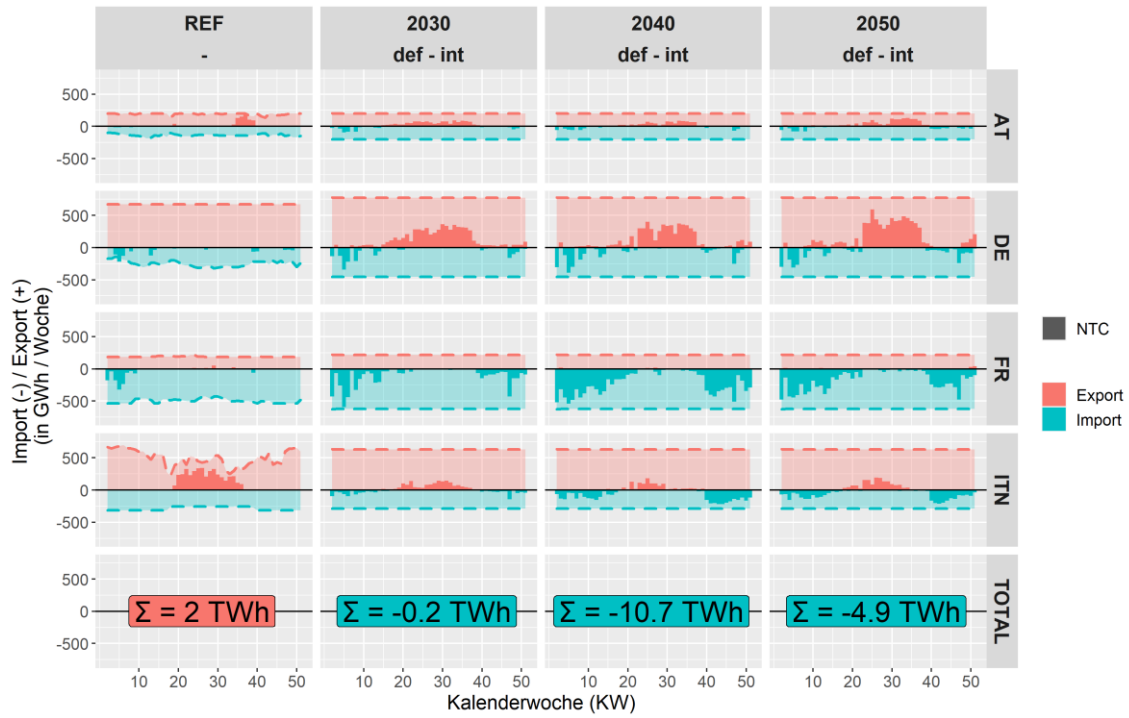


Abbildung 62 Wöchentliche netto Import-/Exportstrombilanzen im Szenario «defensiv-integriert» über alle Stützjahre.

5.5.5 Ergebnisse Szenario «offensiv-isoliert»

In Abbildung 63 ist der jährliche Strombedarf/-verbrauch bzw. die jährliche Stromerzeugung im Szenario «offensiv-integriert» über alle Stützjahre dargestellt.

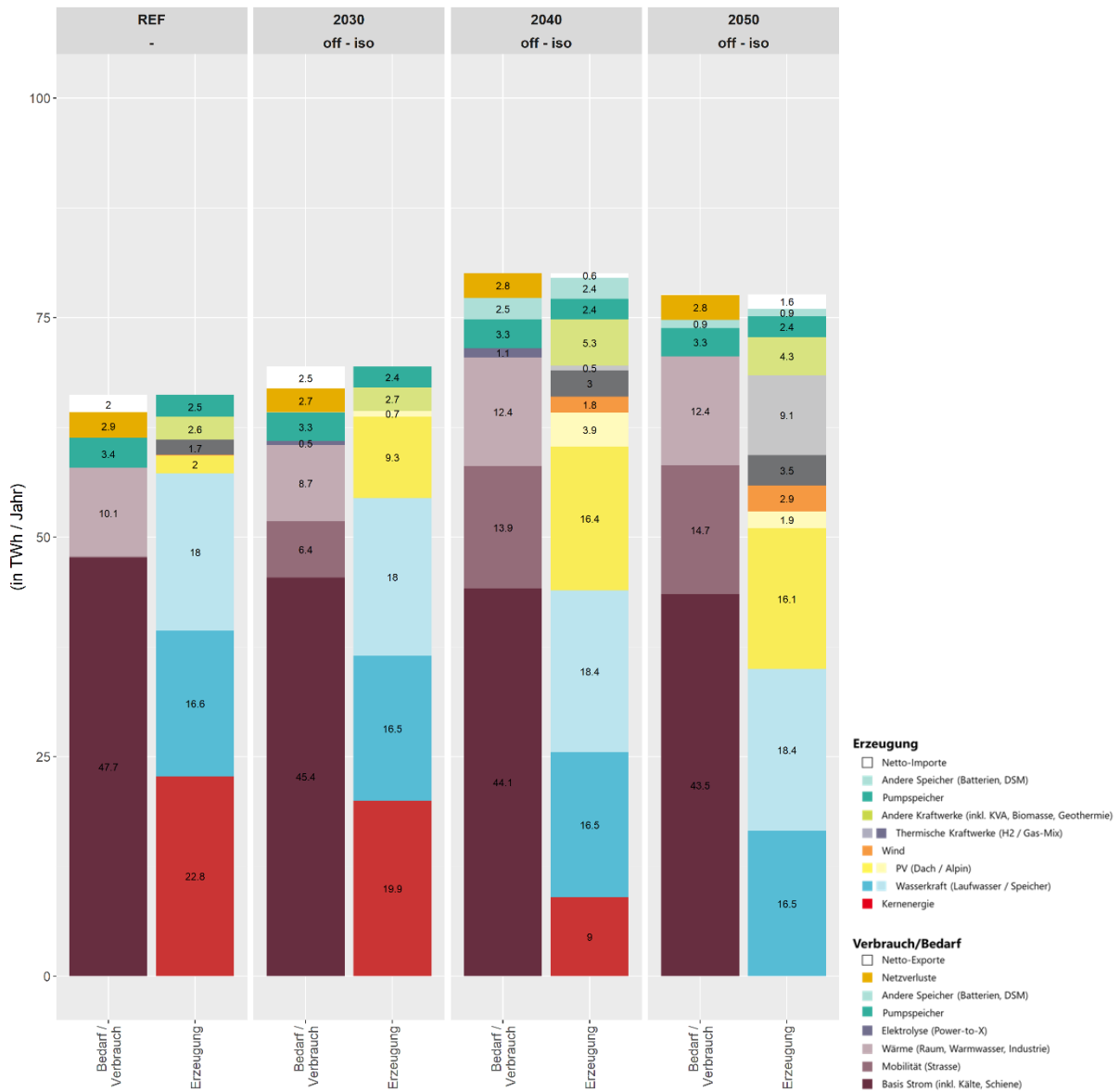


Abbildung 63 Jährlicher Strombedarf/-verbrauch bzw. jährliche Stromerzeugung im Szenario «offensiv-isoliert» über alle Stützjahre.

Die wöchentlich aggregierten netto Stromimporte bzw. -exporte im Szenario «offensiv-isoliert» (inkl. der verfügbaren Grenzübertragungskapazitäten NTC) sind in Abbildung 64 über alle Stützjahre dargestellt.

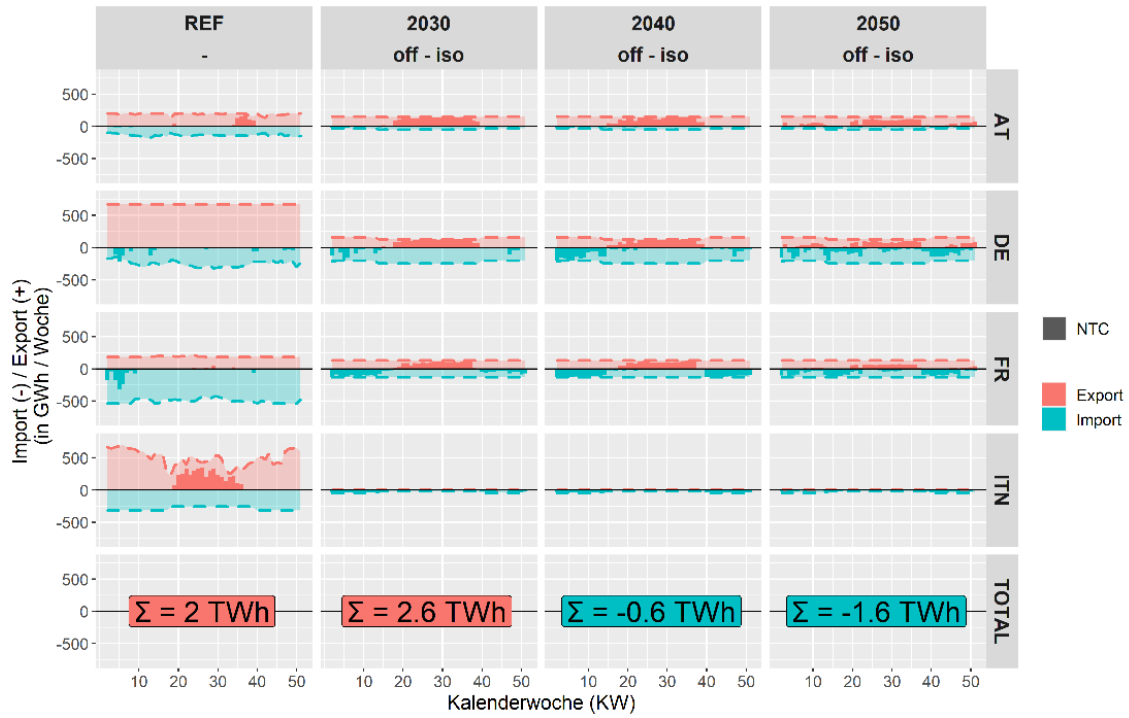


Abbildung 64 Wöchentliche netto Import-/Exportstrombilanzen im Szenario «offensiv-isoliert» über alle Stützjahre.

5.5.6 Ergebnisse Szenario «offensiv-integriert»

In Abbildung 65 ist der jährliche Strombedarf/-verbrauch bzw. die jährliche Stromerzeugung im Szenario «offensiv-integriert» über alle Stützjahre dargestellt.

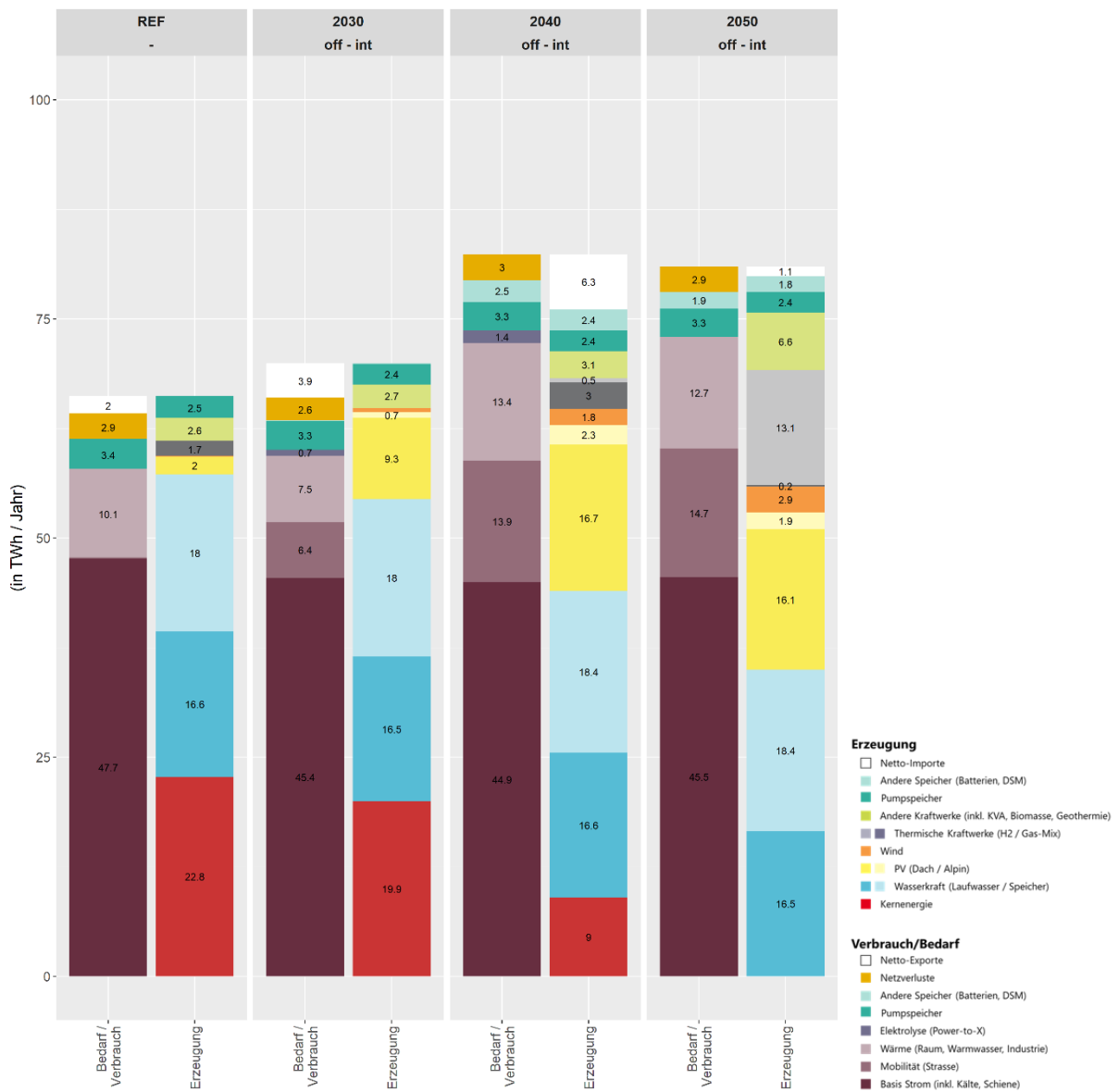


Abbildung 65 Jährlicher Strombedarf/-verbrauch bzw. jährliche Stromerzeugung im Szenario «offensiv-integriert» über alle Stützjahre.

Die wöchentlich aggregierten netto Stromimporte bzw. -exporte im Szenario «offensiv-integriert» (inkl. der verfügbaren Grenzübertragungskapazitäten NTC) sind in Abbildung 66 über alle Stützjahre dargestellt.

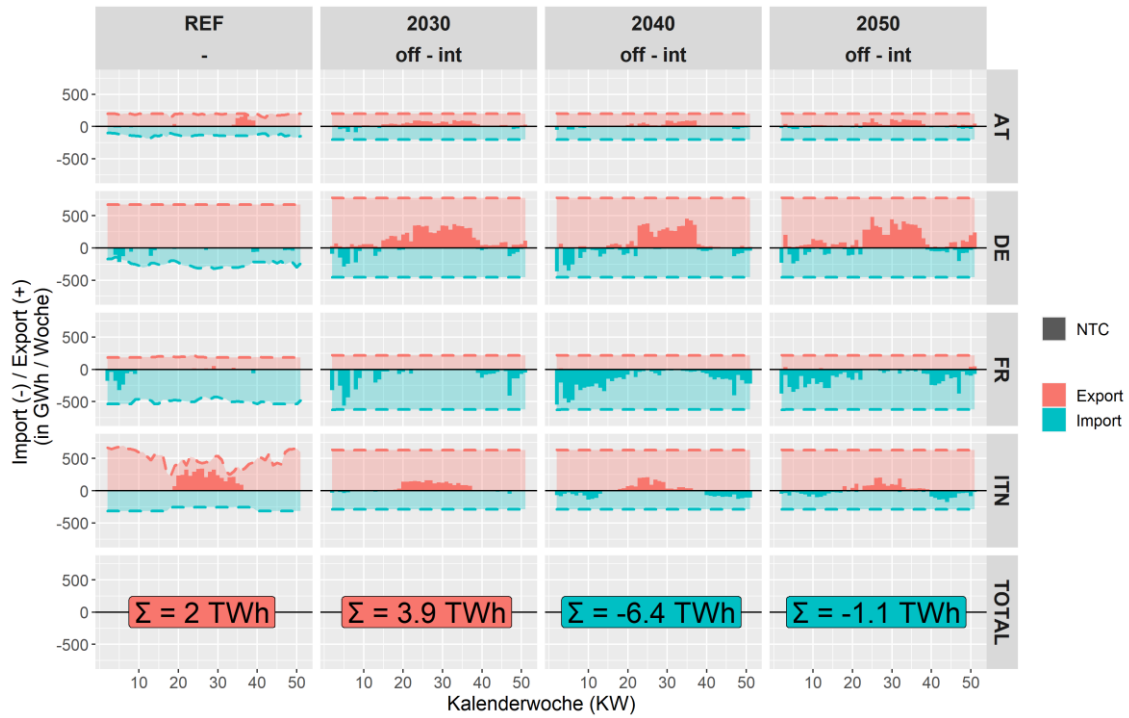


Abbildung 66 Wöchentliche netto Import-/Exportstrombilanzen im Szenario «offensiv-integriert» über alle Stützjahre.

5.5.7 Szenarienvergleich

Der jährliche Strombedarf/-verbrauch bzw. die jährliche Stromerzeugung pro Szenario für die Jahre 2030, 2040 und 2050 sind in Abbildung 67, Abbildung 68 bzw. Abbildung 69 dargestellt. Zum Vergleich ist in allen Abbildungen auch das REF-Szenario abgebildet.

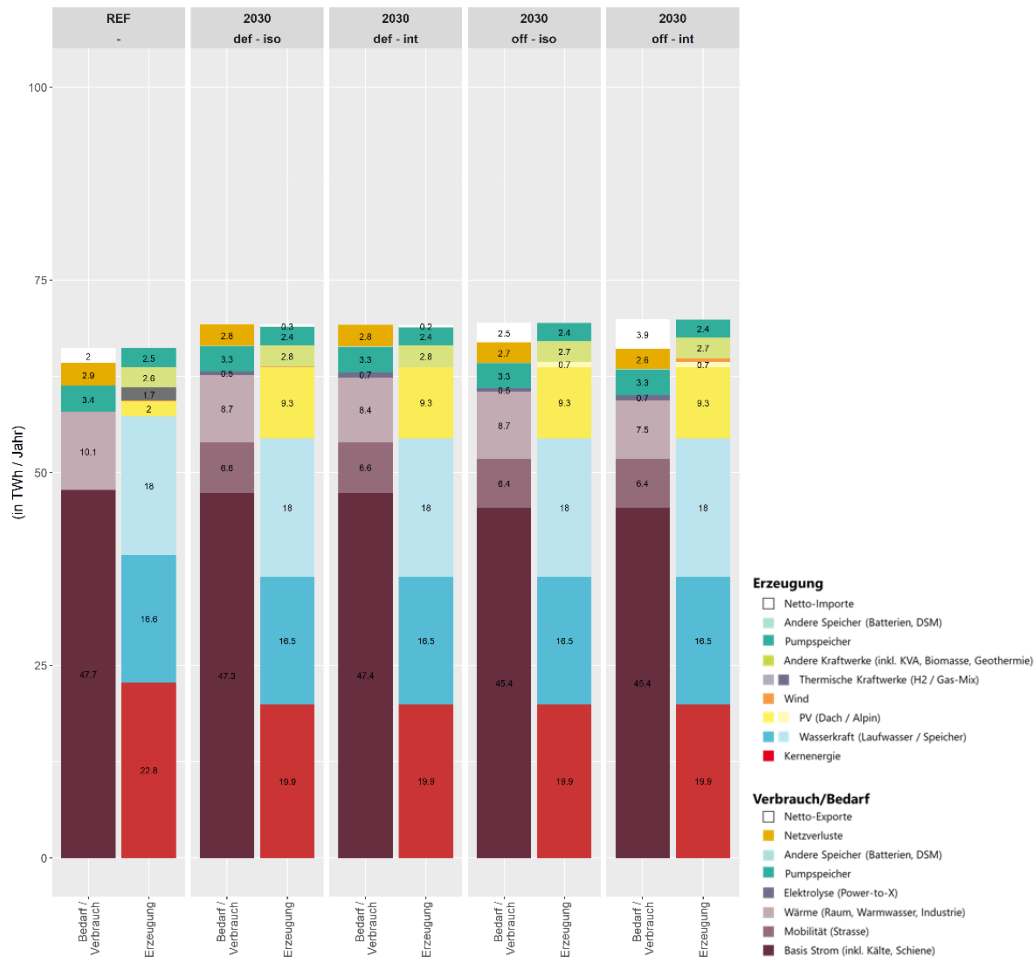


Abbildung 67 Vergleich des jährlichen Strombedarfs/-verbrauchs bzw. der jährlichen Stromerzeugung aller Szenarien für das Jahr 2030. Als Vergleich ist das REF-Szenario ganz links dargestellt.

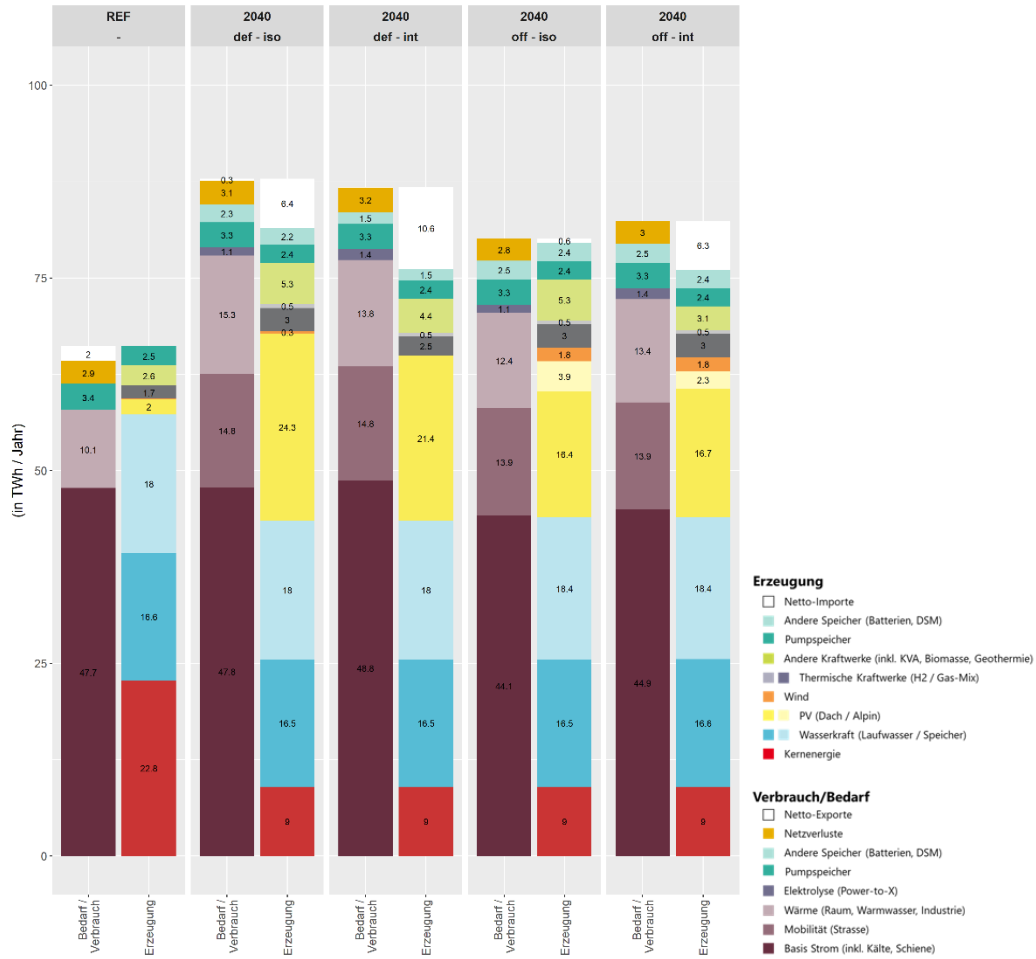


Abbildung 68 Vergleich des jährlichen Strombedarfs/-verbrauchs bzw. der jährlichen Stromerzeugung aller Szenarien für das Jahr 2040. Als Vergleich ist das REF-Szenario ganz links dargestellt.

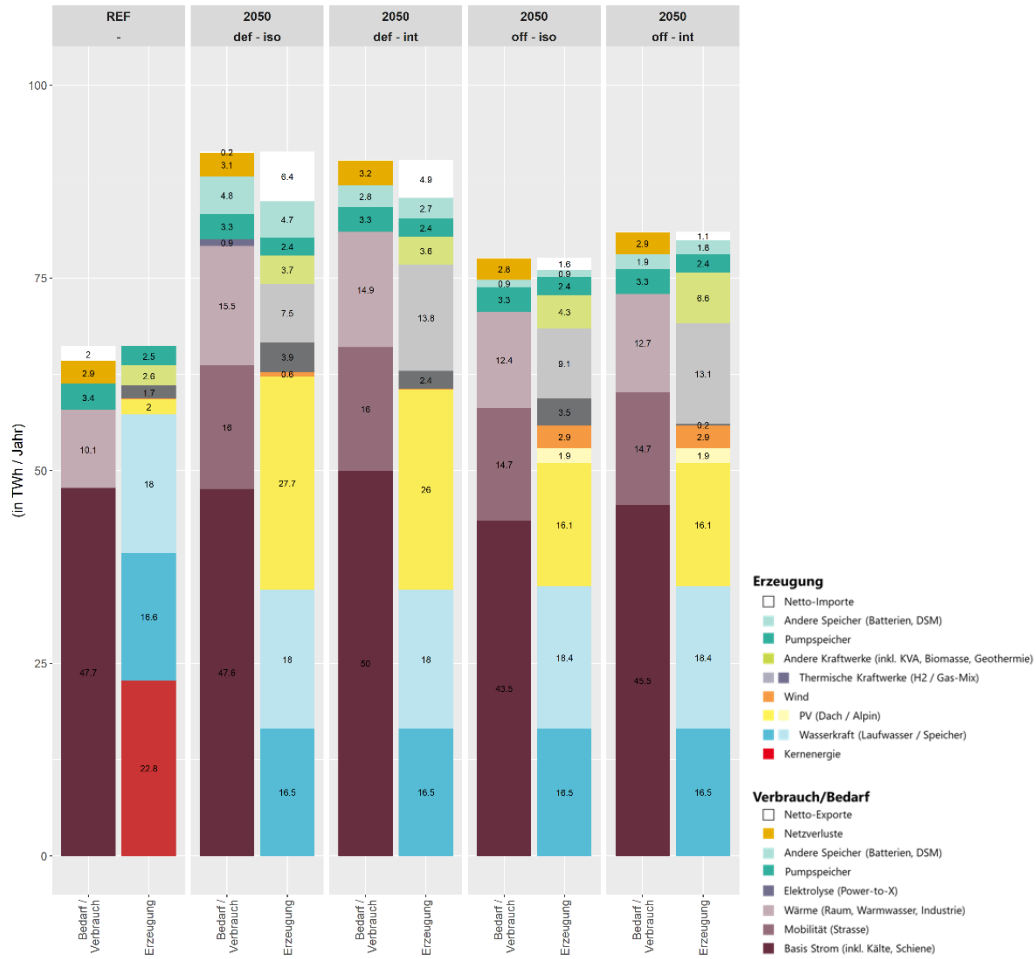


Abbildung 69 Vergleich des jährlichen Strombedarfs/-verbrauchs bzw. der jährlichen Stromerzeugung aller Szenarien für das Jahr 2050. Als Vergleich ist das REF-Szenario ganz links dargestellt.

5.5.8 Spezifische Auswertungen

5.5.8.1 Zusätzlicher Strombedarf

Der zusätzlich zum Basisstrombedarf anfallende Strombedarf für Wärme (Wärmepumpen, Elektroheizungen), Mobilität (Strasse), Elektrolyse (Power-to-X) und Kälte (Klimatisierung) ist in Abbildung 70 für alle Stützjahre und Szenarien dargestellt.

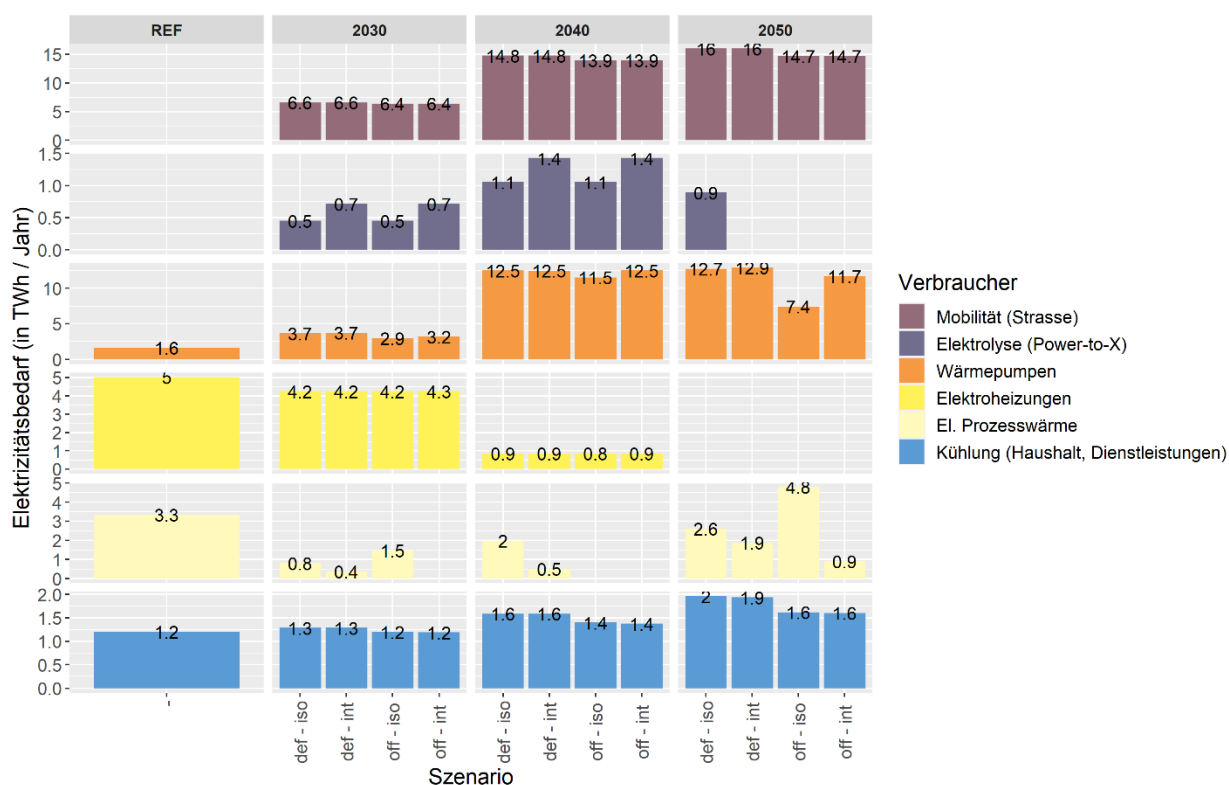


Abbildung 70 Stromverbrauch, der zusätzlich zum Basisverbrauch durch neue Anwendungen anfällt bzw. durch rückgebaute Anwendungen wegfällt.

5.5.8.2 Holzbilanz

Abbildung 71 zeigt die jährliche Holzbilanz für alle Stützjahre und Szenarien aufgeteilt nach Bedarf und Erzeugung. Auf der Erzeugungsseite befindet sich Holz (stellvertretend für sämtliche feste Biomasse wie Hackschnitze, Pellets, etc.) und auf der Bedarfsseite mit Holz befeuerte Blockheizkraftwerke (BHKW) zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie Holzheizungen für die Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und industrielle Prozesswärme.

Die Brennstoffkosten für inländisches und importiertes Holz werden im REF-Jahr mit 34 CHF/MWh und für die Jahre 2030, 2040 und 2050 mit 37, 43 bzw. 47 CHF/MWh angenommen. Gemäss den EP2050+ ist das Potential von einheimischem Energieholz maximal 15.6 TWh. Dieses maximale Potenzial wird in allen Stützjahren und Szenarien ausgeschöpft. Für importiertes Holz wird analog zu den EP2050+ in allen Jahren und Szenarien ein maximales Potenzial von 2.0 TWh angenommen. Es zeigt sich, dass dieses maximale

Potenzial in allen Szenarien und Jahren ebenfalls voll ausgeschöpft wird (Prognos AG, Infrac AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG, 2021).

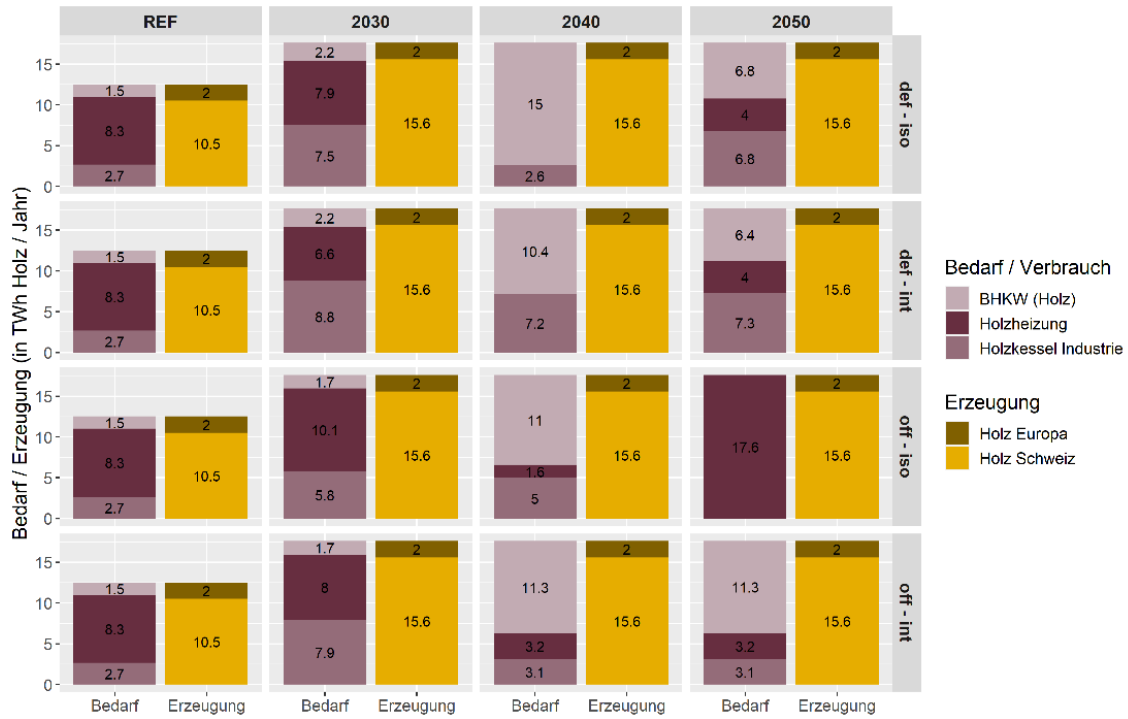


Abbildung 71 Holzbilanz der Schweiz in allen Szenarien und Jahren.

5.5.8.3 Tabellarische Auswertung Energiebilanzen

Tabelle 20 Zusammenstellung der Erzeugung in TWh für alle Stützjahre und Szenarien

Erzeugung	REF	2030				2040				2050			
		def-iso	def-int	off-iso	off-int	def-iso	def-int	off-iso	off-int	def-iso	def-int	off-iso	off-int
Kernenergie	22.8	19.9	19.9	19.9	19.9	9.0	9.0	9.0	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Laufwasser	16.6	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.6	16.5	16.5	16.5	16.5
Wind	0.1	0.0	0.0	0.0	0.5	0.3	0.0	1.8	1.8	0.6	0.0	2.9	2.9
PV_alpin	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	0.0	0.0	3.9	2.3	0.0	0.0	1.9	1.9
Speicherwasser (mustrun)	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
KVA	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
Gas_CHP	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	2.5	3.0	3.0	3.9	2.4	3.5	0.2
Holz_CHP	0.3	0.4	0.4	0.3	0.3	3.0	2.1	2.2	0.0	1.4	1.3	0.0	2.3
Geothermie_CHP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	0.0	0.0	2.0	2.0
Brennstoffzelle klein	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0	1.0	0.8	1.0
Brennstoffzelle gross	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	0.0
GuD_H2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	12.8	6.8	12.1
Turbine Pumpspeicher	2.5	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Speicherwasser (must run)	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
Speicherwasser (neu)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.4	0.0	0.0	0.4	0.4
PV Dach	2.0	9.3	9.3	9.3	9.3	24.3	21.4	16.4	16.7	27.7	26.0	16.1	16.1
Batterie Entladung	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.7	1.0	1.3	0.9	0.3	0.4
DSM aus	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	1.3	1.5	1.7	1.4	3.4	1.8	0.6	1.4
Bilanzfehler (slack)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Brutto Import AT	0.1	0.4	0.6	0.2	0.5	1.0	0.6	0.4	0.4	0.9	0.9	0.6	0.6

2050 Energiezukunft



Erzeugung	REF	2030				2040				2050			
		def-iso	def-int	off-iso	off-int	def-iso	def-int	off-iso	off-int	def-iso	def-int	off-iso	off-int
Bruttoimport DE	1.2	1.9	2.3	1.4	2.3	6.2	3.8	3.0	4.2	6.2	4.4	3.8	4.5
Bruttoimport FR	1.8	4.8	31.9	4.7	31.9	4.6	24.3	4.3	24.2	4.7	24.5	5.0	24.9
Bruttoimport ITN	0.0	1.3	7.5	1.2	6.4	1.3	6.8	1.2	6.2	1.3	7.0	1.2	7.3
Total (brutto)	69.3	77.4	111.3	77.0	111.0	94.6	111.6	88.5	111.0	98.0	122.2	86.7	117.2
Nettoimport AT	-0.7	-2.7	-6.5	-3.1	-7.5	-1.6	-3.3	-2.9	-4.2	-1.8	-4.3	-3.6	-5.3
Nettoimport DE	1.2	-1.3	-28.0	-3.5	-28.7	3.9	-12.2	-0.0	-13.4	3.7	-15.8	0.4	-18.4
Nettoimport FR	1.7	3.1	31.9	2.9	31.9	2.8	24.1	2.3	24.1	3.3	24.2	3.6	24.6
Nettoimport ITN	-4.2	1.2	2.8	1.2	0.4	1.2	2.0	1.2	-0.1	1.3	0.8	1.2	0.2
SUMME netto Import	-2.0	0.3	0.2	-2.5	-3.9	6.4	10.6	0.6	6.3	6.4	4.9	1.6	1.1
TOTAL (netto)	66.2	69.3	69.2	69.4	69.9	87.9	86.7	80.1	82.4	91.4	90.3	77.6	81.0

2050 Energiezukunft



Tabelle 21 Zusammenstellung des Verbrauchs in TWh für alle Stützjahre und Szenarien

Verbrauch	REF	2030dd def-iso	2030 def-int	2030 off-iso	2030 off-int	2040 def-iso	2040 def-int	2040 off-iso	2040 off-int	2050 def-iso	2050 def-int	2050 off-iso	2050 off-int
Wärmepumpe Raumwärme	1.5	1.1	1.2	0.4	0.6	10.1	10.0	9.2	10.9	10.4	10.6	5.2	9.4
Wärmepumpe Warmwasser	0.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.1	0.4	1.3	1.3	1.3	1.3
Wärmepumpe Prozesswärme	0.0	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0
Abwärme Fernwärme	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Abwärme Raumwärme	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Abwärme Prozesswärme	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kälte	1.2	1.3	1.3	1.2	1.2	1.6	1.6	1.4	1.4	2.0	1.9	1.6	1.6
Elektrolyse	0.0	0.5	0.7	0.5	0.7	1.1	1.4	1.1	1.4	0.9	0.0	0.0	0.0
Pumpe Pumpspeicher	3.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
El. Heizung Warmwasser	2.1	1.8	1.8	1.8	1.8	0.4	0.4	0.4	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1
El. Heizung Raumwärme	3.0	2.5	2.5	2.5	2.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1	0.1
El. Heizung Prozesswärme	3.3	0.8	0.4	1.5	0.1	2.0	0.5	0.0	0.0	2.6	1.9	4.8	0.9
Basis Strom	46.5	46.1	46.1	44.2	44.2	46.2	47.2	42.7	43.6	45.7	48.1	41.8	43.9
e-Mobilität	0.1	6.6	6.6	6.4	6.4	14.8	14.8	13.9	13.9	16.0	16.0	14.7	14.7
Netzverluste	2.9	2.8	2.8	2.7	2.6	3.1	3.2	2.8	3.0	3.1	3.2	2.8	2.9
Batterie Ladung	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.7	1.1	1.4	1.0	0.3	0.5
DSM Ladung	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	1.3	1.5	1.7	1.4	3.4	1.8	0.6	1.4
Abregelung	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.1	0.0
Brutto Export AT	0.7	3.1	7.1	3.3	8.0	2.7	3.9	3.3	4.6	2.8	5.2	4.2	6.0
Bruttoexport DE	0.0	3.3	30.3	4.9	31.0	2.3	16.0	3.1	17.5	2.5	20.2	3.5	22.8
Bruttoexport FR	0.2	1.7	0.0	1.8	0.0	1.7	0.2	2.0	0.1	1.4	0.3	1.4	0.4
Bruttoexport IT	4.2	0.0	4.7	0.0	6.0	0.0	4.8	0.0	6.3	0.0	6.2	0.0	7.1

2050 Energiezukunft



Verbrauch	REF	2030dd def-iso	2030 def-int	2030 off-iso	2030 off-int	2040 def-iso	2040 def-int	2040 off-iso	2040 off-int	2050 def-iso	2050 def-int	2050 off-iso	2050 off-int
Total (brutto)	69.3	77.4	111.3	77.0	111.0	94.6	111.6	88.5	111.0	98.0	122.2	86.7	117.2
Nettoexport AT	0.7	2.7	6.5	3.1	7.5	1.6	3.3	2.9	4.2	1.8	4.3	3.6	5.3
Nettoexport DE	-1.2	1.3	28.0	3.5	28.7	-3.9	12.2	0.0	13.4	-3.7	15.8	-0.4	18.4
Nettoexport FR	-1.7	-3.1	-31.9	-2.9	-31.9	-2.8	-24.1	-2.3	-24.1	-3.3	-24.2	-3.6	-24.6
Nettoexport ITN	4.2	-1.2	-2.8	-1.2	-0.4	-1.2	-2.0	-1.2	0.1	-1.3	-0.8	-1.2	-0.2
SUMME netto Export	2.0	-0.3	-0.2	2.5	3.9	-6.4	-10.6	-0.6	-6.3	-6.4	-4.9	-1.6	-1.1
TOTAL (netto)	66.2	69.3	69.2	69.4	69.9	87.9	86.7	80.1	82.4	91.4	90.3	77.6	81.0

5.6 Abkürzungsverzeichnis

AC	<i>Alternating Current</i> (Wechselstrom)
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BEV	Batteriebetriebenes Elektrofahrzeug / <i>battery electric vehicle</i>
BFE	Bundesamt für Energie
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BZ	Brennstoffzelle
CO ₂ -eq	CO ₂ -Äquivalente
CFD	<i>Contracts for Difference</i>
DAC	<i>Direct Air Capture</i>
DC	<i>Direct Current</i> (Gleichstrom)
DSM	<i>Demand side management</i>
EU ETS	<i>EU Emission Trading System</i> , Handelssystem der EU zum Handel von -> EUA
EUA	<i>EU Allowance</i> , CO ₂ -Zertifikate der EU, gehandelt im -> EU ETS
GuD	Gaskombikraftwerke
GWh	Gigawattstunden
GWp	Gigawatt-Peak
KKW	Kernkraftwerk
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge

Mt	Megatonne (eine Million Tonnen)
MuKEn	Mustervorschriften für Kantone im Energiebereich
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
MWp	Megawatt-Peak
NE	Netzebene (NE 1 = Höchstspannungsnetz, NE 3 = Hochspannungsnetz, NE 5 = Mittelspannungsnetz, NE 7 = Niederspannungsnetz)
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i> , kommerziell verfügbare grenzüberschreitende Kapazität
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Vehicle</i>
PV	Photovoltaik
SDL	Systemdienstleistungen
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
Synfuel	Synthetischer Brennstoff oder Treibstoff, auf chemischem Weg unter Einsatz von erneuerbarer Energie hergestellt
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
TYNDP	<i>Ten-Year Network Development Plan</i>
VNB	Verteilnetzbetreiber
VoLL	<i>Value of Lost Load</i>
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WP	Wärmepumpe
wwb	Weiter-Wie-Bisher

5.7 Literaturverzeichnis

- Beer, M., & Kyburz, R. (29. 09 2019). Mit Speicherwasser gegen die Dunkelflaute. (bulletin.ch, Hrsg.) *Bulletin*, S. 51-56. Abgerufen am 05. 11 2022 von <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/mit-speicherwasser-gegen-die-dunkelflaute-1995.html>
- Boulouchos, K., Neu, U., & et al. (2022). *Swiss Energy System 2050: Pathways to Net Zero CO2 and Security of Supply*. Swiss Academies of Arts and Sciences.
- Bundesamt für Energie. (2021). *Rechenzentren in der Schweiz – Stromverbrauch und Effizienzpotenzial*. Bern: Bundesamt für Energie.
- Bundesamt für Energie. (2022). *Statistik der Wasserkraftanlagen (WASTA)*. Von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/geoinformation/geodaten/wasser/statistik-der-wasserkraftanlagen.html> abgerufen
- Bundesamt für Energie BFE. (2016). *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien - Ausgabe 2016*. Bern: Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK. Von <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/8794> abgerufen
- Bundesamt für Energie BFE. (2019). *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien - Ausgabe 2018*. Bern: Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK. Von <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9829> abgerufen
- Bundesamt für Energie BFE. (03. 11 2021). *Energieverhandlungen Schweiz - EU*. Von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/energieverhandlungen-schweiz-eu.html> abgerufen
- Bundesamt für Energie BFE. (2021). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik*. Bern: Schweizerische Eidgenossenschaft.
- Bundesamt für Energie BFE, Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz, Bundesamt für Landestopografie swisstopo. (kein Datum). *sonnendach.ch*. Von <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/> abgerufen
- Bundesamt für Raumentwicklung. (2022). *Schweizerische Verkehrsperspektiven 2050*. Bern: Bundesamt für Raumentwicklung (ARE). Von <https://www.are.admin.ch/are/de/home/mobilitaet/grundlagen-und-daten/verkehrsperspektiven.html> abgerufen
- Bundesamt für Statistik. (25. 08 2020). *Bundesamt für Statistik: Bevölkerung, Zukünftige Entwicklung, Schweiz-Szenarien*. Von Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung. Ergebnisse des Referenzszenarios: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung/zukuenftige-entwicklung/schweiz-szenarien.assetdetail.12107020.html> abgerufen
- Bundesamt für Umwelt BAFU. (2012). *Auswirkungen der Klimaänderung auf Wasserressourcen und Gewässer*. Bern: Bundesamt für Umwelt BAFU.
- Bundesamt für Umwelt BAFU. (2022). *Kenngrossen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Schweiz*. Bern: Bundesamt für Umwelt BAFU.
- Bundesgesetz über die Kernenergie. (21. März 2003). *Kernenergiegesetz (KEG)*. Schweiz.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2020). *Die Nationale Wasserstoffstrategie*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 abgerufen
- De Felice, M. (10. 03 2020). *ENTSO-E PECD (European Climate Database) from MAF 2019 in CSV and Feather formats*. doi:<https://doi.org/10.5281/zenodo.3702418>
- de Haan, P., Rosser, S., Clausdeinken, H., Ribi, F., & Koller, L. (2021). *Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz - Update 2021*. Zürich: EBP Schweiz AG.

- Dujardin, J., Schillinger, M., Kahl, A., Savelsberg, J., Schlecht, I., & Lordan-Perret, R. (März 2022). Optimized market value of alpine solar photovoltaic installations. *Renewable Energy*(186), S. 878-888. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.01.016>.
- EBP. (2022). *Electric and Hydrogen Mobility Scenarios Switzerland 2022 (Szenario ZERO-E)*. Zürich: EBP.
- Eckstein, S., Buddeke, M., & Merten, F. (2015). *Restore2050: Europäischer Lastgang 2050 - Projektbericht zum Arbeitspaket 4*. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie/Bundesministerium für Bildung und Forschung.
- E-Cube. (2018). *Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030*. Lausanne: E-Cube Strategy Consultants.
- Eggimann, S., Vulic, N., Rüdüsili, M., Mutschler, R., Orehounig, K., & Sulzer, M. (2022). Spatiotemporal upscaling errors of building stock clustering for energy demand simulation. *Energy and Buildings*, 111844. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.111844>
- Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom. (16. 03 2021). Weisung 01/2021 der EICom: WACC Produktion. Bern. Von https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwje_L-Hmfn6AhV2_7sIHVWZApUQFnoECA8QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.elcom.admin.ch%2Fdam%2Felcom%2Fde%2Fdokumente%2FWeisungen%2F1-2021waccproduktion.pdf.download.pdf%2F1-2021%abgerufen
- Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie & Kommunikation UVEK. (2021). *Gemeinsame Erklärung des runden Tisches Wasserkraft*. Bern. Von <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/69601.pdf> abgerufen
- Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation. (02. 03 2021). *Bundesverwaltung: UVEK, BFE, Medienmitteilungen*. Von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-82532.html> abgerufen
- Eidgenössisches Nuklearinspektorat ENSI. (16. 02 2012). Laufzeit Schweizer Kernkraftwerke: Die Sicherheit ist entscheidend, nicht das Alter. Abgerufen am 24. 10 2022 von <https://www.ensi.ch/de/2012/02/16/laufzeit-schweizer-kernkraftwerke-die-sicherheit-ist-entscheidend-nicht-das-alter/>
- ENTSO-E. (2020). *Ten-Year Network Development Plan 2020*. Brüssel: ENTSO-E.
- ENTSO-E. (18. 02 2022). *Transparency Platform*. Abgerufen am 06. 11 2022 von <https://transparency.entsoe.eu/>
- ENTSO-E, & ENTSG. (2022). *Ten-Year Network Development Plan 2022*. Brüssel: ENTSO-E; ENTSG.
- Euractiv. (8. 11 2021). *Hydrogen trade: Belgium signs deal with Chile, Germany woos UAE*. Von <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/hydrogen-trade-belgium-signs-deal-with-chile-germany-woos-uae/> abgerufen
- Europäische Kommission. (24. 10 2022). *Energy and the Green Deal*. Von https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_de abgerufen
- Farinotti, D., Round, V., Huss, M., Compagno, L., & Zekollari, H. (14. 11 2019). Large hydropower and water-storage potential in future glacier-free basins. *Nature*(575), 341-344. doi:<https://doi.org/10.1038/s41586-019-1740-z>
- Fasan, R. (2021). *Rechenzentren in der Schweiz - Bau- und Ausbaupläne*. Bern: Bundesamt für Energie.
- Frontier Economics Ltd. (2021). *Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU*. Bern: Bundesamt für Energie BFE. Von <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/68521.pdf> abgerufen

- Gelaro, R., & et. al. (2017). The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2). *Jopurnal of Climate*, 5419-5454. doi:<https://doi.org/10.1175/JCLI-D-16-0758.1>
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report*. Geneva: IPCC. Abgerufen am 24. 10 2022 von https://archive.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf
- Kemmler, A., Kirchner, A., & et. al. (2020). *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Kemmler, A., Wünsch, A., & Burret, H. (2021). *Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie BMWi.
- Konferenz Kantonaler Energiedirektoren. (23. Oktober 2022). *Konferenz Kantonaler Energiedirektoren*. Von Energiepolitik der Kantone: <https://www.endk.ch/de/energiepolitik-der-kantone/muken> abgerufen
- Liebreich Associates. (15. 08 2021). *The Clean Hydrogen Ladder*. Von <https://www.liebreich.com/the-clean-hydrogen-ladder-now-updated-to-v4-1/> abgerufen
- Mantzou, L., Matei, N. A., Mulholland, E., Roszai, M., Tamba, M., & Wiesenthal, T. (2018). *JRC-IDEES 2015. European Commission, Joint Research Centre (JRC) [Dataset]*. Von <https://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/jrc-10110-10001> abgerufen
- National Centre for Climate Services. (kein Datum). *Schweizer Klimaszenarien CH2018*. Von <https://www.nccs.admin.ch/nccs/de/home/klimawandel-und-auswirkungen/schweizer-klimaszenarien.html> abgerufen
- Nuclear Energy Agency. (2022). *Achieving Net Zero Carbon Emissions in Switzerland in 2050: Low Carbon Scenarios and their System Costs*. OECD.
- Orth, N., Weniger, J., Meissner, L., Lawaczek, I., & Quaschnig, V. (2022). *Stromspeicher-Inspektion*. Berlin: htw Berlin. Von <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-Stromspeicher-Inspektion-2022.pdf> abgerufen
- Panos, E., Kober, T., Ramachandran, K., & Hirschberg, S. (2021). *Long-term Energy Transformation Pathways - Integrated Scenario Analysis with the Swiss Times Energy Systems Model*. Würenlingen: Paul Scherrer Institute.
- Prognos AG & TEP Energy GmbH. (2021). *Energieperspektiven 2050+ Exkurs Thermische Stromerzeugung und Wärme-Kraft-Kopplung*. Bern: Bundesamt für Energie BFE. Von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA2MjE=.html> abgerufen
- Prognos AG. (2021). *Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2020 nach Verwendungszwecken*. Bern: Bundesamt für Energie BFE. Von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/energieverbrauch-nach-verwendungszweck.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA2OTM=.html> abgerufen
- Prognos AG, Infras AG, & TEP Energy GmbH. (2021). *Energieperspektiven 2050+*. Bern: Bundesamt für Energie BFE.
- Prognos AG, Infras AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG. (2020). *Energieperspektiven 2050+ Kurzbericht*. Bern: Bundesamt für Energie BFE. Von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTAzMjM=.html> abgerufen
- Prognos AG, Infras AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG. (2021). *Energieperspektiven 2050+, Exkurs Biomasse. Potenziale und Einsatz in den Szenarien*. Bern: Bundesamt für Energie BFE.

- Romano, E., & et. al. (2022). CO2 and price impacts among EU countries on their pathway towards net-zero electricity supply - The spillover challenge. *Energy Economics*, (eingereicht).
- Rüdisüli, M., Romano, E., Eggimann, S., & Patel, M. K. (2022). Decarbonization strategies for Switzerland considering embedded greenhouse gas emissions in electricity imports. *Energy Policy*, 112794. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112794>
- SCCER-Joint Activity Scenarios and Modelling (JASM). (27. 02 2019). *Demand hourly profile in STEM*. Von Space heating, process heat, water heating, air conditioning and other electric appliances (e.g. refrigerators, ovens, information&communication technologies, washers and dryers,etc.) hourly profile by typical day and sector - Assumption in STEM model: <https://data.sccer-jasm.ch/demand-hourly-profile> abgerufen
- Schaefli, B. (2015). Projecting hydropower production under future climates: a guide for decision-makers and modelers to interpret and design climate change impact assessments. *WIREs Water*, 2:271-289. doi:<https://doi.org/10.1002/wat2.1083>
- Schaefli, B., Manso, P., Fischer, M., Huss, M., & Farinotti, D. (03 2019). The role of glacier retreat for Swiss hydropower production. *Renewable Energy*(132), 615-627. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.104>
- Schaefli, B., Manso, P., Fischer, M., Huss, M., & Farinotti, D. (2019). The role of glacier retreat for Swiss hydropower production. *Renewable Energy*, 615-627. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.104>
- Sommer, T. (2022). *Expected developments of thermal networks in Switzerland to reduce CO2 emissions*. Luzern: HSLU.
- Sres, A. (2014). *Weissbuch Fernwärme Schweiz - VFS Strategie*. Niederrohrdorf: Verband Fernwärme Schweiz VFS.
- Staatssekretariat für Wirtschaft SECO. (24. 10 2022). *Szenarien zur BIP-Entwicklung*. Von https://www.seco.admin.ch/seco/de/home/wirtschaftslage---wirtschaftspolitik/wirtschaftspolitik/Wachstumspolitik/szenarien_bip-entwicklung_schweiz.html abgerufen
- Thees, O., Burg, V., Erni, M., Bowman, G., & Lemm, R. (2017). *Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung - Ergebnisse des schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET (57)*. Birmensdorf: WSL.
- van Rossum, R., Jaro, J., La Guardia, G., Wang, A., Kühnen, L., & Overgaag, M. (2022). *European Hydrogen Backbone - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries*. ehb. Von <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf> abgerufen
- Verband der schweizerischen Gasindustrie. (2016). *Jahresstatistik*. Zürich: VSG.
- Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt. (19. 06 2019). *Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*. Von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&rid=19> abgerufen
- VSE/Electrosuisse. (16. 05 2018). Grösste Batterie der Schweiz in Betrieb. *Bulletin.ch*. Von <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/groesste-batterie-der-schweiz-in-betrieb.html> abgerufen
- Walch, A., Castello, R., Mohajeri, N., & Scartezzini, J.-L. (15. 03 2020). Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty. *Applied Energy*(262). doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114404>
- Walch, A., Rüdisüli, M., Castello, R., & Scartezzini, J.-L. (2021). Quantification of existing rooftop PV hourly generation capacity and validation against measurement data. *Journal of Physics: Conference Series*, 2042. doi:[doi:10.1088/1742-6596/2042/1/012011](https://doi.org/10.1088/1742-6596/2042/1/012011)
- Wang, D., Landolt, J., Mavromatidis, G., Orehounig, K., & Carmeliet, J. (2018). CESAR: A bottom-up building stock modelling tool for Switzerland to address sustainable energy transformation strategies. *Energy and Buildings*, 9-26. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.03.020>

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Komponenten der Systemkosten im Modell.
Tabelle 2	Verwendete Primärenergie- und Emissionspreise 2050 (nominale Preise)
Tabelle 3	Stilllegungsjahre der Schweizer Kernkraftwerke
Tabelle 4	Zusammensetzung des Schweizer Personenwagenparks nach Fahrleistungen.
Tabelle 5	Die berücksichtigten Speichertechnologien und deren Kosten
Tabelle 6	NTC für die beiden Ausprägungen pro Stützjahr
Tabelle 7	Mögliche Wasserstoffimportmengen in den beiden Ausprägungen «integriert» und «isoliert». Im offensiv-isolierten Szenario ist der mögliche Wasserstoffimport aufgrund der Technologieverfügbarkeit leicht erhöht.
Tabelle 8	Technologien zur Vorhaltung von kurzfristiger Flexibilität
Tabelle 9	Kopplung der installierten Kapazität der Heimbatterien an die modellierte installierte Dach-PV Kapazität. (Orth, Weniger, Meissner, Lawaczeck, & Quaschnig, 2022), (Prognos AG, Infrac AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG, 2020). Lesebeispiel: Im REF wurde in 15% der neu installierten PV-Anlagen eine Batterie verbaut. Pro kWp PV-Leistung wird 1 kWh Batteriekapazität mit einer Leistung von 0.6 kW installiert. Für eine 10 kWp Anlage gibt das eine Batterie von 10 kWh Kapazität und 6 kW Leistung.
Tabelle 10	Verteilung Ladetypen über die Zeit
Tabelle 11	Eigenschaften der sechs Cluster zur Modellierung der Speicherkraftwerke
Tabelle 12	Prozentuale Aufteilung des industriellen Prozesswärmebedarfs nach Temperaturniveaus und verfügbaren Technologien.
Tabelle 13	Maximales Fernwärmepotenzial für Raumwärme, Warmwasser und industrielle Prozesswärme
Tabelle 14	Wichtigste Parameter der verwendeten Erzeugungstechnologien für 2050. Abkürzungen: EC = Energieträger, η = Umwandlungswirkungsgrad (in %), inst_Kap = installierte Kapazität (in GW), CAPEX = <i>Overnight</i> -Investition (in CHF/kW), FOM = fixe Betriebs- und Unterhaltskosten (in CHF/kW/Jahr), VOM = variable Betriebs- und Unterhaltskosten (in CHF/kWh).
Tabelle 15	Details zu NTC zwischen der Schweiz und Nachbarländern. Die Werte für die isolierten Szenarien sind stündlich variabel. Es sind die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte angegeben.
Tabelle 16	Installierte Leistung und Wirkungsgrade (η) aller verwendeter Technologien für Österreich (AT)
Tabelle 17	Installierte Leistung und Wirkungsgrade (η) aller verwendeter Technologien für Deutschland (DE)
Tabelle 18	Installierte Leistung und Wirkungsgrade (η) aller verwendeter Technologien für Frankreich (FR)
Tabelle 19	Installierte Leistung und Wirkungsgrade (η) aller verwendeter Technologien für Norditalien (IT_N)
Tabelle 20	Zusammenstellung der Erzeugung in TWh für alle Stützjahre und Szenarien
Tabelle 21	Zusammenstellung des Verbrauchs in TWh für alle Stützjahre und Szenarien

Abbildungsverzeichnis

- Abbildung 1 Vereinfachte Darstellung des verwendeten Systemmodells. Th. Kraftwerke: Kernkraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke, Gaskraftwerke; H2: Wasserstoff; BHKW: Blockheizkraftwerke; BZ: Brennstoffzellen; WP: Wärmepumpen; El.: Elektroheizungen; KM: Kältemaschinen; DSM: Demand-Side-Management (Automation für Lastverschiebung)
- Abbildung 2 Lösungsraum aufgeteilt in vier Quadranten und den repräsentativen Szenarien in der «Energiezukunft 2050».
- Abbildung 3 Gestehungskosten der verwendeten Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien. Die resultierenden Gestehungskosten basieren auf standardisierten, typischen äquivalenten Volllaststunden (roter Text), um die Vergleichbarkeit herzustellen. Die Technologiekosten sind als gemittelte Werte für die jeweiligen aggregierten Kategorien dargestellt.
- Abbildung 4 Basisbedarf Elektrizität in den vier Szenarien für die betrachteten Jahre.
- Abbildung 5 Monatlicher Wärmebedarf der Schweiz pro Szenario und Jahr.
- Abbildung 6 Energieverbrauch der Mobilität. Links: isolierte Szenarien; rechts: integrierte Szenarien.
- Abbildung 7 Einspeisepprofile von Zuflussmengen der Wasserkraft.
- Abbildung 8 Importkapazitäten (*Net-Transfer-Capacity*, NTC) im Referenzjahr und in den zukünftigen Jahren. Jeweils nach Import-/Exportland und Ausprägung «isoliert» und «integriert».
- Abbildung 9 Resultatübersicht Elektrizität der vier repräsentativen Szenarien.
- Abbildung 10 Nachfrageanstieg Elektrizität im Szenario «offensiv-integriert» bei gleichzeitigem Rückgang der heutigen Produktion zeigt einen Ausbaubedarf im Umfang von rund 37 TWh bis 2050.
- Abbildung 11 Im Beispielszenario «offensiv-integriert» sinkt der gesamte Endenergieverbrauch von über 200 TWh/a um rund 25% auf rund 150 TWh/a. Bei den anderen Szenarien liegt die Spanne zwischen 160 TWh/a («defensiv-integriert») und 140 TWh/a («offensiv-isoliert»).
- Abbildung 12 Entwicklung der Stromerzeugung und des Strombedarfs in der Schweiz im Szenario «offensiv-integriert».
- Abbildung 13 Stromproduktion im Szenario «offensiv-integriert» in monatlicher Auflösung.
- Abbildung 14 Stündliche Darstellung Stromerzeugung und Strombedarf einer typischen Winterwoche (links) und einer typischen Sommerwoche (rechts) im Szenario «offensiv-integriert» im Jahr 2050.
- Abbildung 15 Beitrag der a) Dach-Photovoltaik sowie b) der alpinen Photovoltaik und der Windkraftanlagen im Szenario «offensiv-integriert».
- Abbildung 16 Stromproduktion im Szenario «defensiv-isoliert» in monatlicher Auflösung.
- Abbildung 17 Stündliche Darstellung Stromproduktion und Strombedarf einer typischen Winterwoche (links) und einer typischen Sommerwoche (rechts) im Szenario «defensiv-isoliert» im Jahr 2050.
- Abbildung 18 Monatliche Darstellung aller Szenarien, Stromerzeugung
- Abbildung 19 Monatliche Darstellung aller Szenarien, Stromverbrauch (REF) und Strombedarf (2030, 2040 und 2050).
- Abbildung 20 Importmuster pro Szenario, jeweils REF bis 2050. Die Begrenzungen (Linien) zeigen die maximal möglichen Importkapazitäten (*Net Transfer Capacity*, NTC).
- Abbildung 21 Wärmeerzeugung in allen Jahren und Szenarien
- Abbildung 22 Wasserstoffbilanzen der vier Szenarien für die vier gewählten Stützjahre.
- Abbildung 23 Methanbilanzen der vier Szenarien für die vier gewählten Stützjahre.

- Abbildung 24 Reduktion der Importabhängigkeit (importierter Primärenergiebedarf) der schweizerischen Energieversorgung durch die zunehmende Elektrifizierung und Steigerung der Energieeffizienz.
- Abbildung 25 Entwicklung der CO₂-Emissionen des Energiesystems der Schweiz. Die Gesamtemissionen (inkl. nicht-energetischer Treibhausgasemissionen) betragen in der Schweiz 2018 rund 46 Mt CO₂-eq.
- Abbildung 26 Strom- und Wärmebedarf und Kosten zur CO₂-Elimination im Jahr 2050.
- Abbildung 27 Mengenbilanz CO₂-Emissionen der Schweiz im Jahr 2050.
- Abbildung 28 Systemkosten pro Jahr und Szenario. CAPEX zeigen die annualisierten Investitionen für die Wiederbeschaffung unterteilt nach Technologien (Kernkraft, Wasserkraft, PV und andere). Betriebs- und Unterhaltskosten (OPEX) zeigen die variablen und fixen jährlichen Kosten aller Technologien.
- Abbildung 29 Wertentwicklung des Energiesystems während des Umbaus, summiert von 2020 bis 2050. Die Bilanz zwischen Zubau und Rückbau ist in den eingerahmten Werten aufgeführt und entspricht dem netto Wertzuwachs des Systems. Die Summe der positiven Werte entspricht Wertzuwachs durch die zu tätigen Investitionen. Die Summe der negativen Werte entspricht dem Wertverlust durch den Rückbau bzw. nicht Ersatz bestehender Anlagen.
- Abbildung 30 Veränderung der Strombilanz für die Sensitivität, dass kein H₂ in grossem Umfang importiert werden kann.
- Abbildung 31 Veränderung der Strombilanz im Fall einer Verdoppelung des H₂-Preises für die «integrierten» Szenarien.
- Abbildung 32 Veränderung der jährlichen Strombilanz im Fall des Einsatzes von SMR.
- Abbildung 33 Veränderung der monatlichen Strombilanz im Fall eines Einsatzes der neuesten Generation Kernkraft (SMR).
- Abbildung 34 Veränderung der Strombilanz im Fall eines erhöhten Strombedarfs (+20%) für das Szenario «offensiv-integriert».
- Abbildung 35 Vergleich der extrapolierten aktuellen Zubaugeschwindigkeiten von Photovoltaik und Wind mit den Zubauzielen der offensiven und defensiven Ausprägungen der Szenarien.
- Abbildung 36 Veränderung der Strombilanz im Fall eines *worst case*.
- Abbildung 37 Vergleich der Systemkosten der untersuchten Sensitivitäten im Jahr 2050.
- Abbildung 38 Entwicklung der Energie- und CO₂-Preise basierend auf dem CO₂-Preis (hellblau), dem Weltmarkt-Brennstoff-Preis (hellgrau), dem Weltmarkt-Brennstoff-Preis inklusive CO₂-Abgabe (dunkelgrau) sowie dem Brennstoff-Preis inklusive CO₂-Abgabe und Grenzübertragungskosten (hellrot).
- Abbildung 39 Basisverbrauch ohne Strombedarf für private Fahrzeuge und Wärmeanwendungen in den vier Szenarien für die vier Stützjahre unterteilt nach Sektoren und Verwendungszwecken.
- Abbildung 40 Energieverbrauch Mobilität pro Fahrzeugkategorie.
- Abbildung 41 Jährlicher Wärme- und Kühlbedarf in den untersuchten Jahren und Szenarien.
- Abbildung 42 Stündlicher und monatlich gemittelter Raumwärme-, Warmwasser- und Raumkältebedarf (Nutzenergie) in Gebäuden.
- Abbildung 43 Erzeugungsprofil Laufwasser im Referenzjahr.
- Abbildung 44 Clustering aller Schweizer Pumpspeicher gemäss installierter Leistung (in MW) und äquivalenten Volllaststunden (Jahresproduktion pro installierte Leistung).
- Abbildung 45 Füllstand der Speicherseen über das Jahr in allen 4 Szenarien.
- Abbildung 46 Füllstand der Pumpspeicher über das Jahr in allen 4 Szenarien.
- Abbildung 47 Produktionsprofile des schweizerischen Kernkraftwerk-Parks für die vier Stützjahre.

- Abbildung 48 Verwendete Windprofile im Referenzjahr, 2030, 2040 und 2050. Die höheren Volllaststunden werden aufgrund grösserer Windräder und verbesserter Technologie erwartet.
- Abbildung 49 Standorte für alpine Photovoltaik.
- Abbildung 50 Produktionsprofile der verschiedenen Ausrichtungen der Dach-PV und der alpinen Freiflächen-PV.
- Abbildung 51 Erzeugung aus Wind und alpiner Photovoltaik in allen Szenarien und Stützjahren.
- Abbildung 52 Erzeugung und Abregelung der Photovoltaik in allen Szenarien und Stützjahren.
- Abbildung 53 Gestehungskosten von inländisch produziertem Wasserstoff mit Elektrolyse basierend auf der Anzahl äquivalenter Volllaststunden und durchschnittlichen Strompreisen. Als Vergleich sind die Kosten von importiertem grünem Wasserstoff dargestellt (gestrichelte, horizontale schwarze Linien). Als Referenz gelten 3'000 äquivalente Volllaststunden.
- Abbildung 54 Aus dem Strommarktmodell mittels *Merit-Order* abgeleitete durchschnittliche Strompreise in den Nachbarländern der Schweiz pro Monat, Jahr und Szenario.
- Abbildung 55 Aus dem Strommarktmodell mittels *Merit-Order* abgeleitete durchschnittliche Strompreise in den Nachbarländern der Schweiz pro Jahreszeit, Tageszeit, Jahr und Szenario.
- Abbildung 56 Installierte Leistung der Stromerzeugungstechnologien in den einzelnen Szenarien und Jahren.
- Abbildung 57 Speicherkapazität der Strom- und Wärmespeichertechnologien in den einzelnen Szenarien und Jahren.
- Abbildung 58 Stündliches Stromverbrauchs- und Stromerzeugungsprofil (inkl. Import/Export, Pumpenstrom und Netzverlusten) pro Jahr und Szenario.
- Abbildung 59 Jährlicher Strombedarf/-verbrauch bzw. jährliche Stromerzeugung im Szenario «defensiv-isoliert» über alle Stützjahre.
- Abbildung 60 Wöchentliche netto Import-/Exportstrombilanzen im Szenario «defensiv-isoliert» über alle Stützjahre.
- Abbildung 61 Jährlicher Strombedarf/-verbrauch bzw. jährliche Stromerzeugung im Szenario «defensiv-integriert» über alle Stützjahre.
- Abbildung 62 Wöchentliche netto Import-/Exportstrombilanzen im Szenario «defensiv-integriert» über alle Stützjahre.
- Abbildung 63 Jährlicher Strombedarf/-verbrauch bzw. jährliche Stromerzeugung im Szenario «offensiv-isoliert» über alle Stützjahre.
- Abbildung 64 Wöchentliche netto Import-/Exportstrombilanzen im Szenario «offensiv-isoliert» über alle Stützjahre.
- Abbildung 65 Jährlicher Strombedarf/-verbrauch bzw. jährliche Stromerzeugung im Szenario «offensiv-integriert» über alle Stützjahre.
- Abbildung 66 Wöchentliche netto Import-/Exportstrombilanzen im Szenario «offensiv-integriert» über alle Stützjahre.
- Abbildung 67 Vergleich des jährlichen Strombedarfs/-verbrauchs bzw. der jährlichen Stromerzeugung aller Szenarien für das Jahr 2030. Als Vergleich ist das REF-Szenario ganz links dargestellt.
- Abbildung 68 Vergleich des jährlichen Strombedarfs/-verbrauchs bzw. der jährlichen Stromerzeugung aller Szenarien für das Jahr 2040. Als Vergleich ist das REF-Szenario ganz links dargestellt.
- Abbildung 69 Vergleich des jährlichen Strombedarfs/-verbrauchs bzw. der jährlichen Stromerzeugung aller Szenarien für das Jahr 2050. Als Vergleich ist das REF-Szenario ganz links dargestellt.
- Abbildung 70 Stromverbrauch, der zusätzlich zum Basisverbrauch durch neue Anwendungen anfällt bzw. durch rückgebaute Anwendungen wegfällt.
- Abbildung 71 Holzbilanz der Schweiz in allen Szenarien und Jahren.