



Oktober 2021

Energieperspektiven 2050+

Exkurs Winterstrom

Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr



Quelle: © iStock-IGphotography

Datum: 13.10.2021

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Prognos AG
INFRAS AG
TEP Energy GmbH
Ecoplan AG

Autoren/-innen:

Prognos AG

Sven Kreidelmeyer (Projektleitung)
Andreas Kemmler (Projektleitung)
Hans Dambeck
Hanno Falkenberg
Florian Ess (ehemals Prognos)
Christoph Thormeyer (ehemals Prognos)

BFE-Bereichsleitung: Michael Kost, Bundesamt für Energie BFE, michael.kost@bfe.admin.ch

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Inhaltsverzeichnis

Ansprechpartner	II
Glossar	V
Abbildungsverzeichnis	VII
Zusammenfassung	- 1 -
1 Einleitung	- 3 -
2 Status-quo: Stromversorgung der Schweiz im Winter	- 4 -
3 Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur	- 6 -
3.1 Entwicklung der Erzeugungsstruktur in der Schweiz	- 6 -
3.2 Entwicklung der Erzeugungsstruktur im Winterhalbjahr (Kalenderjahr)	- 8 -
3.3 Entwicklung der Stromerzeugung aus nicht-regelbaren Kraftwerken	- 12 -
3.4 Erzeugungsstruktur im Ausland	- 15 -
4 Winterstromerzeugung und Flexibilität im zukünftigen Stromsystem	- 17 -
4.1 Wasserkraft	- 17 -
4.2 WKK-Anlagen	- 18 -
4.3 Flexible Verbraucher	- 19 -
4.4 Zusammenfassung: Kurz- und langfristige Flexibilität im Stromsystem der Schweiz	- 20 -
4.5 Ausland	- 21 -
5 Detailbetrachtung Winterhalbjahr	- 25 -
5.1 Gesamtbetrachtung	- 25 -
5.2 Betrachtung exemplarischer Winterwochen	- 29 -
5.3 Funktion von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken	- 35 -
5.4 Funktion von Flexibilität im Stromverbrauch	- 39 -
5.5 Funktion des Zusammenspiels mit dem Ausland	- 40 -

5.6	Szenarienvergleich	- 50 -
6	Weitere Optionen für die Erzeugung von Winterstrom und Flexibilität	- 56 -
	Anhang	- 58 -
	Quellenverzeichnis	- 68 -

Glossar

ARA: Abwasserreinigungsanlagen

abgeregelte Mengen erneuerbarer Energien: vorgenommene Abregelung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien

Bezugsrechte: Im Allgemeinen besitzt der Eigentümer dieses Rechts die Möglichkeit ein bestimmtes Gut zu beziehen. Im hier beschriebenen Fall sichern sich Schweizer Unternehmen über verbriefte Bezugsrechte die Lieferung von Strommengen aus ausländischen Kernkraftwerken.

Bruttoverbrauch Strom: Landesverbrauch Strom zuzüglich des Stromverbrauchs für Speicherpumpen.

Bruttoerzeugung: Gesamtstromerzeugung (inkl. abgeregelte EE)

ENTSO-E: Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom

Fossile Kraftwerke (KW): beinhalten in den EP2050+ auch den fossilen Anteil der Stromproduktion aus Kehrichtverwertungsanlagen (KVA).

gekoppelt / ungekoppelt: Wenn gleichzeitig Wärme und Strom erzeugt werden, z.B. in Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK), wird von gekoppelter Erzeugung gesprochen. Bei ungekoppelter Erzeugung wird ausschliesslich Strom erzeugt.

H₂: Wasserstoff

Hydrojahr: Zeitraum zwischen dem 1. Oktober und dem 30. September des folgenden Jahres

Kalenderjahr: beginnt mit dem 1. Januar und endet am 31. Dezember

KKW: Kernkraftwerke

KVA: Kehrichtverwertungsanlagen

Landesverbrauch: Summe aus Stromverbrauch der Endverbrauchssektoren, Stromverbrauch des Umwandlungssektors (inkl. H₂-Elektrolyse, Grosswärmepumpen für Fernwärme, CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS)) und den Leitungsverlusten, ohne den Verbrauch für Speicherpumpen.

Lieferverpflichtungen: Verpflichtung eines Lieferanten eine vertraglich zugesicherte Menge von z.B. Strom zu einem definierten Lieferzeitpunkt bereitzustellen.

NECP: Nationaler Energie- und Klimaplan; Planungsinstrument der EU

Nettoerzeugung: Gesamtstromerzeugung abzüglich des Verbrauchs der Speicherpumpen. Die Summe aus Nettoerzeugung und Nettoimporten (Importe abzüglich Exporte) ist gleich dem Landesverbrauch.

Sommerhalbjahr: Zeitraum zwischen dem 1. April und dem 30. Septembers

PJ: Petajoule

PSW: Pumpspeicherkraftwerke

TWh: Terrawattstunden

TYNDP: Ten Year Network Development Plan, 10- Jahres Plan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zum europäischen Stromnetz

SPW: Speicherkraftwerke

Wasserkraftwerke: Speicher-, Lauf- und Pumpspeicherkraftwerke

Winterhalbjahr: Grundsätzlich der Zeitraum zwischen dem 1. Oktober und dem 31. März des folgenden Jahres. Im Rahmen der EP 2050+ beinhaltet das Winterhalbjahr die Monate Januar bis März plus Oktober bis Dezember eines Kalenderjahres.

WKK: Wärmekraftkopplung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Status-quo: Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr (Hydrojahr) der Jahre 1990/1991 bis 2019/2020	- 5 -
Abbildung 2:	Stromerzeugung nach Technologien	- 7 -
Abbildung 3:	Stromerzeugung nach Technologien	- 8 -
Abbildung 4:	Winterbilanz	- 9 -
Abbildung 5:	Stromerzeugungsstruktur Winterhalbjahr (Szenarienvergleich)	- 11 -
Abbildung 6:	Monatliche Stromerzeugung aus nicht-regelbaren Kraftwerken	- 13 -
Abbildung 7:	Anteil der Stromerzeugung im Winterhalbjahr in Prozent	- 14 -
Abbildung 8:	Grenzüberschreitende Netzkapazitäten	- 15 -
Abbildung 9:	Stromerzeugung Ausland	- 16 -
Abbildung 10:	Installierte Leistung Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke	- 18 -
Abbildung 11:	Installierte Leistung von Anlagen gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung	- 19 -
Abbildung 12:	Flexibilität Stromerzeugung und Stromverbrauch	- 21 -
Abbildung 13:	Installierte Leistung der Nachbarländer	- 22 -
Abbildung 14:	Schweiz, Jahre 2025, 2035, 2050, Wochenansicht	- 26 -
Abbildung 15:	Schweiz, 2035 KKW 50, 2035 KKW 60, 2045, Wochenansicht	- 28 -
Abbildung 16:	Durchschnittliche wöchentliche Stromgrosshandelspreise	- 29 -
Abbildung 17:	Schweiz, Jahre 2025, 2035, 2050, Februarwoche	- 31 -
Abbildung 18:	Schweiz, Jahre 2035, 2045 Februarwoche	- 32 -
Abbildung 19:	Schweiz, Woche im Februar 2050	- 33 -
Abbildung 20:	Schweiz, Woche im August 2050	- 34 -

Abbildung 21:	Stromproduktion der Schweizer Speicherkraftwerke	- 35 -
Abbildung 22:	Füllstände der Schweizer Speicherkraftwerke	- 36 -
Abbildung 23:	Erzeugung und Verbrauch der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke	- 37 -
Abbildung 24:	Erzeugung und Verbrauch der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke	- 37 -
Abbildung 25:	Entwicklung der Sommer- und Winterstromanteile der Wasserkraft	- 38 -
Abbildung 26:	Stromverbrauchsstruktur Wasserstoff-Erzeugung	- 39 -
Abbildung 27:	Schweiz, Deutschland, Frankreich, Italien - Erzeugung 2025, 2035, 2050	- 41 -
Abbildung 28:	Schweiz, Deutschland, Frankreich, Italien - Erzeugung 2035	- 43 -
Abbildung 29:	Schweiz, Deutschland, Frankreich, Italien - Erzeugung 2050	- 44 -
Abbildung 30:	Nettohandelsflüsse pro Halbjahr (2035)	- 46 -
Abbildung 31:	Nettohandelsflüsse pro Halbjahr (2050)	- 47 -
Abbildung 32:	Import- und Exportstrompreise	- 48 -
Abbildung 33:	Schweiz und Nachbarländer 2050	- 52 -
Abbildung 34:	Schweiz und Nachbarländer 2050	- 54 -
Abbildung 35:	Schweiz, Woche im Januar 2050	- 58 -
Abbildung 36:	Schweiz, Woche im März 2050	- 59 -
Abbildung 37:	Schweiz, Woche im Dezember 2050	- 60 -
Abbildung 38:	Deutschland, Winterwoche 2050	- 61 -
Abbildung 39:	Frankreich, Winterwoche 2050	- 62 -
Abbildung 40:	Italien, Winterwoche 2050	- 63 -

Zusammenfassung

Die zukünftige Stromerzeugung der Schweiz besteht im Szenario ZERO der Energieperspektiven 2050+ (in der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») nach der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke vor allem aus Wasserkraftwerken und neuen erneuerbaren Energien. Durch den hohen Anteil der Photovoltaik an der Stromerzeugung ergibt sich in allen Varianten des Szenarios ZERO ein hoher Anteil der Stromerzeugung im Sommerhalbjahr. Damit einher geht ein tiefer Anteil der Stromerzeugung im Winterhalbjahr. Da gleichzeitig der Stromverbrauch im Szenarienzeitraum ansteigt, kommt es im Vergleich zur aktuellen Versorgungssituation bis zum Jahr 2050 zu höheren Stromimporten im Winterhalbjahr.

Im Kalenderjahr 2034 erreichen die Winterimporte bei angenommenen 50 Jahren Laufzeit der Kernkraftwerke mit rund 16 TWh ihr Maximum. Diese Menge verteilt sich auf rund 3'800 Nettoimportstunden im Winter. Bei einer längeren Kernenergielaufzeit von 60 Jahren werden im Winter 2035 rund 6 TWh importiert, die sich auf rund 2'900 Nettoimportstunden verteilen. Das Maximum der Winterimporte liegt in der Variante mit 60 Jahren Kernenergielaufzeit im Jahr 2045 bei rund 12 TWh und rund 3'500 Nettoimportstunden. Bis zum Jahr 2050 gehen die Importe im Winterhalbjahr auf knapp 9 TWh und 3'200 Stunden zurück, dies unabhängig von der Laufzeit der Kernkraftwerke.

Trotz tiefer Winteranteile der Stromerzeugung im Vergleich zu heute und steigender Stromimporte nach dem Kernenergieausstieg kann in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ der Strombedarf auch im Winterhalbjahr zu jeder Stunde gedeckt werden. Eine Grundvoraussetzung hierfür ist, dass wie in den Modellierungen unterstellt, keine technischen oder politischen Importrestriktionen für den Stromaustausch mit dem Ausland vorliegen. Des Weiteren wird unterstellt, dass das europäische Ausland zur Erreichung der Klimaziele ebenfalls sein Energiesystem umstellt.

Die Schweiz verfügt mit Wasserkraftwerken (und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen) über hohe Flexibilität auf der Erzeugungsseite, sowohl für kurze Zeiträume, als auch über längere Zeiträume und auch teilweise für den saisonalen Ausgleich. Wasserkraftwerke verschieben ihre Erzeugung in Perioden mit geringer erneuerbarer Stromerzeugung und hohem Strombedarf. Im Winter sind dies vor allem Perioden geringer Stromerzeugung aus Windkraftanlagen (im Ausland). Im Sommer ist hingegen vor allem der Tag-Nacht-Ausgleich von hoher Bedeutung. Speicherkraftwerke können ihre Erzeugung über Stunden bis hin zu Monaten verschieben. Pumpspeicherkraftwerke können sowohl flexible Erzeugung als auch flexiblen Verbrauch in Zeiten hoher erneuerbarer Stromerzeugung bereitstellen. Zudem bestehen umfangreiche Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs, insbesondere bei neuen Stromverbrauchern wie Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen. Damit kann der Stromverbrauch über mehrere Stunden und Tage verschoben und an die erneuerbare Stromerzeugung angepasst werden. Diese Flexibilität im Stromverbrauch dient im Win-

terhalbjahr vor allem dazu, die Spitzenlast in Zeiten tiefer Temperaturen zu reduzieren und erneuerbare Energien stärker zu integrieren. Darüber hinaus kann die Stromerzeugung aus Photovoltaik mit einem im Zeitverlauf steigenden Winteranteil erfolgen.

Neben der flexiblen Erzeugung und dem flexiblen Verbrauch im Inland ergänzt das Zusammenspiel mit dem Ausland die Stromversorgung der Schweiz. Die Schweiz verfügt über geringe Winteranteile in der Erzeugung, während das Ausland insbesondere durch zukünftig hohe Mengen an Winderzeugung deutlich höhere Winteranteile der Erzeugung aufweist. Zudem weist die Schweiz einen Leistungsüberschuss (insbesondere durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) auf. Im Ausland ist hingegen ein Zubau von Backup-Kraftwerken als flexible Leistung notwendig, die jedoch nur geringe Volllaststunden aufweisen und damit ein umfangreiches zusätzliches Produktionspotenzial darstellen. Der Stromimport der Schweiz im Winterhalbjahr besteht somit langfristig vor allem aus Windenergie, teilweise werden auch flexible Kraftwerke im Ausland etwas stärker ausgenutzt. Mittelfristig wird auch der Import aus Kernenergie bestehen bleiben. Langfristig spielt dieser in den Szenarien der Energieperspektiven aber nahezu keine Rolle mehr, da die Kernenergie im Ausland stark zurückgeht. Gleichzeitig passen sich die Wasserkraftwerke der Schweiz der Versorgungssituation im Ausland an. Zukünftig erfolgt die Produktion von Wasserkraftwerken einerseits vor allem in Zeiten geringer Winderzeugung im Ausland und andererseits in den Nachtstunden des Sommerhalbjahrs. Dabei stellen die Wasserkraftwerke auch flexible Erzeugung für das Ausland bereit. Voraussetzung für ein optimales Zusammenspiel mit dem Ausland ist, dass der Stromaustausch der Schweiz mit dem europäischen Ausland gewährleistet ist.

1 Einleitung

Die Stromversorgung der Schweiz besteht zum heutigen Stand vor allem aus Wasserkraft-Erzeugung und der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken. Bei Wasserkraftwerken liegt der Schwerpunkt der Stromerzeugung aufgrund der hydrologischen Bedingungen in der Schweiz im Sommerhalbjahr. Auf der Seite der erneuerbaren Energien gibt es in der Schweiz umfangreiche Potenziale im Bereich der Photovoltaik, die ebenfalls durch einen hohen Sommeranteil der Erzeugung gekennzeichnet ist. Nach dem Kernenergieausstieg der Schweiz kann der Wegfall der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken in den Wintermonaten daher nur beschränkt inländisch kompensiert werden. Gleichzeitig steigt aufgrund der Elektrifizierung der Strombedarf durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Der Strombedarf für Wärmepumpen fällt dabei insbesondere in den kalten Perioden der Wintermonate an. Gleichzeitig fällt aber aufgrund von steigender Effizienz und dem Ersatz durch Wärmepumpen der Strombedarf von Stromdirektheizungen weg.

Daher stellt sich die Frage, wie eine zukünftige Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr ausgestaltet sein soll. Der vorliegende Exkurs untersucht diese Fragestellung im Kontext der Szenarien der Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+). Dabei werden die vorliegenden Modellergebnisse für diese Fragestellung gezielt ausgewertet und aufbereitet. Die Modellrechnungen in den Energieperspektiven 2050+ kommen zum Schluss, dass der Strombedarf in allen Szenarien und Varianten auch im Winterhalbjahr jederzeit gedeckt werden kann.

Das Szenario ZERO Basis (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») stellt das zentrale Szenario der Energieperspektiven 2050+ dar und wird daher in den Fokus der Betrachtungen gestellt. Die Analyse beinhaltet grundsätzlich jedoch auch die übrigen Szenarien und Varianten der EP 2050+. Eine Beschreibung der unterschiedlichen Szenarien und Varianten befindet sich im Kurzbericht Energieperspektiven 2050+, Kapitel 1.2.1 (Prognos et al. 2020).

Die Analysen gliedern sich folgendermassen:

- Kapitel 2 beschreibt den Status-quo der Stromversorgung der Schweiz, die bereits heute über einen strukturellen Stromimportsaldo im Winterhalbjahr gekennzeichnet ist.
- Kapitel 3 stellt die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur vor allem im Hinblick auf die Stromversorgung im Winterhalbjahr dar.
- Kapitel 4 beschreibt die zentralen Optionen für Winterstromerzeugung und Flexibilität, die für das Stromsystem der Schweiz in Zukunft relevant sind.
- Kapitel 5 umfasst eine detaillierte Aufbereitung der stündlichen Ergebnisse zur Modellierung der Stromversorgung der Schweiz und des umliegenden Auslands. Dabei wird sowohl auf das Stromsystem als Ganzes, als auch auf einzelne Technologien wie die Wasserkraft und deren Beitrag für die Winterstromversorgung eingegangen. Zudem erfolgt ein Vergleich mit weiteren Szenarien der Energieperspektiven 2050+.
- Kapitel 6 zeigt schliesslich weitere Optionen für Winterstromversorgung und Flexibilität auf, die in den Energieperspektiven 2050+ nicht betrachtet wurden.

2 Status-quo: Stromversorgung der Schweiz im Winter

In den Winterhalbjahren war die Schweiz in den vergangenen dreissig Jahren überwiegend Nettoimporteur für elektrische Energie. Das zeigt die Auswertung der Schweizer Elektrizitätsstatistik (BFE 2020) zwischen 1990 und 2020 in Abbildung 1. Als Winterhalbjahr¹ ist für die Vergangenheit jeweils der Zeitraum zwischen dem 01.10. des Vorjahres und dem 31.03. des Bezugsjahres definiert.

Dabei wird deutlich, dass in 23 der vergangenen 30 Winterhalbjahre ein Nettoimport vorlag, wobei die Höhe zwischen rund 1 TWh und bis zu 10 TWh variierte. Es zeigt sich eine deutliche Zunahme in den letzten 17 Jahren gegenüber den davor liegenden 13 Jahren. In den Winterhalbjahren 2003/2004 bis 2018/2019 wiesen alle Winterhalbjahre einen Importsaldo auf, das Mittel der halbjährlichen Importsalden in diesem Zeitraum betrug 4,4 TWh. In den 13 Winterhalbjahren davor, im Zeitraum 1990/1991 bis 2002/2003, lagen nur 3 Winterhalbjahre mit Importsalden > 1 TWh vor. Im unregelmässigen Wechsel mit einigen Halbjahren mit Exportsalden in Höhe von 2 bis 3 TWh gab es im Mittel ein leichtes Exportsaldo.

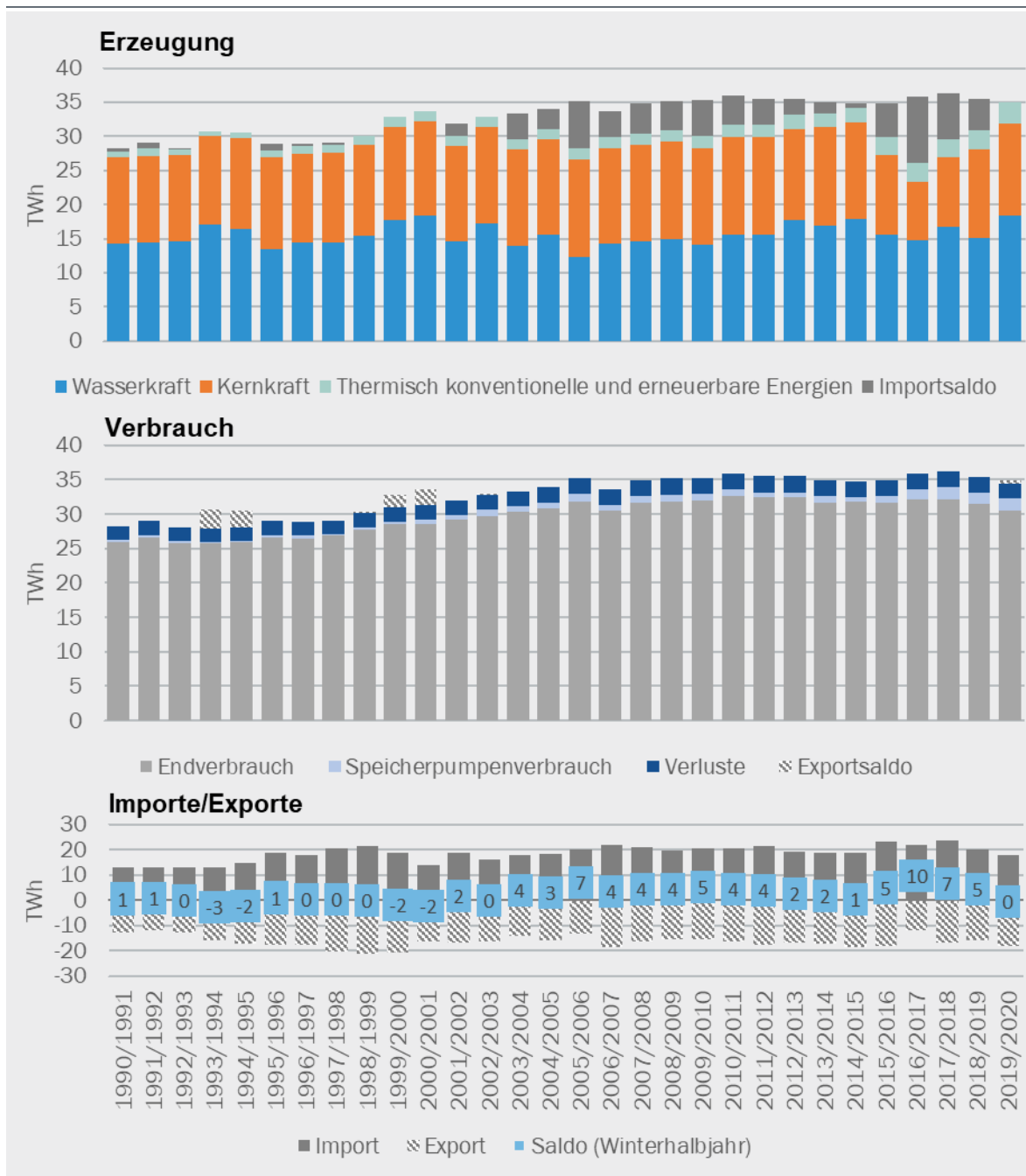
Die Schweiz war also bereits in der jüngeren Vergangenheit im Winterhalbjahr in der Regel Nettoimporteur elektrischer Energie. Hauptgrund für den strukturellen Nettoimport elektrischer Energie im Winterhalbjahr war der hohe Anteil von Wasserkrafterzeugung in der Schweiz, welche aufgrund der hydrologischen Bedingungen mehrheitlich im Sommerhalbjahr Elektrizität produziert. So ist die Produktion der Laufwasserkraft stark durch die Abflussmengen der Flüsse bestimmt und diese hat im Sommerhalbjahr einen Schwerpunkt (vgl. Kapitel 3.3.). Darüber hinaus war der Winteranteil des Stromverbrauchs durchgehend leicht höher als der Sommeranteil. Der Schwerpunkt des Wasserabflusses liegt im Sommerhalbjahr, vor allem da aufgrund der tiefen Temperaturen im Winter ein Teil des Niederschlags als Schnee gebunden wird. Speicherkraftwerke können aufgrund der Kapazität ihrer Wasserspeicher einen Teil der Produktion in das Winterhalbjahr verschieben. Mit aktuell rund 9 TWh Speichervermögen ist der saisonale Ausgleich jedoch beschränkt (BFE 2020). Laufwasserkraftwerken stehen keine bzw. nur sehr kleine Speicher zur Verfügung, welche keinen wesentlichen Beitrag für den saisonalen Ausgleich leisten können. Auch die Speicherkapazität von Pumpspeicherkraftwerken ist beschränkt und wird vor allem im Tages- oder Wochenrhythmus bewirtschaftet.

Als Ursache für den Anstieg der Importabhängigkeit im Winterhalbjahr in den vergangenen Jahren ist vor allem eine Zunahme des Verbrauchs elektrischer Energie zu sehen, die nicht durch eine erhöhte Produktion aus Kernkraft, Wasserkraft oder konventionelle thermische und erneuerbare Energien kompensiert wurde. Die Verbrauchszunahme von rund 4 TWh (im Mittel im Winterhalbjahr zwischen 2005 und 2019 gegenüber 1991 bis 2004) wurde überwiegend über Importe ausgeglichen. Die Importe fielen überdurchschnittlich hoch aus, wenn die Kernkraftwerke z.B. aufgrund von Revisionen nicht wie üblich produzierten (2016 bis 2018). Im auffälligsten hydrologischen Jahr 2016/2017 kam es zum höchsten Importsaldo der vergangenen Winterhalbjahre in Höhe von rund 10 TWh, da im Winterhalbjahr 2017 die Kernenergieerzeugung besonders niedrig lag.

¹ In den weiteren Kapiteln 2-6 wird jeweils das Kalenderjahr als Winterhalbjahr verwendet. Dies stellt die Monate Januar bis März sowie Oktober bis Dezember des Bezugsjahres dar.

Abbildung 1: Status-quo: Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr (Hydrojahr) der Jahre 1990/1991 bis 2019/2020

Stromversorgung der Schweiz im Winterhalbjahr der Jahre 1990/1991 bis 2019/2020, in TWh



Quelle: eigene Abbildung auf Basis der Elektrizitätsbilanz der Schweiz (Monatswerte), Bundesamt für Energie BFE; 26.11.2020

3 Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur

3.1 Entwicklung der Erzeugungsstruktur in der Schweiz

i

Grundannahmen:

Für das Winterhalbjahr wird in diesem und den folgenden Kapiteln jeweils das Kalenderjahr verwendet. Das Winterhalbjahr des Kalenderjahres beschreibt jeweils die Monate Januar bis März und Oktober bis Dezember des Bezugsjahres. Dies stellt einen Unterschied zu den in Kapitel 2 dargestellten Werten der Hydrojahre dar, die jeweils über zwei Kalenderjahre gehen. Da in den Modellierungen der Energieperspektiven 2050+ mit einem einheitlichen Wetterjahr für die Erzeugungssituation des Strommarktes gerechnet wurde, stellt dies für Aussagen über die Importsituation im Winter aber keine wesentliche Veränderung dar.

Hinsichtlich der Kernenergielaufzeit wird in den Energieperspektiven 2050+ zwischen zwei Varianten von 50 und 60 Jahren unterschieden. Die angenommene mittlere Laufzeit betrifft jeweils alle Schweizer Kernkraftwerke, ausser das Kraftwerk Mühleberg, das Ende 2019 stillgelegt wurde². Die Laufzeit der übrigen Kraftwerke wurde nicht variiert. Für das Ausland wurde in allen Varianten eine einheitliche Laufzeit von 50 Jahren für die Kernkraftwerke unterstellt.

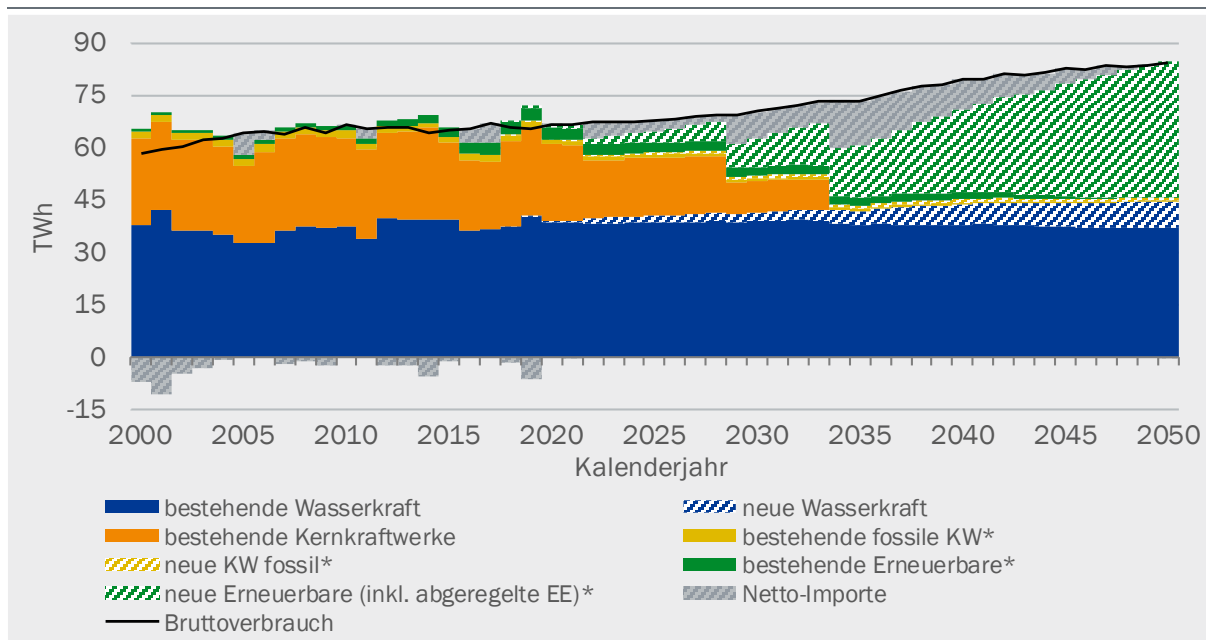
Die Stromerzeugung der Schweiz beruht im Szenario ZERO Basis (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») langfristig fast vollständig auf der Erzeugung aus Wasserkraftwerken und erneuerbaren Energien (inkl. der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in WKK-Anlagen unter Einsatz von Biomasse). Im Jahr 2050 beträgt der Anteil neuer erneuerbarer Energien an der Landeserzeugung der Schweiz rund 46 %, was eine Stromerzeugung von 39 TWh bedeutet. Der Anteil von Wasserkraftwerken an der Landeserzeugung beträgt im Jahr 2050 rund 53 %, was eine Stromerzeugung von 45 TWh bedeutet. Die restlichen rund 1 % entfallen auf Anlagen der Kehrichtverwertung.

Temporär entsteht bei 50 Jahren Kernenergielaufzeit im ersten Jahr ohne Kernkraftwerke im Jahr 2034 ein Importsaldo über das gesamte Kalenderjahr von rund 16 TWh. Der Importsaldo wird in der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» bis 2050 durch Effizienzmassnahmen, den Ausbau von erneuerbaren Energien und den Ausbau von Wasserkraftwerken in der Schweiz abgebaut, sodass sich in der Schweiz im Jahr 2050 in der Jahresbilanz ein ausgeglichener Importsaldo ergibt (vgl. Abbildung 2).

² Das Kraftwerk Beznau 1 läuft hingegen in der Variante mit 50 Jahren Laufzeit 54 Jahre. Durch die geringere Laufzeit von Mühleberg ergibt sich eine mittlere Laufzeit von 50 Jahren über alle Kernkraftwerke.

Abbildung 2: Stromerzeugung nach Technologien

Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung nach Technologien im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre, in TWh



* gekoppelt und ungekoppelt, im Jahr 2050 bestehen die fossilen Kraftwerke ausschliesslich aus dem nicht erneuerbarer Anteil der Kehrichtverwertung

eigene Darstellung

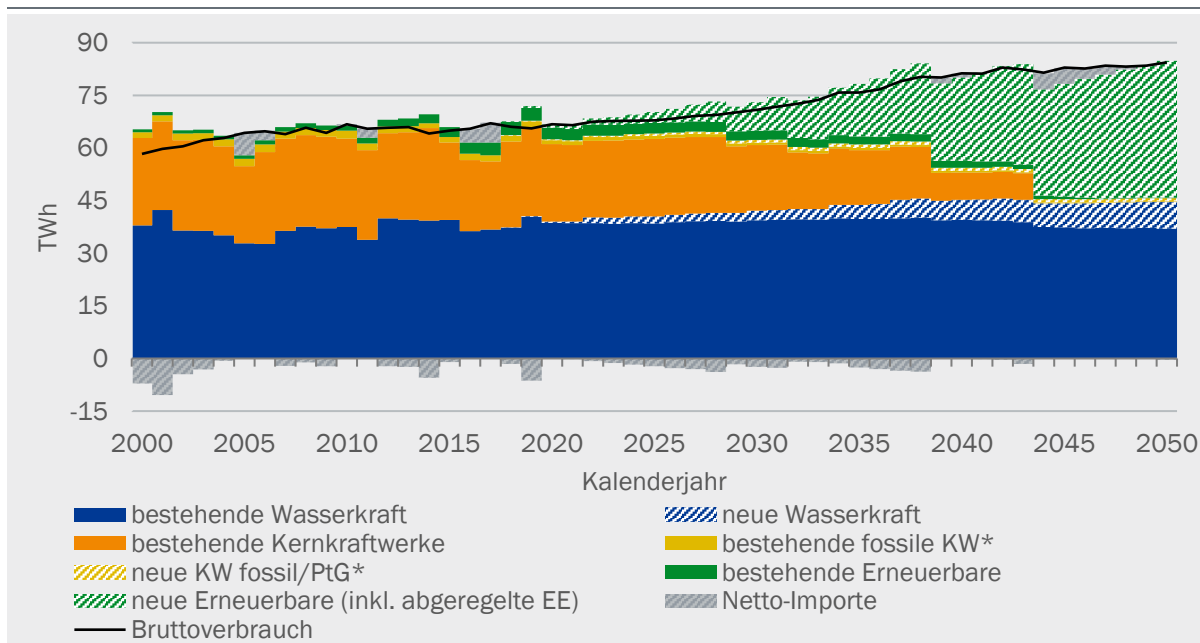
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Bei längeren Laufzeiten von 60 Jahren für die inländischen Kernkraftwerke stellt das Jahr 2044 das erste ohne inländische Kernkraftwerkserzeugung dar. Im Jahr 2035 liegt die Produktion der Kernkraftwerke bei 60 Jahren Laufzeit noch bei rund 16 TWh und reduziert sich dann bis 2040 auf knapp 8 TWh. Hierdurch verringert sich der Bedarf an Importen über das gesamte Kalenderjahr bis zum Jahr 2044 nahezu vollständig, bzw. es kommt sogar zu einem zwischenzeitlichen Exportsaldo von maximal rund 4 TWh. Im Jahr 2044, dem ersten vollständigen Jahr ohne Kernkraftwerke bei 60 Jahren Laufzeit, liegt das Importsaldo bei knappen 5 TWh.

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im Szenario Zero Basis Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» bei einer Laufzeit der Schweizer KKW von 60 Jahren.

Abbildung 3: Stromerzeugung nach Technologien

Entwicklung der jährlichen Stromerzeugung nach Technologien im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 60 Jahre, in TWh



*gekoppelt und ungekoppelt, im Jahr 2050 bestehen die fossilen Kraftwerke ausschliesslich aus dem nicht erneuerbarer Anteil der Kehrichtverwertung

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

3.2 Entwicklung der Erzeugungsstruktur im Winterhalbjahr (Kalenderjahr)

Durch den hohen Anteil von Wasserkraftwerken an der Stromerzeugung weist die Schweiz bereits heute im Winterhalbjahr in der Regel einen Importsaldo für Elektrizität auf und ist im Sommer Nettoexporteur. Der Importsaldo im Winterhalbjahr in den Jahren 2005 bis 2019 lag im Durchschnitt bei gut 4 TWh (vgl. Kapitel 2).

Diese Situation verstärkt sich durch die Ausserbetriebnahme der bestehenden Kernkraftwerke (nach 50 Jahren Kernenergie-Laufzeit) und den steigenden Strombedarf. Der Rückgang der bestehenden Erzeugung durch Kernkraftwerke im Winterhalbjahr beträgt gegenüber 2019 rund 14 TWh, wobei der Winter des Kalenderjahres 2034 den ersten Winter ohne Kernenergieerzeugung darstellt. Dieser Rückgang inländischer Erzeugung im Winterhalbjahr kann im Szenario ZERO Basis in der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» nicht vollständig durch den Ausbau erneuerbarer Energien und Wasserkraftwerke kompensiert werden. Die zusätzliche inländische Stromerzeugung im Winterhalbjahr beträgt bis 2034 etwas weniger als 6 TWh. Gleichzeitig steigt der Strombedarf im Winterhalbjahr um etwas mehr als 3 TWh, vor allem aufgrund der Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Verkehrssektors. Im Jahr 2034 ergibt sich ein Importsaldo im Winterhalbjahr von rund 16 TWh (nicht zu verwechseln mit dem Importsaldo über das gesamte Kalenderjahr, dieses liegt im Jahr 2034 bei rund 14 TWh).

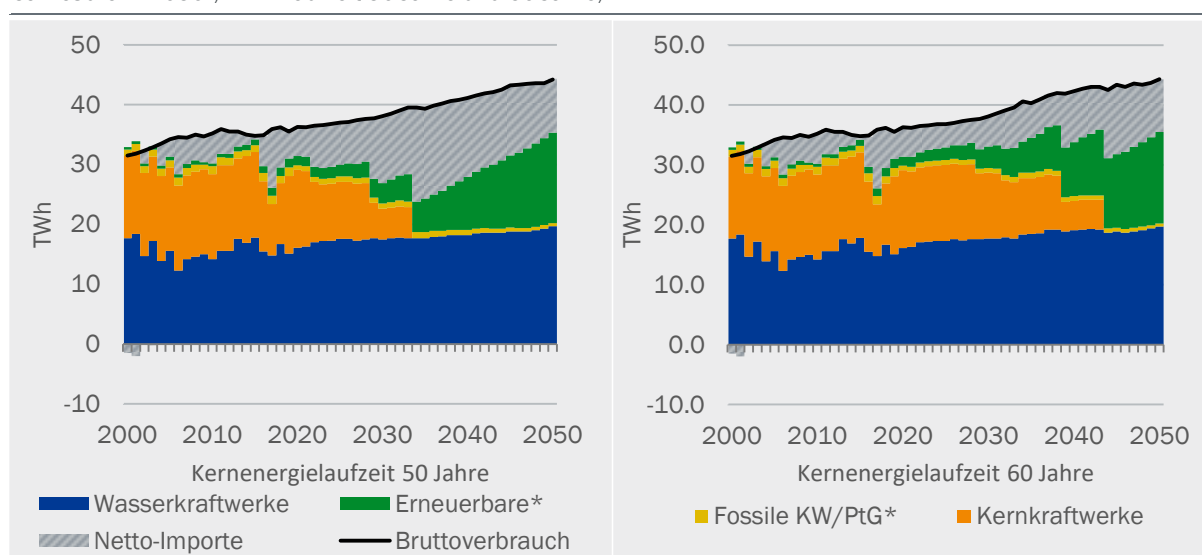
Im Vergleich dazu empfiehlt die EICOM in ihrem Grundlagenpapier zu den «Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion» (2020) einen Zubau an Winterstromerzeugung von 5 bis 10 TWh. Der Zuwachs an Winterstromerzeugung im Szenario ZERO Basis

mit der Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» liegt am unteren Rand in diesem Range. Allerdings geht die EICom implizit von einem konstanten Strombedarf aus, wodurch sich ein maximaler Importsaldo im Winterhalbjahr von rund 12 TWh ergibt. Im Szenario ZERO Basis hingegen steigt der Strombedarf an, entsprechend ist der Importsaldo im Winterhalbjahr im Jahr 2034 höher als in der Analyse der EICom.

Bei längeren Laufzeiten von 60 Jahren wirkt sich die Kernenergie auch auf den Importbedarf im Winterhalbjahr aus. In der Periode 2034 bis 2043 liegt der maximale Importsaldo bei rund 9 TWh im Winterhalbjahr und reduziert sich damit im Vergleich zur Variante mit Laufzeit KKW 50 Jahre um 6 TWh. Abbildung 4 zeigt einen Vergleich der Entwicklung der Stromerzeugung und des gesamten Verbrauchs an Elektrizität (inkl. Speicherpumpen) im Winterhalbjahr im Szenario ZERO Basis (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») mit 50 Jahren gegenüber 60 Jahren Kernenergielaufzeit.

Abbildung 4: Winterbilanz

Entwicklung der Stromerzeugung im Winterhalbjahr in den Szenarien ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre und 60 Jahre, in TWh



* gekoppelt und ungekoppelt

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Nach 2035 sinkt der Importsaldo im Winterhalbjahr im Szenario ZERO Basis (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») durch den zusätzlichen inländischen Ausbau von erneuerbaren Energien und Wasserkraftwerken und durch höhere Effizienz in den Energienachfragesektoren (vgl. Abbildung 5). Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Ausbau von Photovoltaik-Anlagen mit einem im Zeitverlauf steigenden Winteranteil implementiert wurde, der langfristig (bis zum Jahr 2050) bei rund 31 % liegt (vgl. Kapitel 3.3). Trotzdem verbleibt im Jahr 2050 sowohl in der Variante mit 50 Kernenergielaufzeit als auch in der Variante mit 60 Jahren Kernenergielaufzeit ein Importsaldo von rund 9 TWh im Winterhalbjahr, da gleichzeitig auch der Strombedarf weiter steigt. Im Sommerhalbjahr ist die Schweiz über den gesamten Betrachtungszeitraum von heute bis 2050 Nettoexporteur. Der Exportsaldo im Sommerhalbjahr steigt insbesondere durch den Ausbau von Photovoltaik-Anlagen langfristig auf rund 9 TWh.

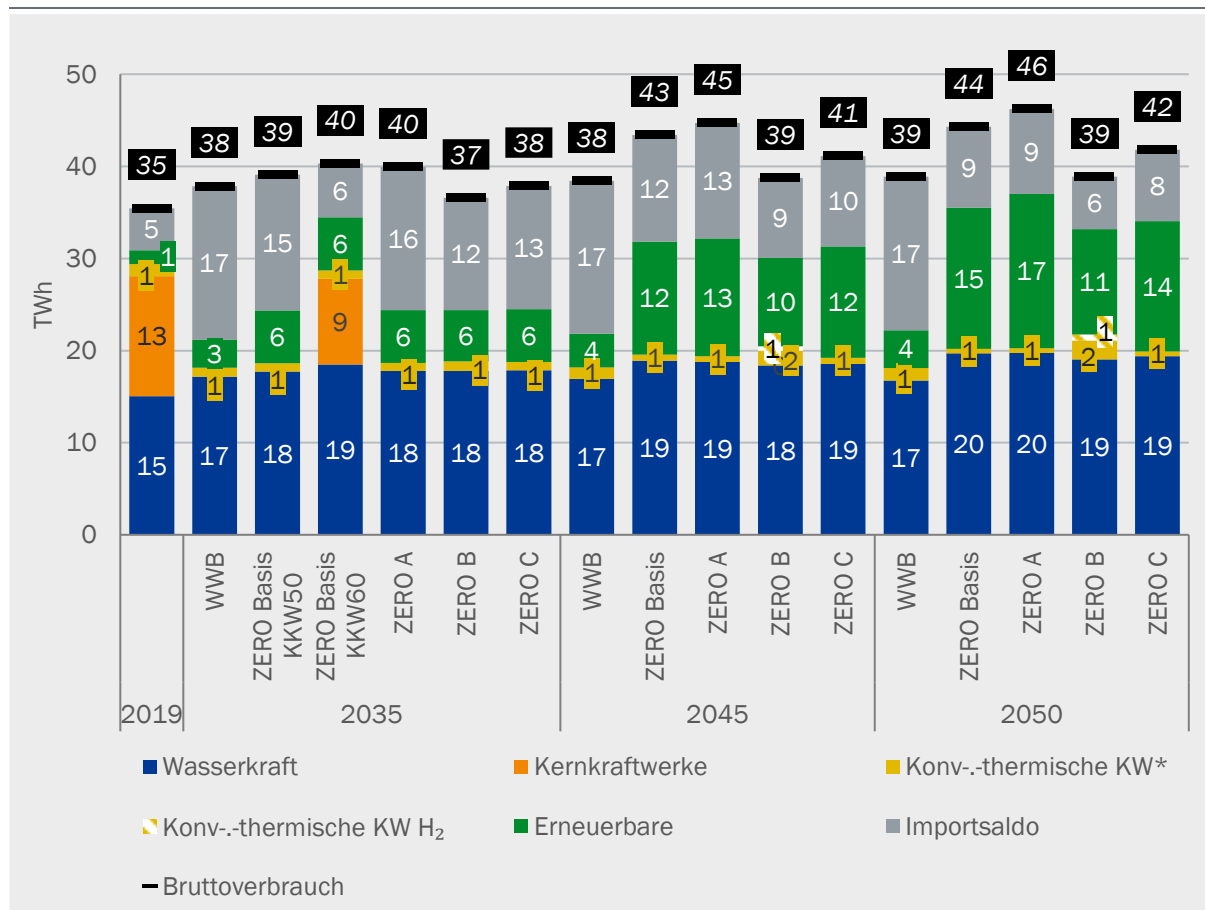
In allen Varianten des Szenarios ZERO (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») verbleibt im Winterhalbjahr ein positiver Importsaldo. Der Importsaldo ist aufgrund von Effizienzmaßnahmen und aufgrund des höheren Ausbaus von erneuerbaren Energien und Wasserkraftwerken jedoch deutlich tiefer als im Szenario «Weiter wie bisher» (WWB).

Die Bandbreite in der Importbilanz im Winterhalbjahr im Vergleich der Varianten des Szenarios ZERO (bei einer Kernenergie-Laufzeit von 50 Jahren) liegt im Jahr 2035 im Bereich von 3 TWh. Der höchste Importsaldo ergibt sich im Szenario ZERO A aufgrund des höheren Strombedarfs (16 TWh). Am tiefsten ist der Importsaldo im Winterhalbjahr mit 12 TWh im Szenario ZERO B durch den tieferen Strombedarf in diesem Szenario. Im Jahr 2050 beträgt die Bandbreite rund 3.5 TWh. Auch hier ist der Importsaldo im Szenario ZERO A am höchsten (und mit über 9 TWh rund 0.5 TWh höher als in ZERO Basis), während der Importsaldo im Szenario ZERO B bei rund 6 TWh liegt. Der tiefere Importbedarf im Szenario ZERO B erklärt sich im Wesentlichen durch den geringeren Strombedarf, aber auch durch den zusätzlichen Zubau von WKK-Anlagen und Gasturbinen unter Einsatz von Wasserstoff. Dabei leisten wärmegeführte WKK-Anlagen einen Beitrag zur Winterstromerzeugung von rund 1.5 TWh. Der Beitrag von Gasturbinen für die Winterstromerzeugung ist gering (rund 0.6 TWh), da diese Anlagen bei marktgeführtem Betrieb aufgrund der hohen Brennstoffkosten im Inland nur in einzelnen Stunden eingesetzt werden. Diese Anlagen stellen aber zusätzliche gesicherte Leistung bereit.

Abbildung 5 zeigt einen Szenarienvergleich zur Stromerzeugungsstruktur im Winterhalbjahr in den Varianten des Szenarios ZERO (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») im Vergleich zum Szenario WWB. Dargestellt sind für das Jahr 2035 jeweils auch die Variante mit 50 und 60 Jahren Kernenergielaufzeit für das Basis Szenario, alle weiteren Varianten berücksichtigen jeweils 50 Jahre Kernenergielaufzeit. In den Jahren 2045 und 2050 gibt es keine Unterschiede hinsichtlich der Laufzeit der Kernkraftwerke.

Abbildung 5: Stromerzeugungsstruktur Winterhalbjahr (Szenarienvergleich)

Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur im Winterhalbjahr im Vergleich der Varianten des Szenarios ZERO, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050» und des Szenarios WWB, KKW-Laufzeit 50 Jahre, in TWh



*enthält in der Variante B neben KVA auch Biomasse WKK

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

In den Varianten mit unterschiedlicher Kernkraftwerkslaufzeit kommt es zu einem unterschiedlichen Bruttoverbrauch der Stromnachfrage, da der Bruttoverbrauch aufgrund des steigenden Verbrauchs der Pumpspeicherkraftwerke ansteigt. Diese kommen in der Variante mit 60 Jahren Laufzeit aufgrund häufigerer Zeiten mit geringen Strompreisen stärker zum Einsatz. Hierdurch erhöht sich sowohl der Bruttoverbrauch als auch die Erzeugung der Wasserkraft gegenüber der Variante mit 50 Jahren Kernenergielaufzeit.

3.3 Entwicklung der Stromerzeugung aus nicht-regelbaren Kraftwerken

Die Stromerzeugung aus nicht-regelbaren Kraftwerken gewinnt mit dem Ausbau von erneuerbaren Energien an Einfluss auf die Versorgungssituation in der Schweiz. Insbesondere der starke Ausbau der Photovoltaik strukturiert das Stromangebot bis 2050 massgeblich. Dies gilt sowohl für die tägliche Angebotsstruktur, als auch für die saisonale Angebotsstruktur.

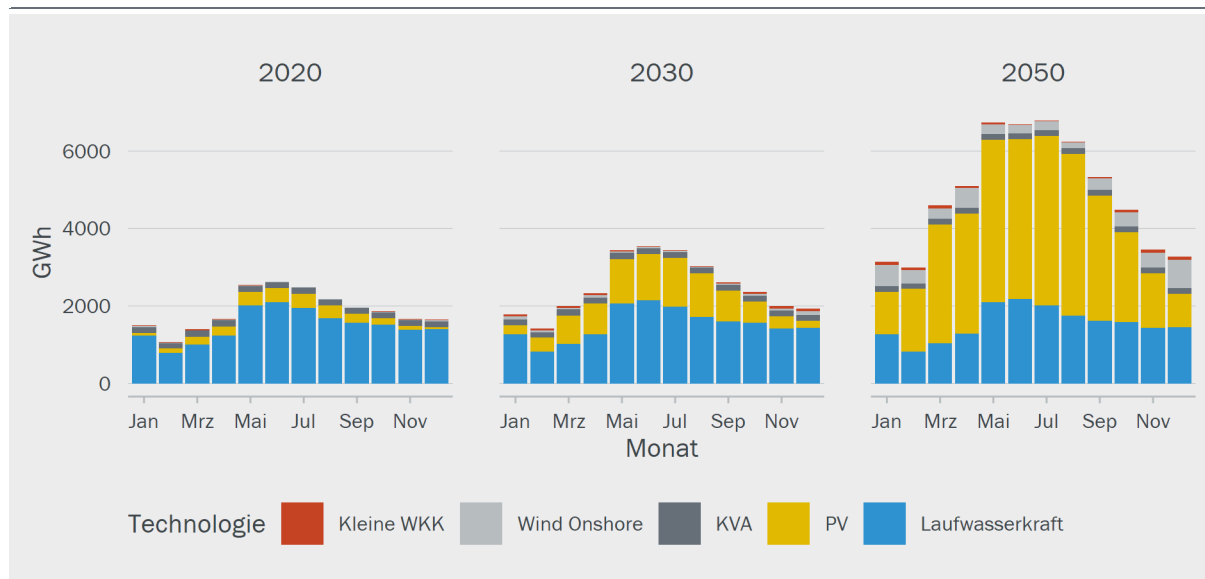
Im Jahr 2020 ist die nicht-regelbare Angebotsstruktur in überwiegender Masse durch die Stromerzeugung aus Laufwasserkraft charakterisiert (vgl. Abbildung 6). Im Zeitverlauf bis 2050 macht sich insbesondere der Ausbau an Photovoltaik mit einer starken Konzentration der Erzeugung auf die Sommermonate bemerkbar. Im Jahr 2050 beträgt die Stromerzeugung aus Photovoltaik rund 34 TWh (ohne Abregelung, im Vergleich zu rund 2 TWh im Jahr 2019). Dies entspricht rund 37.5 GW an installierter Leistung im Jahr 2050, wobei die Annahmen hinsichtlich der PV Einspeisung in den Energieperspektiven relativ konservativ gewählt wurden. Die genannte Erzeugung liesse sich bei weniger konservativen Annahmen auch mit einem geringeren Zubau an Kapazitäten erreichen.

Bei der Laufwasserkraft erfolgt inklusive der Kleinwasserkraft bis zum Jahr 2050 ein leichter Anstieg der Erzeugung um rund 1 TWh³ ggü. 2019. Bei der Windenergie kommt es zu einem Anstieg auf mehr als 4 TWh im Jahr 2050. Windkraftanlagen besitzen im Unterschied zur Photovoltaik und zur Laufwasserkraft einen Erzeugungsschwerpunkt im Winterhalbjahr. Von geringerer Bedeutung sind andere Energieträger und Technologien, wie wärmegeführte WKK-Anlagen und Kehrichtverwertungsanlagen (KVA). Kleine WKK-Anlagen weisen bei wärmegeführtem Betrieb einen Schwerpunkt der Erzeugung im Winterhalbjahr auf.

³ Der Ausbau orientiert sich an einer Studie des BFE (2019) zum Potenzial der Wasserkraftnutzung unter Erreichung der Zielwerte gemäss EnG für das Jahr 2035 und der Ausbauziele gemäss Botschaft des Bundesrats zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 für das Jahr 2050 (BFE 2013).

Abbildung 6: Monatliche Stromerzeugung aus nicht-regelbaren Kraftwerken

Darstellung für Szenario Zero Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre



2020: Modellwerte

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

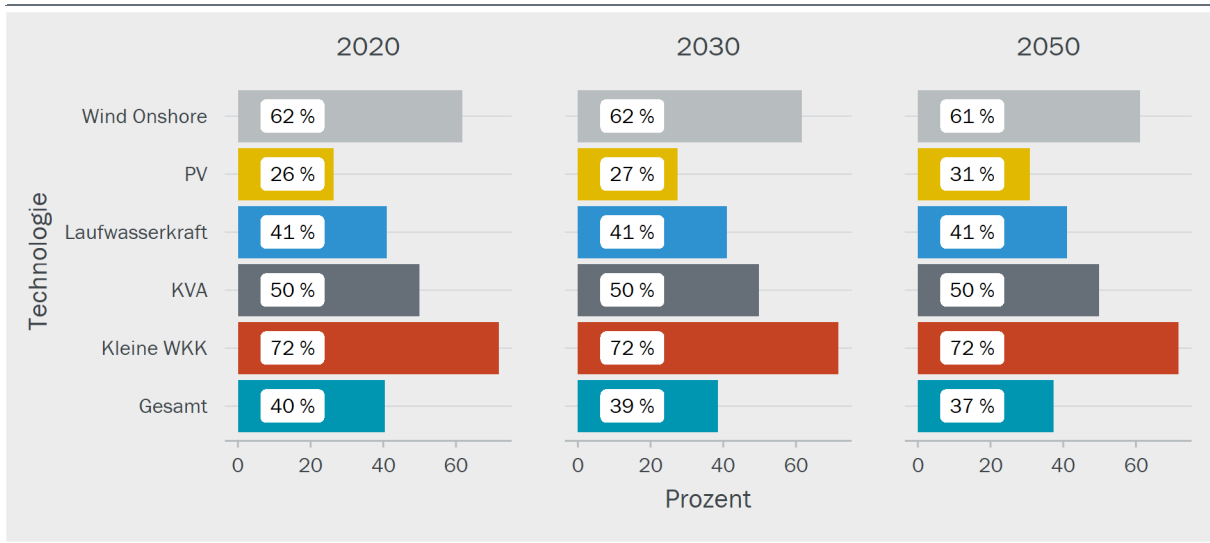
Der Gesamtanteil der Stromerzeugung aus nicht-regelbaren Kraftwerken im Winterhalbjahr liegt 2020 bei 40 Prozent (vgl. Abbildung 7). Dieser Anteil ergibt sich massgeblich über den Winteranteil der Laufwasserkraft, da diese im Jahr 2020 den überwiegenden Anteil der nicht-regelbaren Stromerzeugung stellt. Der Winteranteil der Laufwasserkraft liegt im Jahr 2020 bei 41 %, der Winteranteil der PV bei etwa 26 %. Andere Technologien verfügen über einen höheren Winteranteil, spielen aber in der Stromerzeugung im Jahr 2020 eine nachgelagerte Rolle (z.B. kleine WKK 72 %, KVA 50 %, Windkraft 62 %).

Im Zeitverlauf sinkt der Winteranteil der gesamten nicht-regelbaren Stromerzeugung auf 37 %. Massgeblicher Treiber hierbei ist der steigende Anteil der Photovoltaik-Stromerzeugung an der gesamten nicht-regelbaren Stromerzeugung. Für Fassaden-PV wurde nur ein geringer Anteil (etwa 10 %) an der PV Erzeugung unterstellt. Ausserdem wurde eine Schneeabdeckung der Panele im Winter berücksichtigt. Durch eine Veränderung der Ausrichtung der Panele gegenüber dem Optimum der maximalen Stromerzeugung (insbesondere Neigungswinkel) wird im Szenario ZERO bei der Photovoltaik ein stärkerer Winterstromanteil erreicht, der im Jahr 2050 31 % beträgt.⁴ Die Photovoltaik-Stromerzeugung erzielt dadurch einen kontinuierlich steigenden Anteil zur Winterstromerzeugung. Der Ausbau der Windkraft wirkt der fallenden Tendenz der Winterstromerzeugung ebenfalls entgegen, da hier der Winteranteil mit 61 % hoch ist. Der Winteranteil der Laufwasserkraft bleibt im Betrachtungszeitraum bei rund 41 %.

⁴ In Basler & Hofmann (2021) wurden im Auftrag des BFE mehrere Szenarien für eine höhere Winterstromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen analysiert. Der erreichte Winterstromanteil variiert je Szenario zwischen 27% und 35% in der Studie. Der in der vorliegenden Betrachtung verwendete Pfad orientiert sich am Szenario 3 von Basler & Hofmann (Anreize Winterstrom). Es wurden keine eigenen Winterstrompotenzialberechnungen vorgenommen.

Abbildung 7: Anteil der Stromerzeugung im Winterhalbjahr in Prozent

Darstellung für nicht regelbare Kraftwerke für alle Szenarien



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

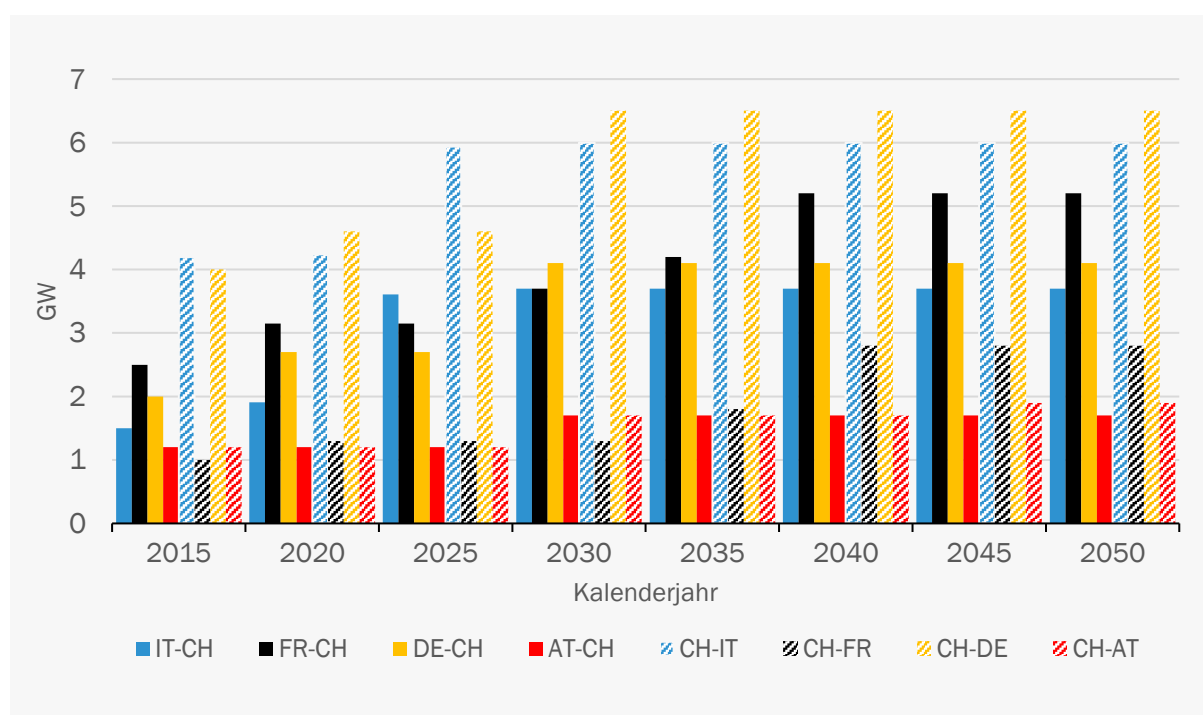
3.4 Erzeugungsstruktur im Ausland

Das Stromsystem der Schweiz ist stark mit dem europäischen Stromsystem vernetzt. Dies zeigt sich in den grenzüberschreitenden Netzkapazitäten (NTC-Werte) von aktuell rund 10 GW (Export) bzw. rund 7 GW (Import) sowie in den hohen Stromimport- und -exportflüssen der Schweiz. Die Schweiz nimmt aufgrund ihrer zentralen Lage eine wichtige Funktion als Drehscheibe im europäischen Stromsystem war.

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten im Szenario ZERO. Die Entwicklung der NTCs beruht bis zum Jahr 2040 auf dem TYNDP (2018) der ENTSO-E. Dabei wurde keinerlei regulatorische Reduktion der Importkapazitäten (etwa durch ein fehlendes Stromabkommen) berücksichtigt. Ab dem Jahr 2040 wurde kein weiterer Netzausbau unterstellt. Es wurden ausserdem keine saisonalen Unterschiede für die NTCs angenommen und diese über die einzelnen Kalenderjahre konstant gehalten.

Abbildung 8: Grenzüberschreitende Netzkapazitäten

Entwicklung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten (NTCs) in allen ZERO Szenarien in GW



eigene Darstellung auf Basis TYNDP (2018), z.T. eigene Annahmen

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Für das europäische Ausland wurde eine Dekarbonisierung des Energiesystems und der Stromerzeugung im Einklang mit den Annahmen im Szenario ZERO Basis für die Schweiz angenommen (vgl. Anhang). Im Szenario ZERO steigt der Stromverbrauch in den Nachbarländern der Schweiz aufgrund des zusätzlichen Verbrauchs durch Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen in Gebäuden und die Elektrifizierung des Industriesektors sowie die Herstellung von strombasierten Energieträgern um rund 50 % bis zum Jahr 2050 (ggü. dem Jahr 2019).

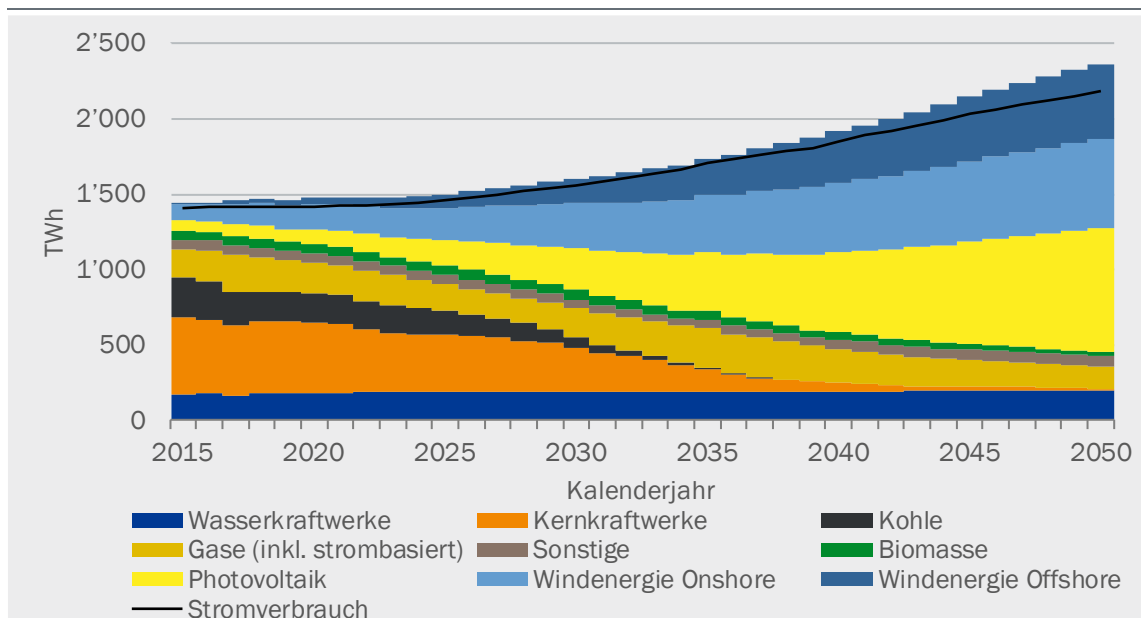
Gleichzeitig kommt es im europäischen Ausland zu einem deutlichen Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis hin zu einer vollständigen Dekarbonisierung der Stromerzeugung im Jahr 2050. Der Schwerpunkt der Stromerzeugung erneuerbarer Energien liegt dabei stärker als in der Schweiz bei Windkraftanlagen. Über alle Nachbarländer der Schweiz beträgt der Anteil von Windenergie (onshore und offshore) an der Stromerzeugung langfristig fast 50 %. Der Beitrag der Photovoltaik liegt in den Nachbarländern der Schweiz im Jahr 2050 bei einem Anteil von rund 40 % an der Stromerzeugung.

Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken sinkt bis Mitte der 2030er Jahre gegen Null. Daneben wird in den Nachbarländern der Schweiz ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie angenommen, hierbei wurde eine einheitliche Laufzeit der Kraftwerke von 50 Jahren unterstellt. Zudem kommt es zu einer deutlichen Reduktion der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken aufgrund sinkender Volllaststunden dieser Anlagen. In den Nachbarländern der Schweiz ist aber ein Zubau von Backup-Kraftwerken (im Schwerpunkt Gasturbinen) notwendig, um genügend gesicherte Leistung zur Deckung der (inflexiblen) Spitzenlast in diesen Ländern bereitstellen zu können (vgl. Kapitel 4). Bis 2050 werden diese Kraftwerke mit treibhausgasneutralen Energieträgern insbesondere Wasserstoff betrieben.

Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in den Nachbarländern der Schweiz im Szenario ZERO Basis. Die Annahmen, die zu diesen Entwicklungen führen sind detailliert im Anhang ab Seite - 64 - dargestellt.

Abbildung 9: Stromerzeugung Ausland

Entwicklung der Stromerzeugung in den Nachbarländern der Schweiz im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichenere Jahresbilanz 2050», in TWh



Anm.: Photovoltaik-Stromerzeugung unter Abzug von abgeregelten Strommengen

4 Winterstromerzeugung und Flexibilität im zukünftigen Stromsystem

Durch die steigenden Anteile erneuerbarer Energien erhöht sich der Anteil von Stromerzeugung mit fluktuierendem Einspeiseprofil. Gleichzeitig weist das Stromsystem der Schweiz zukünftig aufgrund des Schwerpunkts der Erzeugung aus Wasserkraft und Photovoltaik tiefe Winteranteile der Erzeugung auf. Daher ist die Deckung des Strombedarfs im Winterhalbjahr in Zukunft von hoher Bedeutung. Der Stromverbrauch muss zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden können. Dies gilt für den gesamten Betrachtungszeitraum und insbesondere auch für Lastspitzen, die vor allem zu Zeiten tiefer Temperaturen im Winterhalbjahr auftreten. Dabei sind die kurzfristige Flexibilität in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch über Stunden und Tage, Flexibilität für den saisonalen Ausgleich und das Zusammenspiel mit dem Ausland wesentliche Elemente für das zukünftige Stromsystem der Schweiz.

Im Folgenden werden die wesentlichen Optionen für die Bereitstellung von Flexibilität und Winterstrom-Erzeugung im Detail beschrieben.

4.1 Wasserkraft

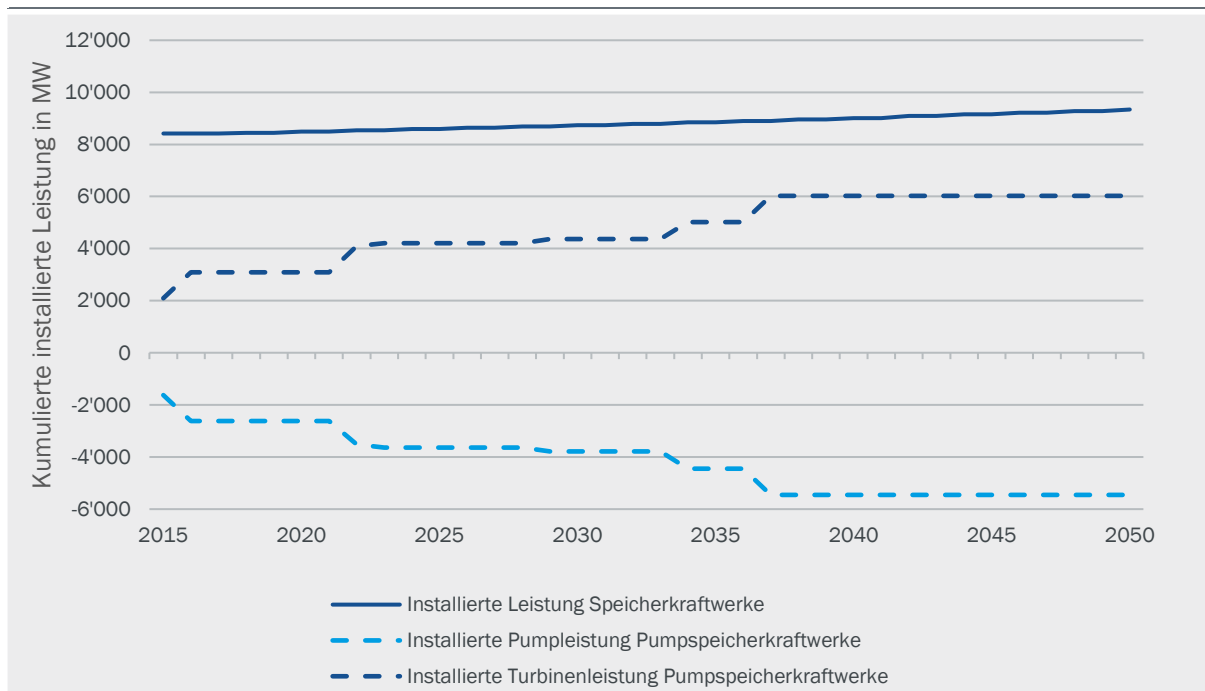
Die Schweiz ist bereits heute von einem hohen Anteil an flexiblen Erzeugungskapazitäten durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke geprägt. Bei den Speicherkraftwerken in der Schweiz wird im Szenario ZERO von einem weiteren Ausbau ausgegangen (vgl. BFE 2019). Die installierte Leistung der Speicherkraftwerke steigt im Vergleich zu 2019 bis 2050 um etwas mehr als 10 % auf knapp über 9 GW (vgl. Abbildung 10). Bei den verfügbaren Speichervolumen kommt es durch den Zubau an Speicherkraftwerken ebenfalls zu einer leichten Steigerung des aktuellen Speichervermögens von rund 9 TWh (vgl. BFE 2020) bis zum Jahr 2050. Für den Ausbau an Speicherkraftwerken wurde ein vergleichbares Verhältnis von Speichervolumen zu installierter Leistung angenommen wie im bestehenden Kraftwerkspark.

Damit kommt es durch die Erhöhung der installierten Leistung an Speicherkraftwerken und durch die zusätzlichen Speicherkapazitäten zu einer Erhöhung von Flexibilität auf der Erzeugungsseite. Speicherkraftwerke können sowohl kurzfristig, d.h. über Stunden, als auch saisonal im Umfang ihrer (nutzbaren) Speicherkapazitäten Flexibilität bereitstellen. Der Betrieb der Speicherkraftwerke wird perspektivisch stärker von der Erzeugungsstruktur der erneuerbaren Energien und dem Zusammenspiel mit dem flexiblen Stromverbrauch geprägt.

Bei den Pumpspeicherkraftwerken ist der Ausbau an installierter Leistung höher. Hier steigen die installierten Pump- und Turbinenleistungen bis 2040 auf rund das Doppelte der entsprechenden installierten Leistungen von 2019. Bei der Turbinenleistung beträgt der Ausbau auf 6 GW knapp 190 % der rund 2 GW Leistung von 2015 (vgl. Abbildung 10). Durch den Ausbau an Pumpspeicherkraftwerken steigt die Flexibilität in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch über Zeiträume von Stunden bis zu mehreren Tagen (je nach Speicherkapazität der Ober- und Unterseen).

Abbildung 10: Installierte Leistung Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Darstellung der installierten Leistung in allen ZERO Varianten



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

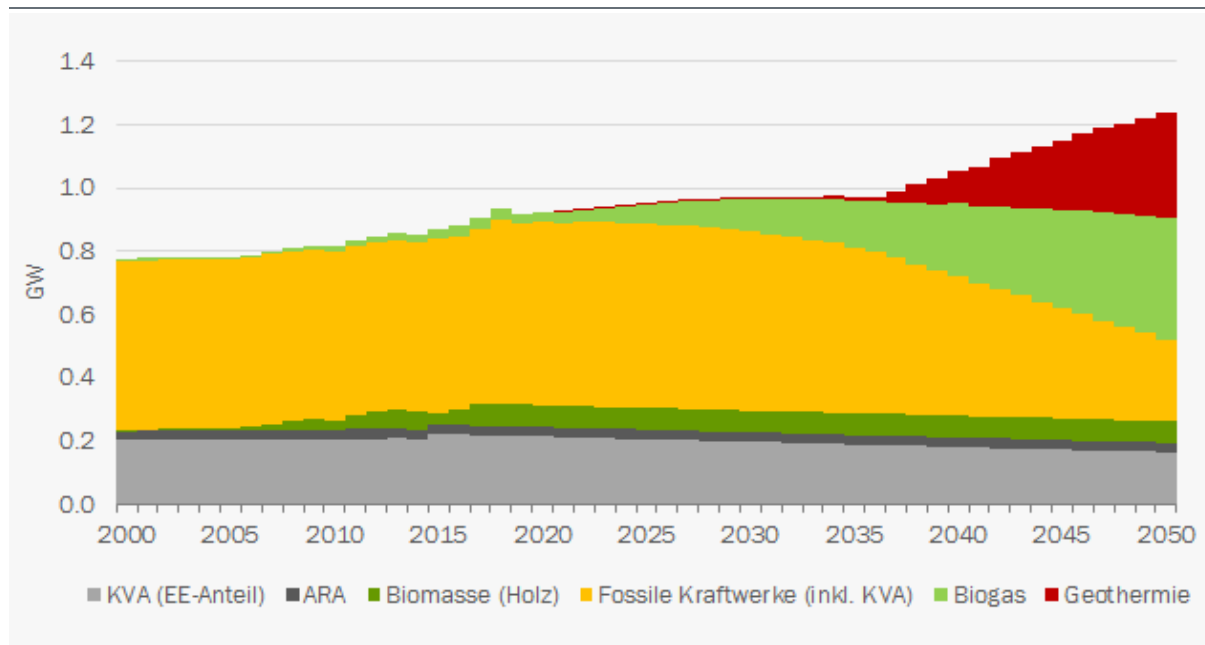
4.2 WKK-Anlagen

Neben der Wasserkraft können auch thermische Kraftwerke mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung flexible inländische Leistung zur Verfügung stellen. Bei einem stromgeführten Betrieb orientiert sich der Einsatz der Kraftwerke an den Strompreisen und liegt daher perspektivisch vor allem in Zeiten tiefer Einspeisung erneuerbarer Energien. Bei einem wärmegeführten Betrieb fällt ein Grossteil der Stromerzeugung aufgrund des hohen Wärmebedarfs in den Wintermonaten im Winterhalbjahr an.

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung von Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung. In der Modellierung wird ein Teil der Anlagen (insb. Biogas-Anlagen) als stromgeführt betrachtet. Dem Ausbau an biomassebetriebenen WKK-Anlagen ist vor allem durch beschränkte Potenziale für feste Biomasse und Biogas Grenzen gesetzt (vgl. Prognos et al. 2021b Exkurs zum Thema «Stromerzeugung aus WKK-Anlagen» im Rahmen der Energieperspektiven 2050+). Gleichzeitig gibt es in der Schweiz grundsätzlich umfangreiche Potenziale für die Stromerzeugung aus Tiefengeothermie, welche im Szenario ZERO bis zu einer Stromerzeugung von rund 2 TWh ausgenutzt werden. Insgesamt steigt die elektrische Leistung im Szenario ZERO Basis von heute etwas weniger als 1 GW um rund 0.4 GW bis zum Jahr 2050 an.

Abbildung 11: Installierte Leistung von Anlagen gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung

Entwicklung der installierten Leistung von Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung im Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in GW



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Vergleich zum Szenario ZERO Basis erfolgt im Szenario ZERO B ein zusätzlicher Ausbau von wärmegeführten WKK-Anlagen und stromgeführten Gasturbinen unter Einsatz von Wasserstoff. Beginnend mit dem Jahr 2030 werden Gasturbinen mit einer Leistung von jeweils 250 MW bis zu einer gesamten Leistung von 2.5 GW im Jahr 2040 zugebaut. Wärmegeführte WKK-Anlagen stellen zudem eine zusätzliche elektrische Leistung von rund 0.7 GW bis zum Jahr 2050 bereit.

4.3 Flexible Verbraucher

Neben der Flexibilität auf der Erzeugungsseite spielt für die Integration grosser Mengen erneuerbarer Energien und für die zukünftige Stromversorgung Flexibilität auf der Stromverbrauchsseite eine entscheidende Rolle. Wenn der Stromverbrauch in Stunden verschoben werden kann, in denen die Stromerzeugung erneuerbarer Energien hoch ist, kann damit ein grosser Teil der erneuerbaren Stromerzeugung integriert werden. Der zukünftige Stromverbrauch passt sich im Unterschied zum heutigen Strommarkt verstärkt der Erzeugungsstruktur an.

Im zukünftigen Stromsystem gibt es eine Reihe von Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite, insbesondere auch bei neuen Stromverbrauchern wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Batteriespeichern. Flexibilität auf der Verbrauchsseite kann vor allem kurzfristig, d.h. über Stunden bis zu mehreren Tagen, einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch ermöglichen. Daneben können bestimmte Anwendungsbereiche, wie z.B. die flexible Erzeugung von Wasserstoff, auch saisonale Flexibilität bereitstellen.

Durch die langen Stehzeiten und die Batteriespeicherkapazitäten von Elektrofahrzeugen kann der Stromverbrauch zukünftig über mehrere Tage verschoben werden. Diese Verschiebung des

Stromverbrauchs ist ohne Einschränkung der Fahrzyklen der Autos möglich. Wärmepumpen können ihren Stromverbrauch durch die thermische Speicherkapazität der Gebäude und Pufferspeicher über einige Stunden verschieben. Dies ist insbesondere im Winterhalbjahr von hoher Bedeutung, da Wärmepumpen vor allem zu Spitzenlastzeiten (d.h. bei tiefen Temperaturen) einen zusätzlichen Verbrauch verursachen. Daneben kann die inländische Erzeugung von Wasserstoff flexibel erfolgen. Dezentrale Batteriespeicher als Heimspeicher in Gebäuden sorgen zudem für eine Glättung des Erzeugungsprofils von Photovoltaik-Anlagen. In einigen weiteren Anwendungen (z.B. Klimatisierung, Prozesswärme und Grosswärmepumpen) ist ein zusätzliches Flexibilitätspotenzial zu sehen, das in den hier durchgeführten Analysen jedoch nicht betrachtet wurde (vgl. Kapitel 6).

Neben dem Anstieg von verbrauchsseitiger Flexibilität durch den Zubau von Pumpspeicherkraftwerken kommt es bis zum Jahr 2050 zu einem deutlichen Anstieg der Leistung durch die flexible Ladung von Elektrofahrzeugen (rund 16 GW), Wärmepumpen (rund 9 GW), und Wasserstoff-Elektrolyseure (mehr als 1 GW). Batterie-Heimspeicher tragen mit rund 9 GW zur Integration von PV Einspeisespitzen bei. Elektrofahrzeuge verfügen über eine Batteriespeicherkapazität von rund 230 GWh im Jahr 2050 (zum Vergleich: Im Jahr 2019 betrug der Tagesverbrauch am dritten Mittwoch im Januar laut Elektrizitätsstatistik rund 208 GWh). Wärmepumpen können durch Pufferspeicher und die thermische Speicherkapazität von Gebäuden eine Flexibilität von rund 26 GWh bereitstellen. In diesen Zahlen sind nur die unterstellten flexiblen Anteile enthalten. Bis zum Jahr 2050 wurde unterstellt, dass 50 % der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen flexibel erfolgen kann. Im Jahr 2030 sind es erst rund 17 % der Ladevorgänge. Zudem wurde unterstellt, dass rund 50 % der Wärmepumpen flexibel steuerbar sind. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen rein technisch deutlich höhere flexible Anteile möglich sind (vgl. Abbildung 12).

4.4 Zusammenfassung: Kurz- und langfristige Flexibilität im Stromsystem der Schweiz

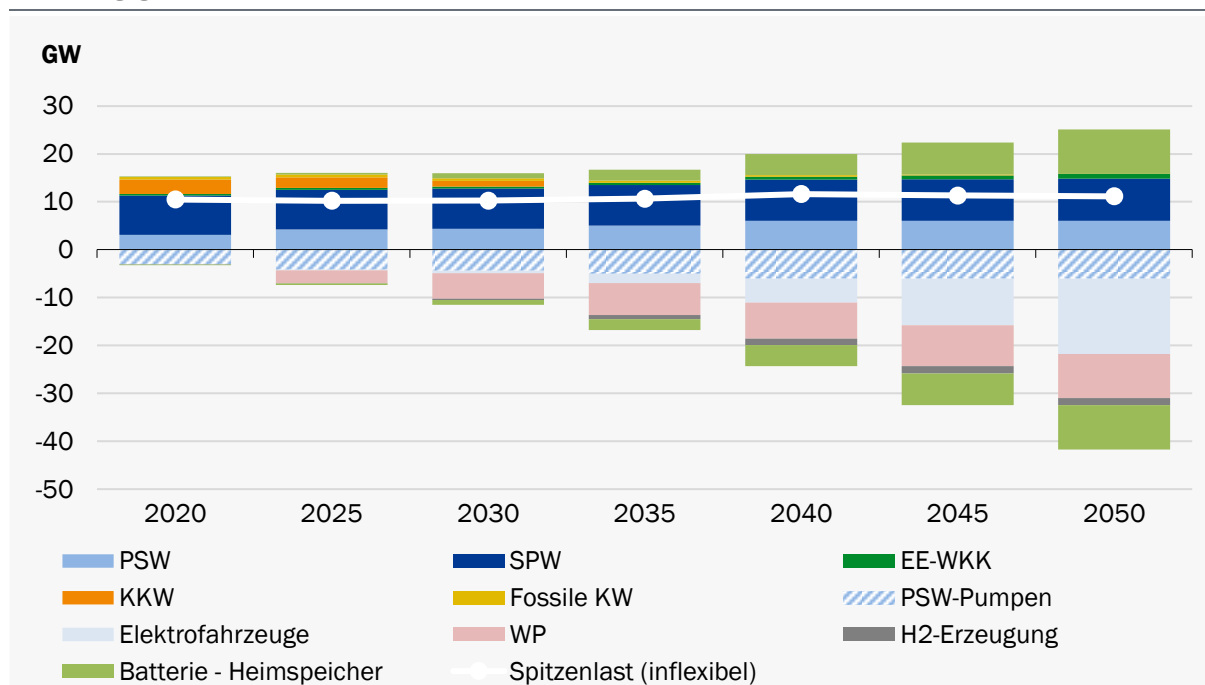
Auf der Seite der Stromerzeugung wird der Rückgang der gesicherten Leistung von Kernkraftwerken durch den Zubau von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sowie von WKK-Anlagen unter Einsatz von Biogas mehr als kompensiert. Im Jahr 2050 beträgt die flexible Erzeugungsleistung rund 25 GW bei einer inflexiblen Spitzenlast (d.h. der Verbraucherlast, die nicht verschoben werden kann) von rund 11 GW. Im Szenario ZERO B werden zusätzlich WKK-Anlagen mit einer Kapazität von rund 1 GW und Gasturbinen mit einer Kapazität von rund 2.5 GW zugebaut. Die bestehenden und neuen Kapazitäten der Speicherseen von Speicherkraftwerken ermöglichen zum Teil einen saisonalen Ausgleich des Stromsystems der Schweiz. Die Speicherkapazitäten von Pumpspeicherkraftwerken ermöglichen zudem die Bereitstellung von Flexibilität über mehrere Tage bis zu mehreren Wochen.

Hinzu kommen die beschriebenen Flexibilitätsoptionen auf der Verbrauchsseite von zusätzlich rund 26 GW bis zum Jahr 2050. Mit der damit zusammenhängenden Speicherkapazität von rund 250 GWh durch Batteriespeicher von Elektrofahrzeugen und Pufferspeicher sowie die thermische Speicherkapazität von Wärmepumpen kann zusätzliche Flexibilität über mehrere Stunden bis zu mehreren Tagen bereitgestellt werden. Dezentrale Batteriespeicher sorgen zudem mit rund 9 GW für eine Glättung des Photovoltaik-Profiles im Tagesverlauf. Wasserstoff-Elektrolyseure können ihren Stromverbrauch über längere Zeiträume verschieben.

Abbildung 12 fasst die Flexibilitätsoptionen auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite im Stromsystem der Schweiz zusammen.

Abbildung 12: Flexibilität Stromerzeugung und Stromverbrauch

Entwicklung der flexiblen Leistung in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch, Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», in GW



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

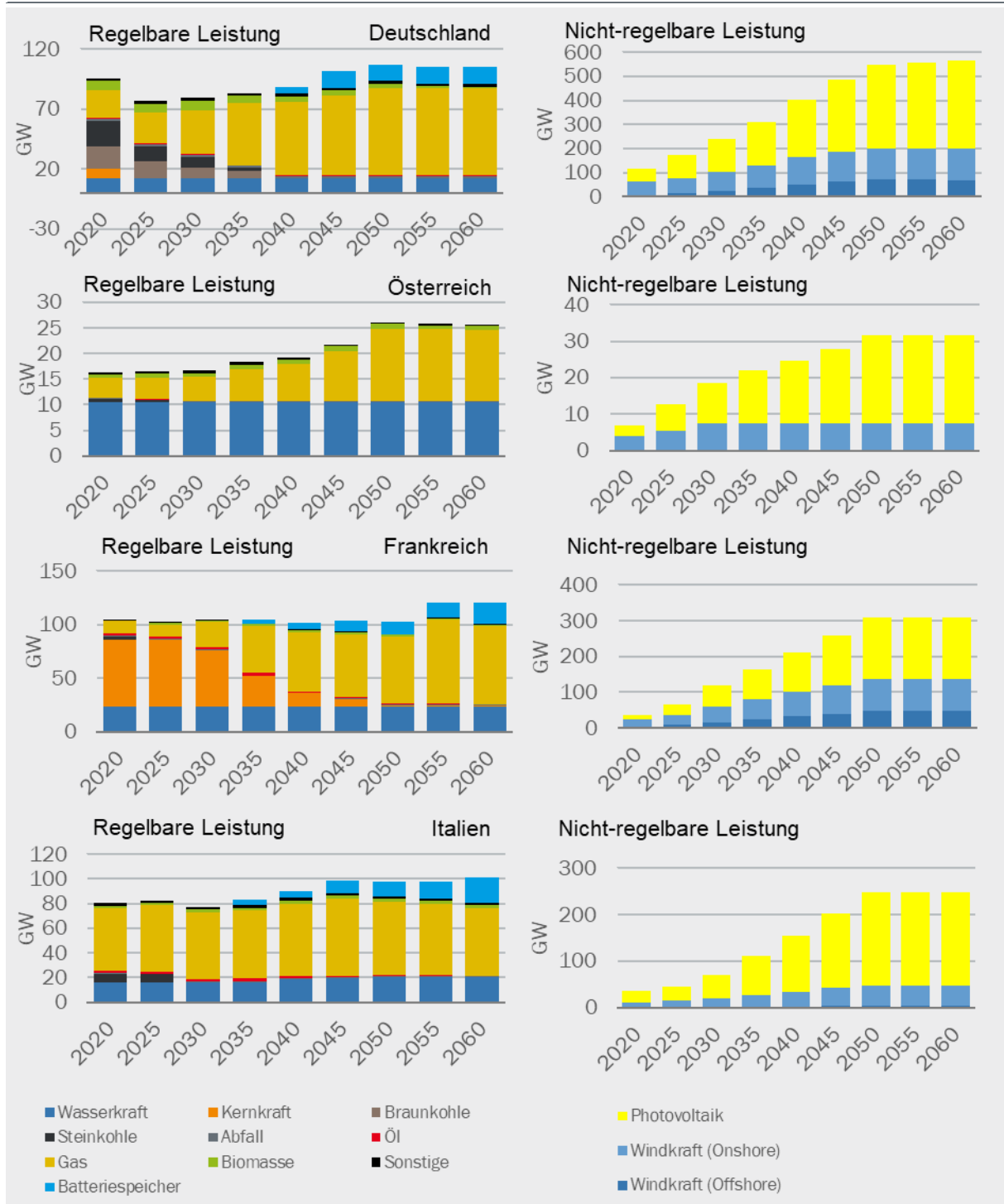
4.5 Ausland

Abbildung 13 stellt die Entwicklung der regelbaren und nicht-regelbaren Leistung in den Nachbarländern der Schweiz dar, die den ZERO-Szenarien zugrunde liegen. Ausgangspunkt für die dargestellten Entwicklungen ist die Annahme, dass in der gesamten EU-Treibhausgasneutralität bis 2050 angestrebt wird. Die für das Ausland angenommene Entwicklung ist für alle Varianten des Szenarios ZERO identisch. Das betrifft sowohl die unterschiedlichen Nachfragevarianten als auch die Varianten mit unterschiedlicher Kernenergielaufzeit und erneuerbaren Energien Ausbaus (Strategievarianten). Hinsichtlich der Kernkraftlaufzeiten wurde fürs Ausland unabhängig von den inländischen Varianten einheitlich mit 50 Jahren Laufzeit gerechnet.

Um das EU-Ziel der Treibhausgasneutralität zu erreichen ist ein deutlicher Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten aus Photovoltaik und Windkraft eine zentrale Voraussetzung. Die Erzeugungskapazität dieser nicht-regelbaren Elektrizitätsquellen wird bis 2050 in den Nachbarländern der Schweiz auf insgesamt 550 GW in Deutschland, 32 GW in Österreich, 308 GW in Frankreich und 247 GW in Italien ausgebaut. Ein Anhaltspunkt für die Auslandsentwicklungen sind die Nationalen Energie- und Klimapläne (NECP) der EU bis 2030, die in der Entwicklung bis 2030 teilweise schon auf einen Netto-Null-kompatiblen Pfad verschärft werden. Die Entwicklung über 2030 hinaus stellt jeweils eine ambitionierte Weiterentwicklung dieses Pfades dar, die unter eigenen Annahmen fortgeschrieben wurde. Für eine detaillierte Aufstellung der getroffenen Annahmen vergleiche Anhang Seite - 64 - ff.

Abbildung 13: Installierte Leistung der Nachbarländer

Regelbare und nicht-regelbare Stromerzeugungskapazität in Deutschland, Österreich, Frankreich und Italien.



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Nachbarländer können auf ein deutlich höheres realisierbares Windenergiepotenzial zurückgreifen als die Schweiz. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil der Windenergie an der nicht-regelbaren Erzeugungskapazität 36 % in Deutschland (davon 23 % Onshore-Windenergie und 13 % Offshore-Windenergie), 24 % in Österreich, 45 % in Frankreich und 19 % in Italien. In der Schweiz sind es im Szenario Zero Basis mit ausgeglichener Jahresbilanz 2050 im Vergleich dazu knapp 5 %.

Parallel dazu findet in diesem Szenario ein deutlicher Umbau der regelbaren Kapazitäten statt. In den 2020er und 2030er Jahren ist dieser geprägt vom Rückgang der fossilen Stromerzeugungskapazitäten aus Braun- und Steinkohle. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung erfolgt in Deutschland 2035 und damit drei Jahre früher als die derzeitige Beschlusslage im Kohleausstiegsgesetz (Bundesregierung, 2020) vorsieht. In Frankreich geht der letzte Kohleblock 2022 vom Netz, in Italien 2025 und in Österreich ist dies bereits im Jahr 2020 erfolgt.

Die Kernenergie wird in Deutschland gemäss den gesetzlichen Bestimmungen im Jahr 2022 abgeschaltet. In Frankreich ist die Kernenergie mit 63 GW installierter Leistung eine zentrale Stromerzeugungstechnologie und wird noch deutlich länger betrieben. Für die Energieperspektiven wurde in Anlehnung an die bisherige öffentliche Kommunikation und den bestehenden PPE (Programmes Pluriannuelles de l'Énergie aus dem Jahr 2020) eine Reduktion des Anteils der Stromerzeugung aus Kernenergie auf rund 50% bis 2035 angenommen und für die Versorgungssituation in der Schweiz konservativ eine Laufzeit der Kernkraftwerke von 50 Jahren angesetzt. Die ersten Abschaltungen erfolgen Ende der 2020er Jahre auf 53 GW bis 2030, der Grossteil wird im Laufe der 2030er Jahre auf 13 GW im Jahr 2040 reduziert. Bis auf eine Restkapazität des derzeit noch im Bau befindlichen Druckwasserreaktors in Flamanville haben bis 2050 alle französischen Kernkraftwerke das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht und werden im Szenario ZERO nicht weiterbetrieben. Aufgrund von hohen Unsicherheiten beim Kraftwerksneubau erfolgt kein weiterer Ausbau von Kernenergiekapazitäten in den Nachbarländern der Schweiz. Die Entwicklung der Kernenergie wurde damit in den Energieperspektiven relativ restriktiv angenommen und spiegelt auch die Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung wider. Eine höhere Stromerzeugung von Kernkraftkapazitäten in den Nachbarländern würde sich potenziell positiv auf die Importmöglichkeiten für die Schweiz im Winter auswirken.

Die auf Biomasse⁵ basierten Kraftwerke, haben in allen Nachbarländern vergleichsweise geringe Kapazitäten, die aufgrund von Konkurrenzen in der Biomassenutzung nicht weiter ausgebaut werden und tendenziell leicht rückläufig sind.

Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Endenergiebedarfes, beispielweise durch Elektromobilität oder elektrische Wärmepumpen, und aufgrund der zunehmenden Produktion von grünem Wasserstoff steigt auch in den Nachbarländern der Strombedarf an. Damit steigt grundsätzlich auch die Spitzenlast. Auch für das Ausland wird jedoch angenommen, dass in Zukunft vor allem der Stromverbrauch für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und die Wasserstoff-Elektrolyse zunehmend flexibel erfolgt.

Zur Absicherung der (inflexiblen) Spitzenlast findet in den Nachbarländern ein Zubau an flexiblen Gaskraftwerken statt. Dazu gehören offene Gasturbinen, Gas und Dampf-Kraftwerke, die im Winter auch zur Wärmezeugung eingesetzt werden und Gasmotorkraftwerke. Diese Anlagen weisen in der Regel tiefe Volllaststunden auf und besitzen daher ein umfangreiches zusätzliches Erzeugungspotenzial (z.B. in Jahren mit geringer erneuerbarer Stromerzeugung), das je nach Strommarktsituation auch als flexible Erzeugung im Ausland (u.a. in der Schweiz) genutzt werden kann.

⁵ Unter Biomasse werden feste Biomasse und Biogas zusammengefasst.

In Summe sichern im Jahr 2050 insgesamt 209 GW an flexibler Gasleistung die Stromsysteme der Nachbarländer ab, davon 73 GW in Deutschland, 14 GW in Österreich, 63 GW in Frankreich und 59 GW in Italien. Die eingesetzten Gase sind zunächst noch Erdgas und Biomethan, in zunehmendem Masse kommt jedoch treibhausgasneutraler Wasserstoff zum Einsatz. Darüber hinaus bestehen in allen Ländern flexible Wasserkraftwerke, die ebenfalls zur Leistungsabsicherung beitragen. Mit Ausnahme von Österreich ist der Anteil flexibler Wasserkraftwerke an der Gesamtleistung jedoch deutlich geringer als in der Schweiz.

Weitere Flexibilität und Absicherung im europäischen Stromsystem wird durch Batteriespeicher erbracht. Zentrale Batteriespeicher dienen der kurzfristigen Lastabsicherung und können sowohl positive als auch negative Regelenergie bereitstellen. Darüber hinaus bewirken dezentrale Batteriespeicher in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen eine Glättung des PV-Nutzungsprofils über den Tagesverlauf und eine längere Nutzung von Photovoltaik-Strom bis in die Abendstunden. Diese Kombination von Photovoltaik-Anlagen mit dezentralen Batteriespeichern kommt auch im Ausland zum Einsatz.

Das Ausland ist somit einerseits durch eine Stromerzeugungsstruktur gekennzeichnet, die deutlich stärker als in der Schweiz von Windenergie-Erzeugung geprägt ist. Damit bestehen im Winterhalbjahr durch die hohen Winteranteile der Windenergie-Erzeugung Importpotenziale aus dem europäischen Ausland. Andererseits kommt es im europäischen Ausland zu einem Zubau von flexiblen Gaskraftwerken, die als Back-up-Kraftwerke geringe Volllaststunden und ein hohes zusätzliches Erzeugungspotenzial aufweisen. Durch die hohe netztechnische Einbindung der Schweiz in einen Strommarkt von langfristig mehr als 2'500 TWh (in den Nachbarländern der Schweiz) bzw. mehr als 300 GW regelbarer Leistung bestehen zudem alleine durch die Grösse des die Schweiz umgebenden Marktes umfangreiche Importmöglichkeiten für die Schweiz.

5 Detailbetrachtung Winterhalbjahr

5.1 Gesamtbetrachtung

Im Folgenden wird auf Basis der Modellergebnisse die Stromerzeugung der Schweiz für ausgewählte Stützjahre dargestellt. Dabei liegt ein besonderer Fokus auf der Betrachtung des Winterhalbjahrs und der Deckung des Strombedarfs in dieser Periode. In Kapitel 5.1 wird das Szenario ZERO Basis (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», Kernenergielaufzeit 50 und 60 Jahre) im Detail betrachtet. Darauffolgend werden in Kapitel 5.2 exemplarische Winterwochen betrachtet. In Kapitel 5.3 wird die Funktion von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken analysiert und in Kapitel 5.4 die Funktion von Flexibilität im Stromverbrauch erläutert. In Kapitel 5.5 wird die Bedeutung des Zusammenspiels mit dem Ausland erläutert. In Kapitel 5.7 erfolgt darüber hinaus ein Vergleich mit den Szenarien ZERO A und ZERO B.

Abbildung 14 zeigt die wöchentliche Stromerzeugung, den wöchentlichen Strombedarf nach Einsatzbereichen und die Import-Export-Beziehungen der Schweiz mit ihren elektrischen Nachbarn (ebenfalls pro Woche) über das Kalenderjahr für die Variante mit 50 Jahren Kernenergielaufzeit. Abgebildet sind die folgenden Stützjahre:

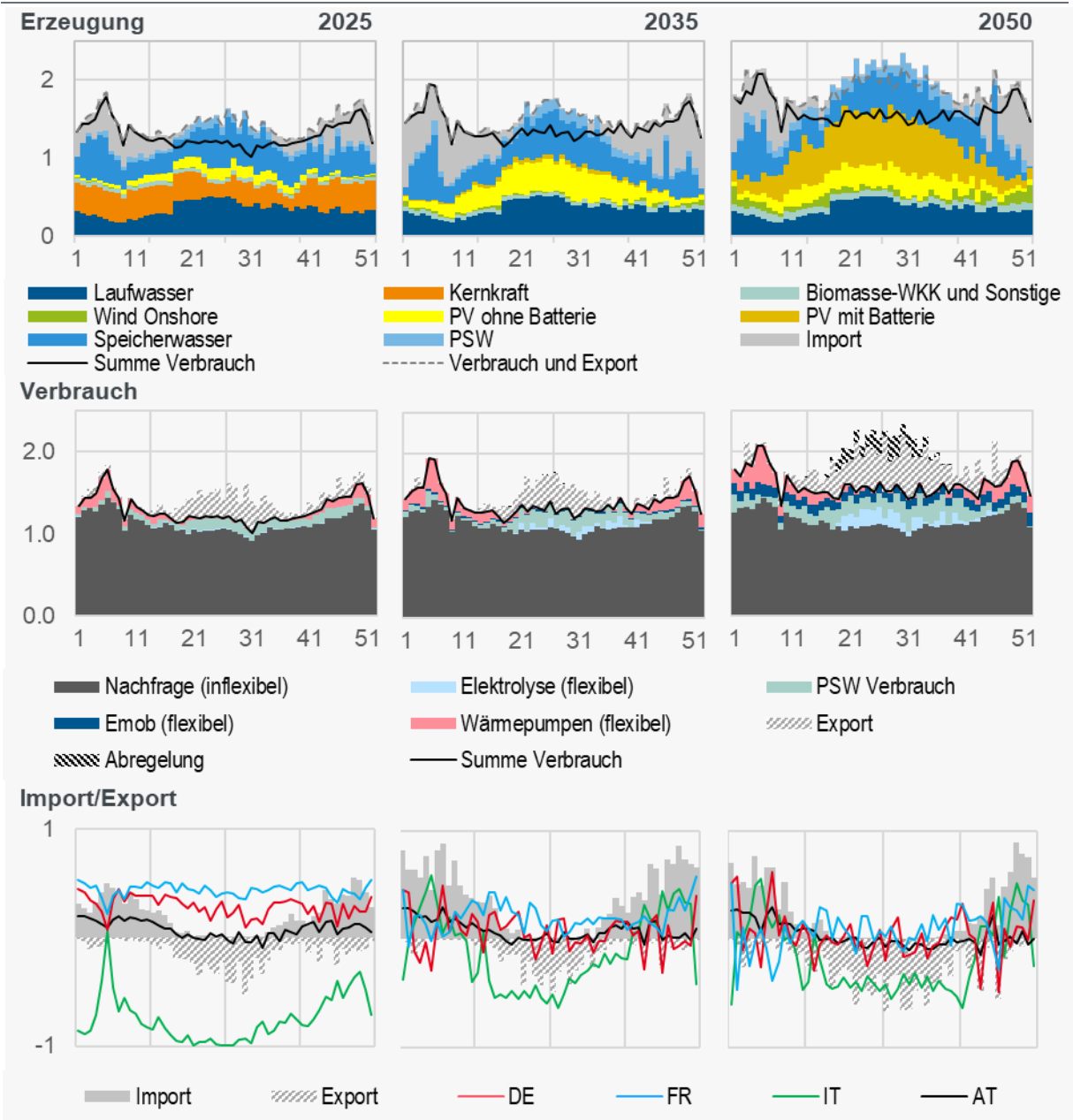
- 2025: die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt sind noch in Betrieb,
- 2035: der Kernenergieausstieg ist vollzogen, der Importsaldo beträgt über das Jahr insgesamt rund 14 TWh und
- 2050: ausgeglichene Jahresbilanz mit Erzeugungsschwerpunkt im Sommerhalbjahr aufgrund des hohen Photovoltaik-Ausbaus.

Im Jahr 2025 ist die Stromerzeugung der Schweiz noch stark durch Kernkraftwerke und Wasserkraftwerke charakterisiert. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie fällt noch gering aus. Im Jahr 2025 zeigt sich ein typisches Bild, das bereits heute vorliegt: Im Winterhalbjahr überwiegen Stromimporte und im Sommerhalbjahr sind die Stromexporte gewichtiger. Der Stromverbrauch durch Wärmepumpen und vor allem Elektrofahrzeuge fällt noch relativ gering aus. Mit Ausnahme einzelner Wochen zeigt sich ein Stromfluss von Norden nach Süden, d.h. von Frankreich und Deutschland (über die Schweiz) nach Italien. Diese charakteristische Struktur der Import- und Exportbeziehungen ist aufgrund hoher Strompreise in Italien in der Regel bereits heute gegeben.

Bei 50 Jahren Kernenergielaufzeit ist das Stromsystem der Schweiz im Jahr 2035 durch den Wegfall der Kernenergie, durch einen bereits deutlich höheren Anteil von Photovoltaik und durch den zusätzlichen Strombedarf von Wärmepumpen gekennzeichnet. Die Beiträge von (flexiblen) Elektrofahrzeugen sind noch gering. Entsprechend verstärkt sich der Schwerpunkt des Stromverbrauchs im Winter. Auffallend ist auch die Veränderung im Produktionsprofil der Speicherkraftwerke, deren wöchentliche Stromerzeugung stärker durch die neue erneuerbare Stromerzeugung geprägt wird. Beispielsweise legen sich die Speicherkraftwerke stärker in einzelne Wochen Anfang Jahr und zum Ende des Jahres (vgl. Kapitel 5.3). Die Import- und Exportstrukturen weisen eine deutlich höhere Variabilität auf als noch im Jahr 2025. Importe im Winterhalbjahr erfolgen in der Regel aus Frankreich (mit einem zu diesem Zeitpunkt noch hohen Anteil von Kernkraftwerken) und aus Italien, zum Teil aber auch aus Deutschland. Im Sommer ist die Richtung des Stromflusses eindeutig von Nord nach Süd. Die Schweiz ist im Sommer in der Regel Nettoexporteur.

Abbildung 14: Schweiz, Jahre 2025, 2035, 2050, Wochenansicht

Erzeugung, Verbrauch und Importsaldo pro Woche. Szenario: ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre, in TWh



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Im Jahr 2050 verstärken sich die Trends, die bis zum Jahr 2035 zu beobachten sind. Neben Wärmepumpen kommen mehr und mehr flexible Elektrofahrzeuge ins System. Durch die hohen Anteile an Photovoltaik-Stromerzeugung steigen die Exporte im Sommer. Durch die Reduktion der Kernenergie-Erzeugung in Frankreich und der sonstigen konventionellen Erzeugung sind die Import- und Exportstrukturen noch stärker durch die erneuerbare Stromerzeugung geprägt. In den Monaten Januar bis März ist vor allem der Import aus Deutschland und Italien relevant, während gegen Ende des Jahres die Importmengen aus Frankreich dominieren. Zudem zeigt sich, dass der

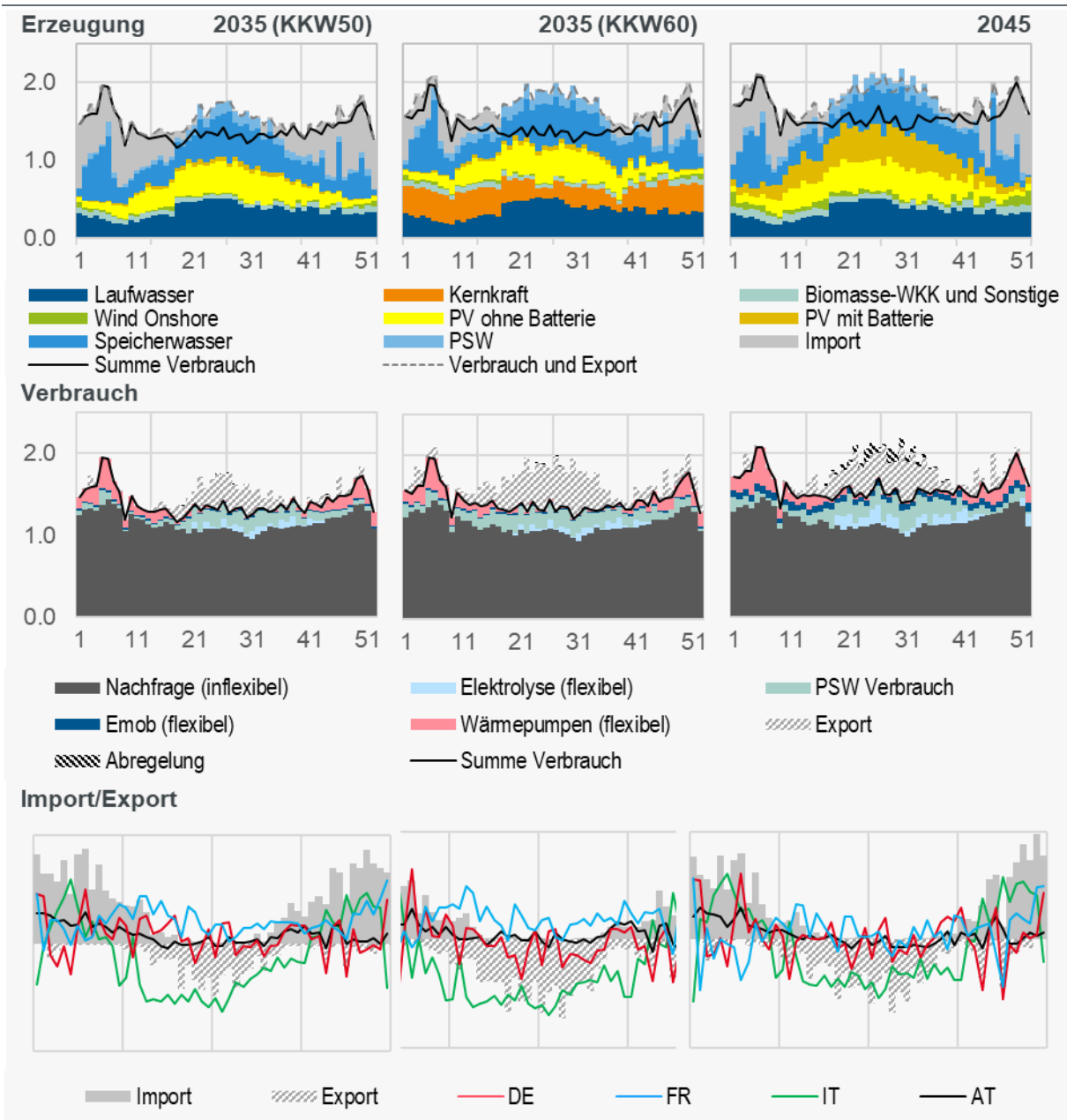
Stromverbrauch für die Wasserstoff-Elektrolyse vor allem in Perioden mit hoher Photovoltaik-Stromerzeugung im Sommer erfolgt. Dasselbe gilt für den Verbrauch und die Stromerzeugung durch Pumpspeicherkraftwerke.

Im Jahr 2050 kommt es in rund 4'050 Stunden zu Nettoimporten, wovon knapp 3'200 im Winter erfolgen. Die Anzahl der Stunden in denen importiert wird, liegt damit in vergleichbarer Grössenordnung wie im Jahr 2019, in dem es 4'090 Nettoimportstunden gab, wovon knapp 2'860 im Winterhalbjahr erfolgten. Im Jahr 2035 erfolgen im Szenario ZERO Basis bei einer Laufzeit der Kernkraftwerke von 50 Jahren in rund 5'500 Stunden Nettoimporte, 3'800 davon fallen in den Winter.

Abbildung 15 zeigt einen Vergleich der Erzeugungs- und Importsituation in Wochenansicht der Zero Basis Variante mit 50 und 60 Jahren Kernenergielaufzeit im Jahr 2035. Durch die zusätzliche Kernenergieerzeugung in der Variante mit 60 Jahren Kernenergielaufzeit kommt es im Winter zu geringeren Importen im Vergleich zur Variante mit 50 Jahren Laufzeit. Die Exporte im Sommer steigen ebenfalls im Vergleich an. Neben der gestiegenen Kernenergieerzeugung liegt dies auch an der gesteigerten Pumpspeichererzeugung. In der Abbildung 15 ist ausserdem noch das Jahr 2045 dargestellt, in dem auch in der Variante mit 60 Jahren Laufzeit keine Schweizer Kernkraftwerke mehr am Netz sind. Es sind deutliche Winterimporte auszumachen, allerdings liegt das Niveau der Importe aufgrund der gestiegenen erneuerbaren Erzeugung erheblich tiefer als im Jahr 2035 mit 50 Jahren Kernenergielaufzeit.

Abbildung 15: Schweiz, 2035 KKW 50, 2035 KKW 60, 2045, Wochenansicht

Erzeugung, Verbrauch und Importsaldo pro Woche in TWh. Szenario: ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 und 60 Jahre für 2035, im Jahr 2045 sind beide KKW-Varianten identisch.



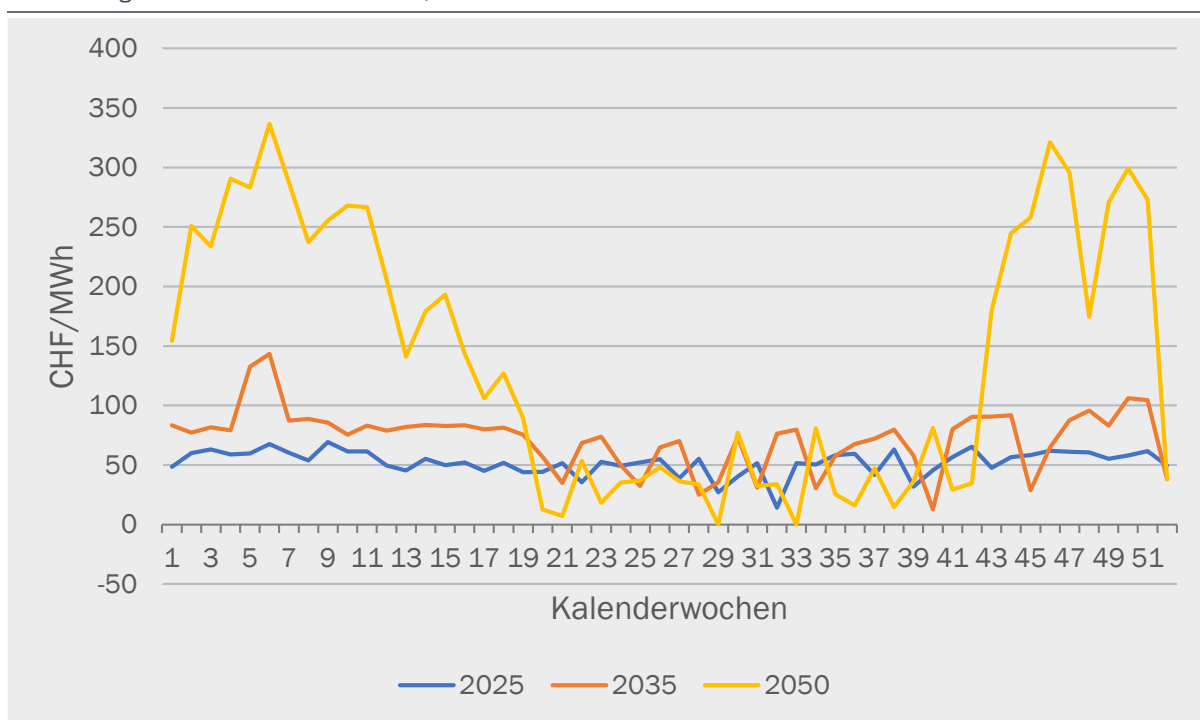
eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Struktur der Stromgrosshandelspreise zeigt vor allen Dingen im Jahr 2050 einen deutlichen Anstieg der Strompreise im Winter. In diesem Zeitraum liegen die Preise teils deutlich über 100 CHF / MWh. Der Grund hierfür liegt in den preissetzenden Gaskraftwerken im Ausland, die im Jahr 2050 mit klimaneutralem Wasserstoff oder Biogas bzw. Biomethan betrieben werden müssen. Hierbei handelt es sich um sehr kostenintensive Energieträger. Im Jahr 2035 ist der Anstieg im Winter gegenüber 2025 ebenfalls erkennbar. Diese Erhöhung des Preisniveaus liegt an ansteigenden CO₂ Preisen für die Gaskraftwerke im Ausland. Für einen Vergleich der Export-Importpreise siehe Kapitel 5.5. In den Sommerwochen liegt das Strompreisniveau aufgrund der verstärkten kostengünstigeren PV Einspeisung im Jahr 2050 tiefer als 2025.

Abbildung 16: Durchschnittliche wöchentliche Stromgrosshandelspreise

Darstellung für das Szenario ZERO Basis, KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

© Prognos AG 2020

5.2 Betrachtung exemplarischer Winterwochen

Abbildung 17 zeigt stündlich die Stromerzeugung, den Strombedarf nach Einsatzbereichen und die Import-Export-Mengen der Schweiz mit ihren elektrischen Nachbarn für eine beispielhafte Winterwoche Anfang Februar bei 50 Jahren Kernenergielaufzeit. Abgebildet sind wieder die Jahre 2025, 2035 und 2050. In dieser Betrachtung erfolgt ein stärkerer Fokus auf einzelne Tage und Stunden. Die abgebildete Woche ist aufgrund des verwendeten Wetterjahres zur Modellierung der

witterungsabhängigen Komponenten des Stromsystems⁶ durch sehr tiefe Temperaturen und geringe erneuerbare Stromerzeugung zu Beginn der Periode gekennzeichnet.

Im Jahr 2025 zeigt sich in Bezug auf die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken ein eindeutiges Tagesprofil, mit Erzeugungsspitzen in den Tagesrandzeiten (mit relativ hohem Stromverbrauch und geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien). Vor allem in den Nachtstunden importiert die Schweiz aus dem Ausland, das zu diesem Zeitpunkt noch über hohe Anteile konventioneller Erzeugung (insbesondere Kernenergie, Kohle und Erdgas) gekennzeichnet ist.

Bis zum Jahr 2035 steigen die Verbrauchsspitzen in der abgebildeten Woche vor allem durch die Zunahme des Verbrauchs an Wärmepumpen deutlich an. Bereits erkennbar ist auch die Möglichkeit der Verschiebung dieses Verbrauchs in Zeitfenster mit höherer erneuerbarer Stromerzeugung, v.a. zu Beginn der dargestellten Woche. Hier spielt auch der Verbrauch der Pumpspeicherkraftwerke eine Rolle, der sich ebenfalls in diese Periode legt. Die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken ist aufgrund tiefer inländischer Erzeugung und hoher Strompreise durchgehend hoch (bei noch relativ hohen Speicherfüllständen im Bereich von 25 bis 30 %, vgl. Kapitel 5.3). Damit kann ein Teil des inländischen Bedarfs gedeckt werden, die Schweiz ist über die gesamte dargestellte Periode aber Netto-Importeur von Strom.

Bis zum Jahr 2050 steigen die Verbrauchsspitzen, aber auch die Flexibilität im Stromverbrauch. Das äussert sich vor allem in der Verschiebung des Stromverbrauchs von Elektrofahrzeugen in Zeiten mit hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu Beginn der abgebildeten Periode. Wie im Jahr 2035 ist die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken durchgehend hoch. Im Gegensatz zum Jahr 2035 ist die Import-Exportbilanz gegen Ende der Woche (mit geringer erneuerbarer Erzeugung im Ausland, vgl. Kapitel 5.5) jedoch mehr oder weniger ausgeglichen. Dies wird ermöglicht durch die zusätzliche Flexibilität auf der Verbrauchsseite, die zusätzliche Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik, und die in weiten Teilen schon heute bestehende Flexibilität der Wasserkraft.

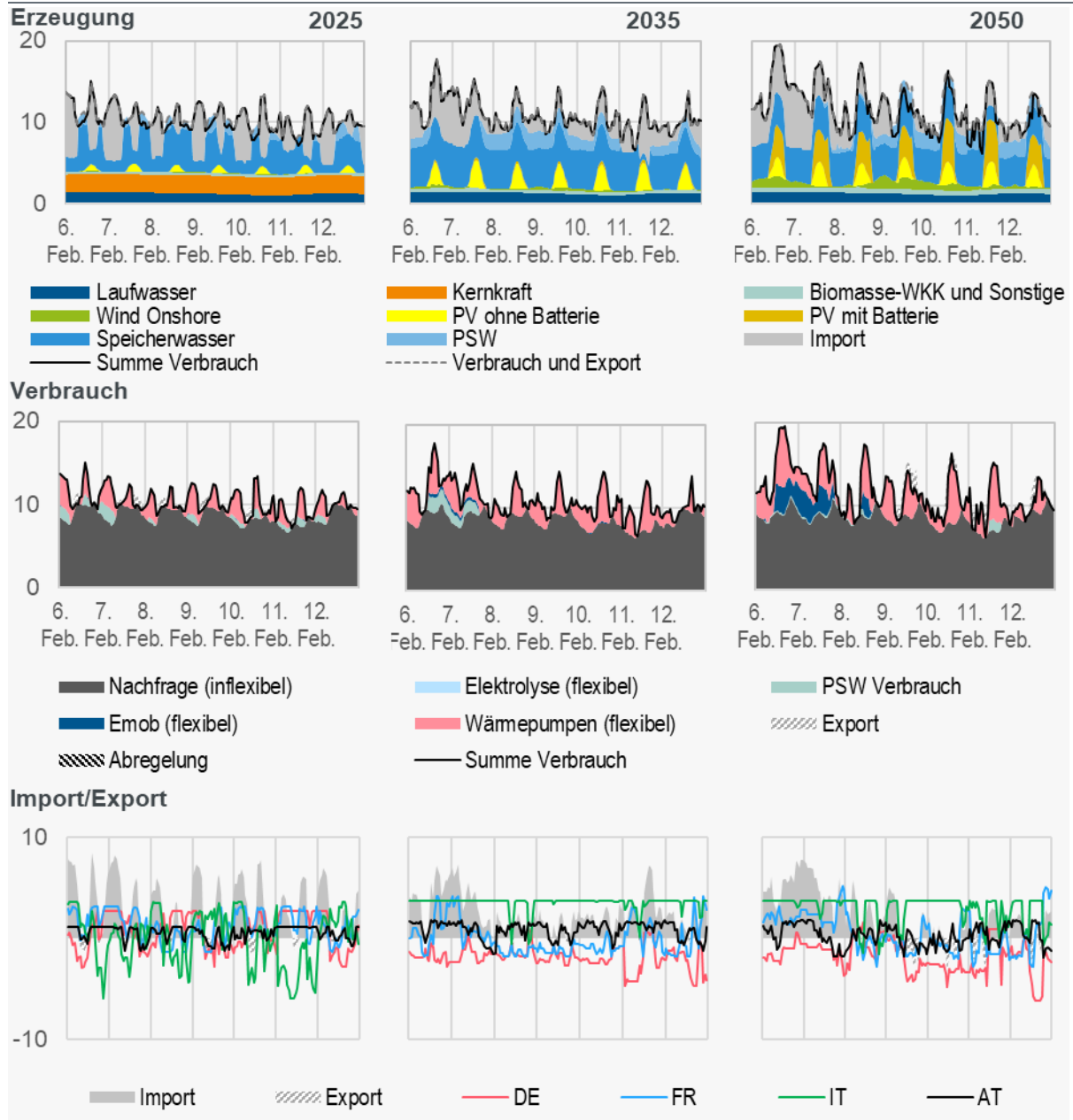
Abbildung 18 zeigt einen Vergleich der beispielhaften Winterwoche im Jahr 2035 der beiden Varianten mit 50 und 60 Jahren Kernenergielaufzeit. Durch die zusätzliche Kernenergieerzeugung in Variante mit 60 Jahren Laufzeit ist eine eindeutige Zunahme der Stromerzeugung auszumachen. Hierdurch sind geringe Importe im Vergleich zu 50 Jahren Kernenergielaufzeit notwendig. Zusätzlich zeigt die Abbildung noch das Jahr 2045 in dem auch in der Variante mit 60 Jahren Laufzeit keine Kernenergieerzeugung stattfindet.

Abbildung 19 zeigt die beispielhafte Woche noch einmal nur für das Jahr 2050. In dieser Abbildung wird noch klarer ersichtlich, dass ein Grossteil der Importe zu Beginn der Periode aus Frankreich und Italien erfolgt. Die Schweiz profitiert hier aufgrund ihrer Anbindung an Westeuropa und Südeuropa vor allem von unterschiedlich Windenergie-Bedingungen in diesen Regionen (vgl. Kapitel 5.5). Dabei ist darauf hinzuweisen, dass dieses Bild vor allem von den Gegebenheiten der erneuerbaren Stromerzeugung in Europa abhängig ist und in anderen Wochen deutlich anders aussehen kann (vgl. Abbildung 38 bis Abbildung 40 im Anhang). Beispielsweise importiert die Schweiz in einer Januar-Woche (Abbildung 35) in der Regel aus Deutschland.

⁶ In den Szenarien der Energieperspektiven werden für die stündliche Struktur des Verbrauchs und der erneuerbaren Stromerzeugung, sowie der Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken über den gesamten Betrachtungszeitraum jeweils die meteorologischen und hydrologischen Bedingungen im Wetterjahr 2012 verwendet. Das Wetterjahr 2012 war durch eine Wetterlage in Mitteleuropa mit einem besonders kalten Februar gekennzeichnet.

Abbildung 17: Schweiz, Jahre 2025, 2035, 2050, Februarwoche

Erzeugung, Verbrauch und Importsaldo. Szenario: ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre, in GWh

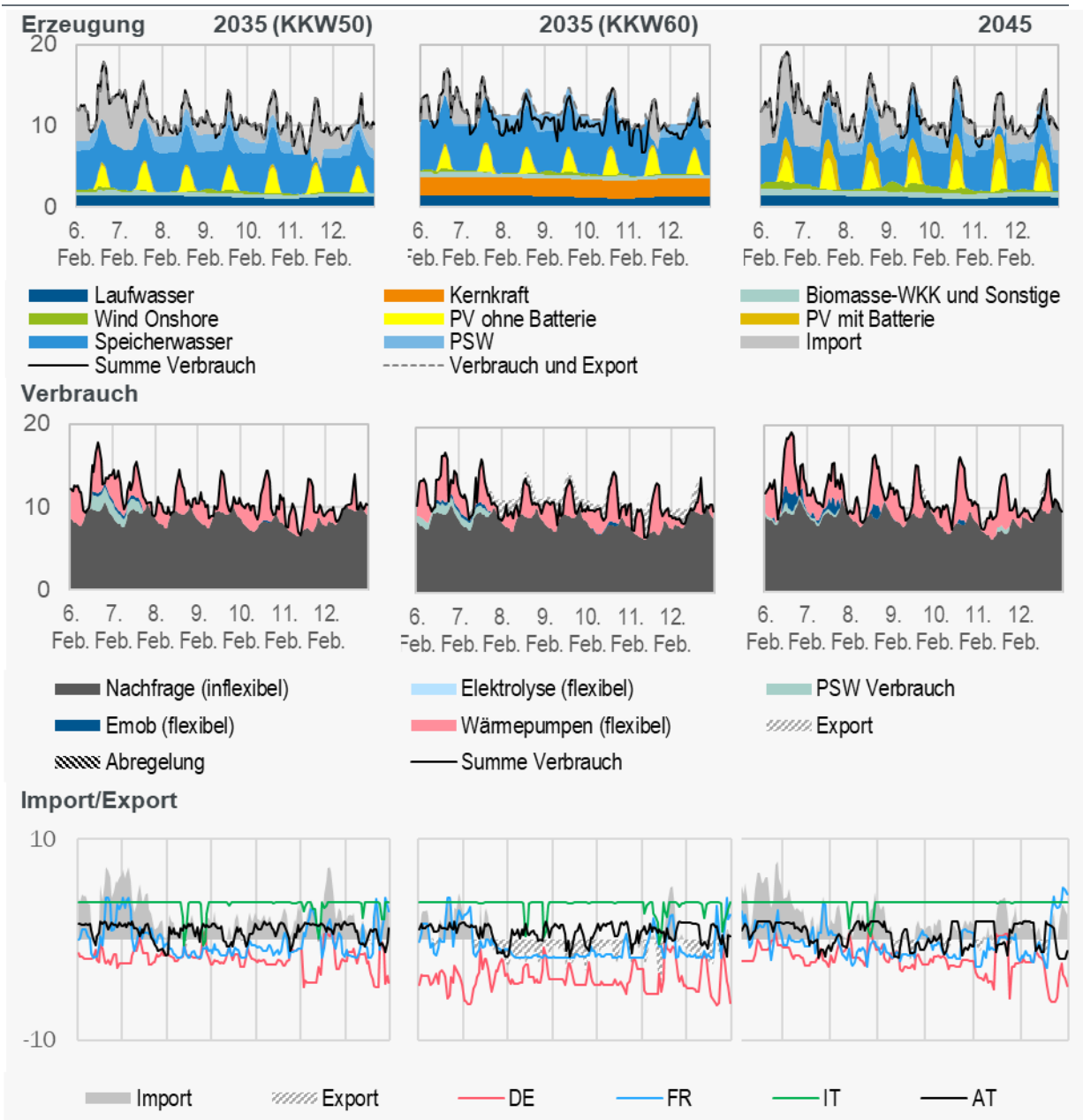


eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 18: Schweiz, Jahre 2035, 2045 Februarwoche

Erzeugung, Verbrauch und Importsaldo in GWh/h. Szenario: ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050». KKW-Laufzeit 50 und 60 Jahre für 2035, im Jahr 2045 sind beide KKW-Varianten identisch.

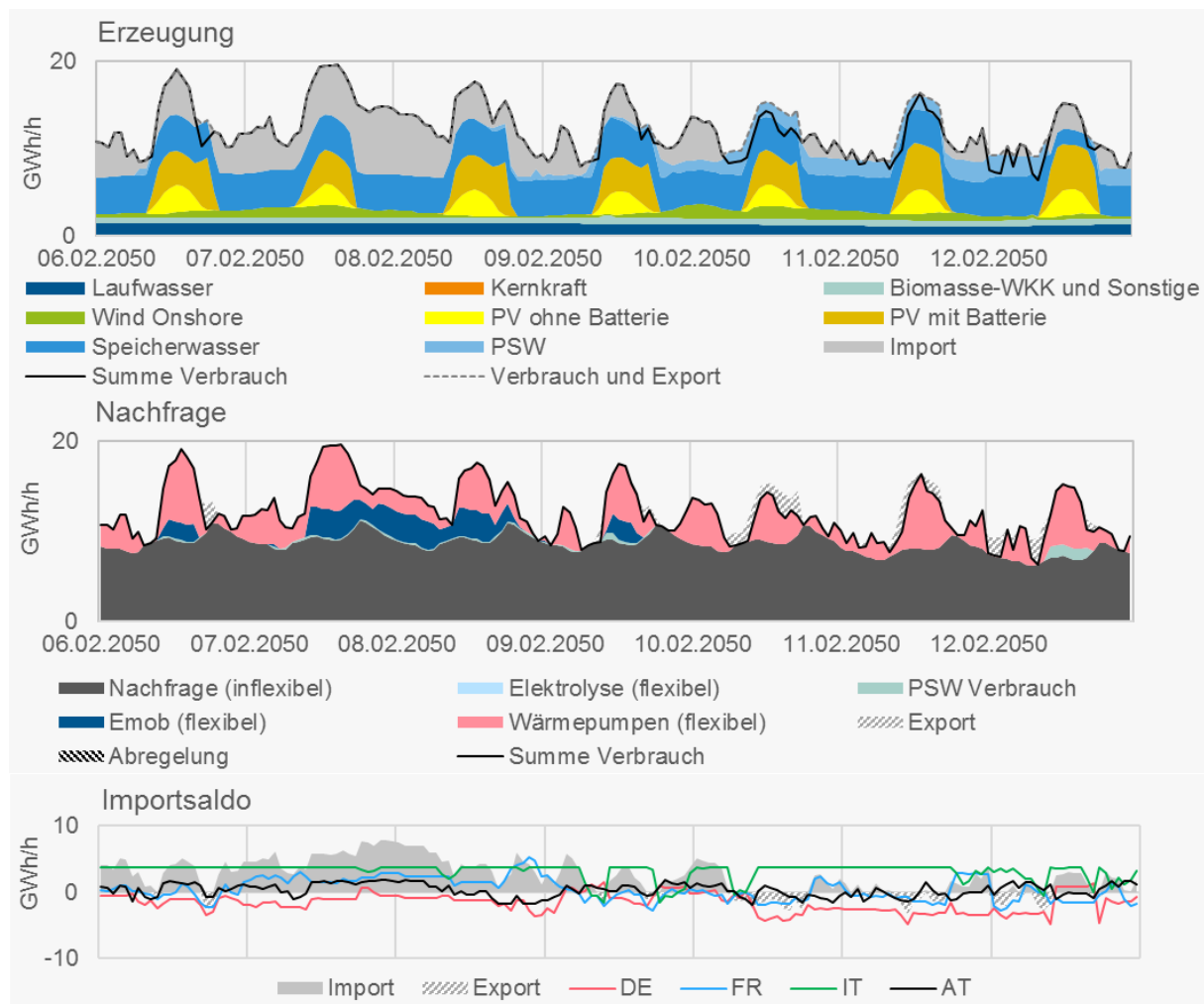


eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 19: Schweiz, Woche im Februar 2050

Erzeugung, Verbrauch und Importsaldo. Szenario: ZERO Basis, EE-Variante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 und 60 Jahre



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die zukünftige Funktion des Stromsystems der Schweiz im Winterhalbjahr zeigt nur ein Ausschnitt des Zusammenspiels zwischen erneuerbarer Erzeugung und der flexiblen Erzeugung im Inland sowie der Import-Export-Beziehungen. Durch die hohen Photovoltaik-Anteile in der zukünftigen Stromerzeugung unterscheidet sich die stündliche Erzeugungsstruktur im Sommerhalbjahr deutlich vom Winterhalbjahr. Abbildung 20 zeigt daher auch eine exemplarische Woche im Sommerhalbjahr, welche die Erzeugungssituation in dieser Periode gut charakterisiert.

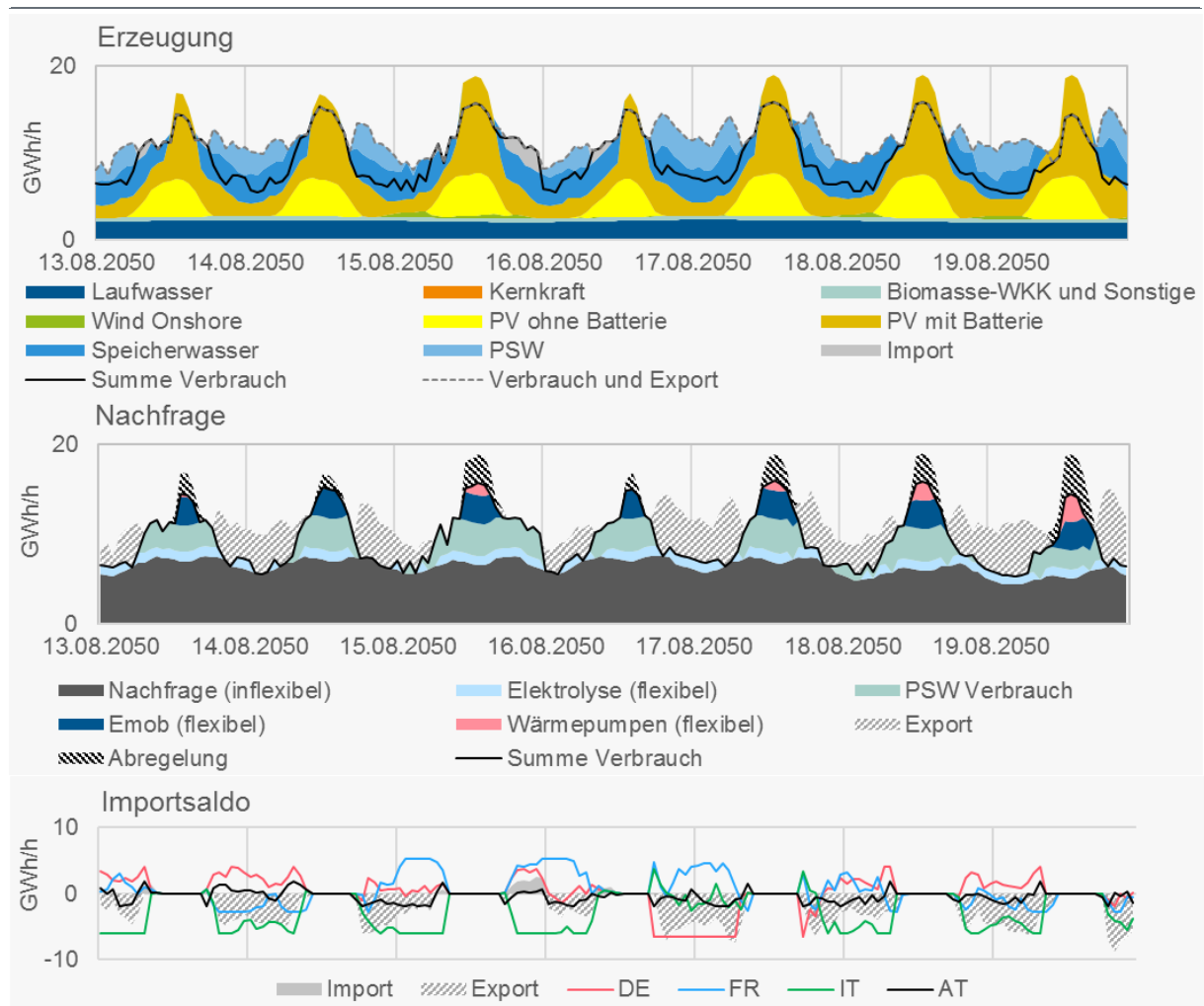
In der dargestellten Woche zeigen sich hohe Erzeugungsspitzen durch Photovoltaik. Die Erzeugung aus Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken passt sich dieser Erzeugungsstruktur an und fällt vor allem in die Tagesrandstunden und Nachtstunden (aufgrund hoher Strompreise in diesen Perioden). In diesen Zeiten ist die Schweiz Exporteur von elektrischer Energie. Dabei wird auch ein wesentlicher Teil der Photovoltaik-Erzeugung untertags in Pumpspeicherkraftwerken gespei-

chert und in der Nacht wieder produziert. Auch flexible Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Warmwasser-Wärmepumpen und Elektrolyseure verschieben ihren Bedarf aufgrund hoher erneuerbarer Erzeugung und tiefer Strompreise in Zeiten hoher Photovoltaik-Erzeugung. Damit kann ein Grossteil der Photovoltaik-Erzeugung integriert werden – Spitzen der Erzeugung in der Mittagszeit im Umfang von rund 4 bis 5 GW müssen jedoch abgeregelt werden.

Somit kann die Schweiz über die Sommerperiode einerseits den inländischen Bedarf durchgehend decken und andererseits in der Nacht wichtige (und verhältnismässig günstige) Flexibilität für das Ausland bereitstellen. Dies erfolgt vor allem in Zeiten geringer Winderzeugung im Ausland und spart den Einsatz relativ teurer Gas-Backupkraftwerke im europäischen Ausland (vgl. Abbildung 20).

Abbildung 20: Schweiz, Woche im August 2050

Erzeugung, Verbrauch und Importsaldo. Szenario: ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 und 60 Jahre



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

5.3 Funktion von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

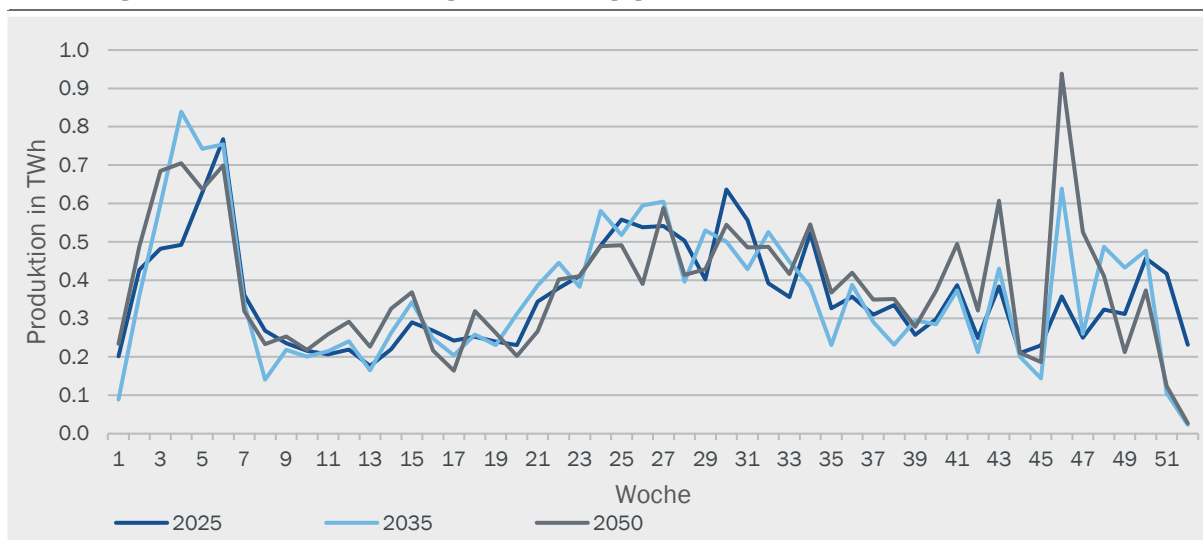
Im folgenden Kapitel wird auf die Funktion der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke der Schweiz im zukünftigen Stromsystem detailliert eingegangen.

Im Jahr 2050 zeigt sich, dass die Elektrizitätsproduktion der Speicherkraftwerke vor allem zu Beginn und zum Ende des Jahres deutlich höher liegt als im restlichen Jahr. Durch tiefe Temperaturen sowie relativ geringe erneuerbare Stromerzeugung und damit hohe Strompreise sind die ersten Wochen des Jahres (von Mitte Januar bis Mitte Februar) und auch einzelne Wochen im November und Dezember interessante Perioden für den Einsatz der Speicherkraftwerke. Zudem ist der Speicherfüllstand zu Beginn und zum Ende des Kalenderjahres noch relativ hoch. Die Stromproduktion in diesen Perioden liegt in der Spitze bei rund 0.8 TWh pro Woche (vgl. Abbildung 21). Die Speicherfüllstände sinken im ersten Quartal von rund 50 % auf rund 10 %.

Die Speicherkraftwerke tragen also einen Teil dazu bei, den Stromverbrauch im Winter bei niedriger PV-Einspeisung zu decken. Sobald die Füllstände sich ihrem Minimalfüllstand nähern, agieren die Kraftwerke restriktiver, d.h. es wird nur noch bei höheren Strompreisen produziert. Dies ist vor allem zum Ende des Winterhalbjahres der Fall. Die Füllstände steigen erst wieder im Verlauf des Sommerhalbjahres (vgl. Abbildung 21). Für die grossen und hochgelegenen Speicherkraftwerke mit alpinem Abflussregime geschieht dies vor allem aufgrund der Schneeschmelze, mit der wieder grössere Wassermengen angestaut werden können. Parallel steigt zu Beginn des Sommerhalbjahres die Produktion aus PV und die Nachfrage zum Heizen geht zurück. Über den Sommer wird aus dem Wasserabfluss zu Teilen produziert, während der Rest genutzt wird, um die Speicher für das Winterhalbjahr wieder aufzufüllen. Die Stromerzeugung im Sommerhalbjahr erfolgt bei den Speicherkraftwerken vor allem in Nachtstunden ohne Photovoltaik-Erzeugung (vgl. Kapitel 5.2).

Abbildung 21: Stromproduktion der Schweizer Speicherkraftwerke

Darstellung für Szenario Zero Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre

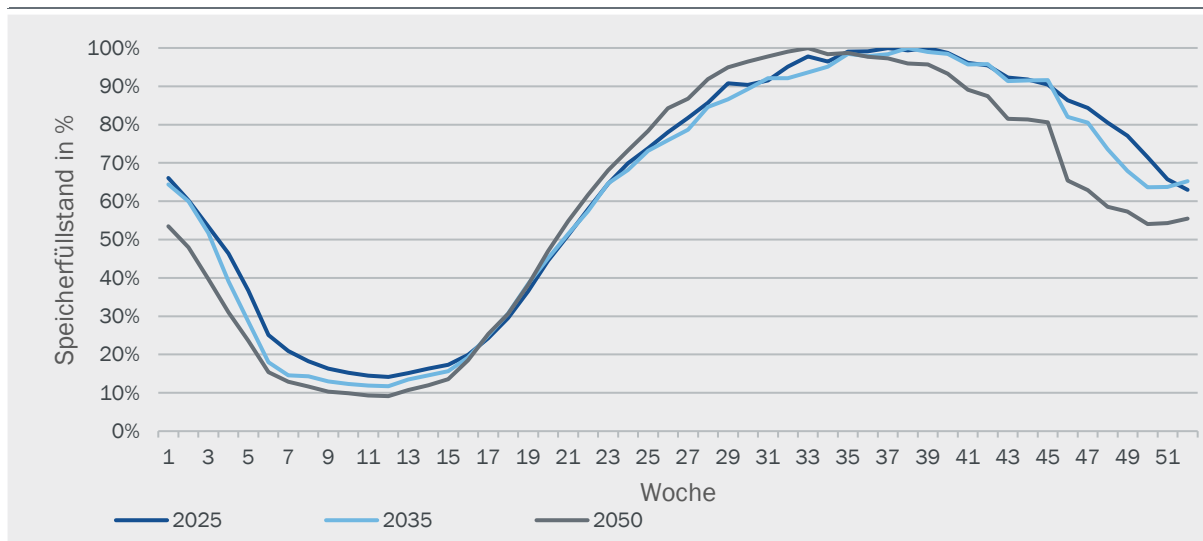


eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 22: Füllstände der Schweizer Speicherkraftwerke

Darstellung für Szenario Zero Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

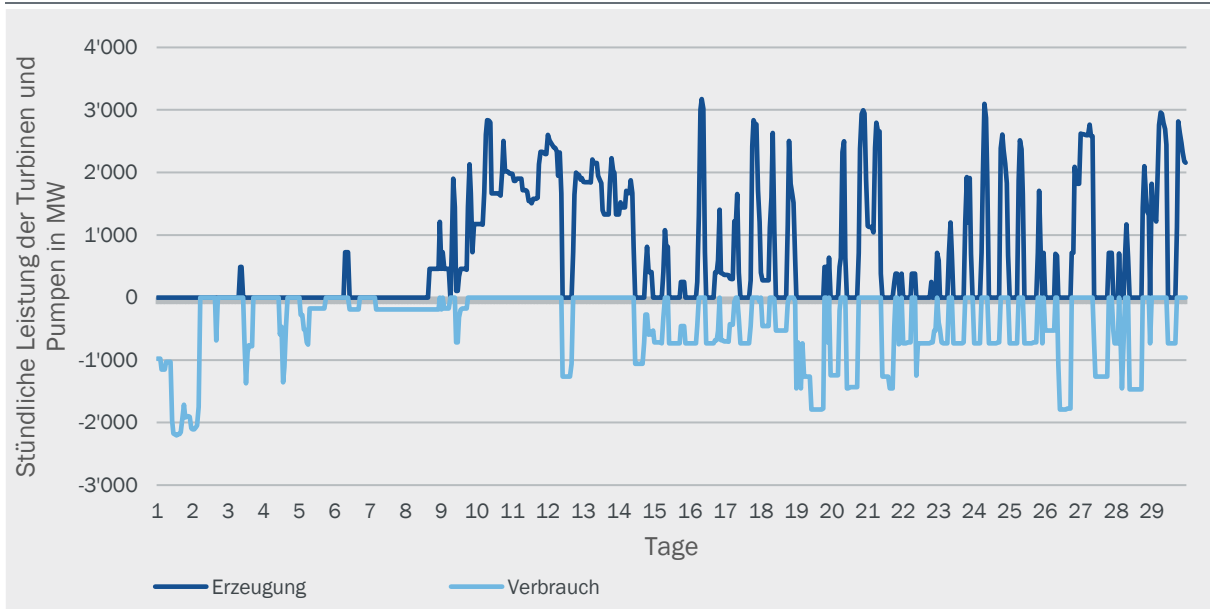
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke variiert im Szenario ZERO je nach Jahreszeit und der Verteilung von Stromerzeugung und Stromverbrauch. Insbesondere im Sommer zeigt sich auf Basis der Modellrechnungen in den Jahren 2035 und 2050, dass die Pumpleistung über den Tag anfällt, wenn die Stromerzeugung aus Photovoltaik hoch ist. Über Nacht und in den Randstunden des Tages erzeugen die Pumpspeicherkraftwerke Strom und stellen somit vor allem Flexibilität für den Tag-Nacht-Ausgleich zur Verfügung (vgl. Abbildung 23). Im Jahr 2035 werden in einem durchschnittlichen Sommermonat insgesamt rund 0.7 TWh von (mehrheitlich) Photovoltaik-Stromerzeugung vom Tag in die Randstunden und in die Nacht verschoben. Bis 2050 wächst diese Menge an Tag- Nacht Verschiebung auf rund 1.3 TWh pro Monat an. Die Photovoltaik-Stromerzeugung beträgt im Vergleich dazu im Jahr 2050 über das gesamte Sommerhalbjahr rund 23 TWh. Das bedeutet, dass rund ein Drittel der Photovoltaik-Stromerzeugung durch Pumpspeicherkraftwerke integriert und flexibel zur Verfügung gestellt werden kann. Hierdurch kommt es zu Speicherverlusten durch Pumpen und Turbinierung von rund 20%.

In den Winterwochen werden die Pumpspeicher langfristig insgesamt weniger, aber über längere Zeiträume eingesetzt (Abbildung 23). Im Winterhalbjahr wird der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke stärker durch die Winderzeugung (v.a. im europäischen Ausland) geprägt. Die Produktion und der Verbrauch der Pumpspeicherkraftwerke passen sich im Winterhalbjahr entsprechend an, wobei teils über mehrere Tage nicht produziert oder gepumpt wird und auch über mehrere Tage durchgehend produziert bzw. gepumpt wird. Auf Kraftwerksebene hängen die Produktion und die Pumpvorgänge nicht nur von den Strompreisen ab, sondern auch von dem limitierenden Volumen von Ober- und Untersee. Bei kleinen Speichervolumen verglichen mit der installierten Leistung von Turbinen und Pumpen besteht vor allem die Möglichkeit für Tag-Nacht-Flexibilität. Bei Kraftwerken mit grösseren Speichervolumina im Vergleich zur Leistung kann die Flexibilität auch im Winterhalbjahr und über längere Zeitperioden bereitgestellt werden.

Abbildung 23: Erzeugung und Verbrauch der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke

Darstellung des Februars 2050 im Szenario Zero Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre

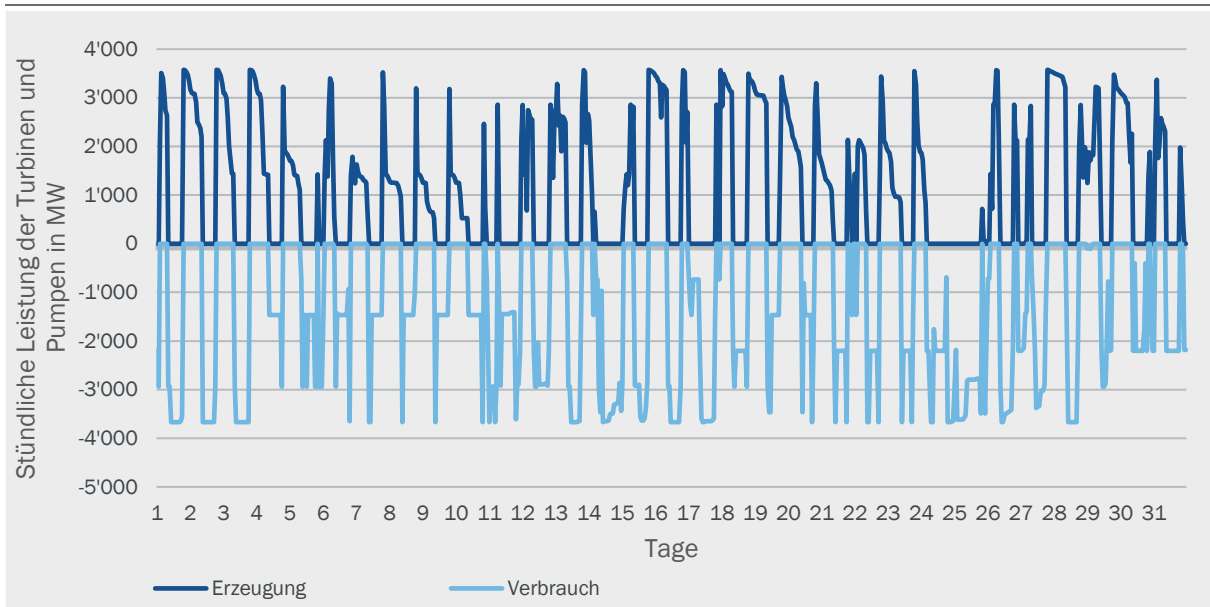


eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 24: Erzeugung und Verbrauch der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke

Darstellung des Augusts 2050 für Szenario Zero Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

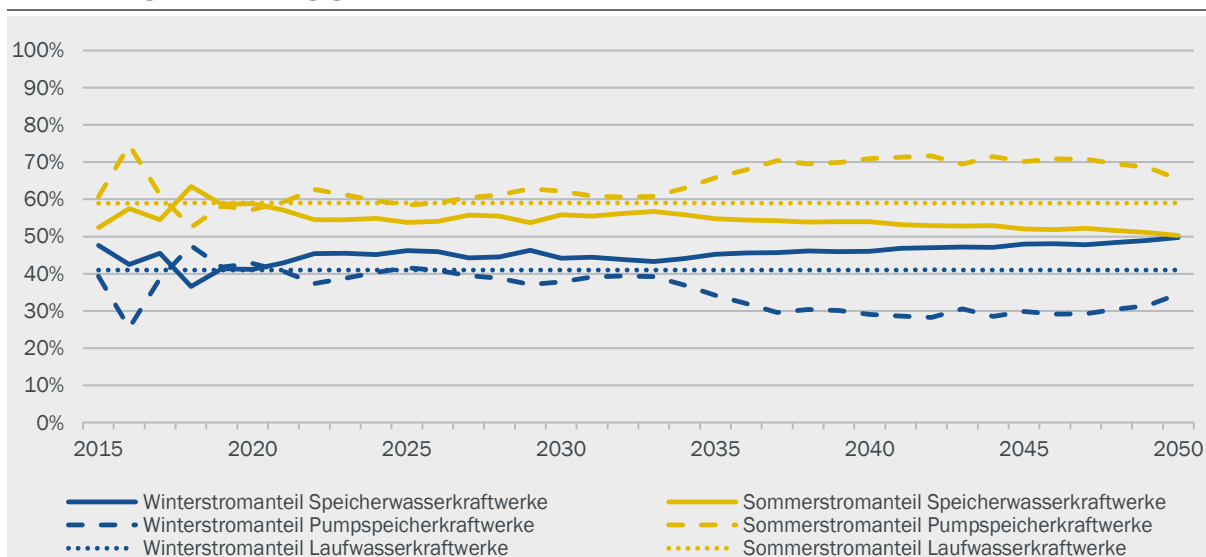
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Elektrizitätserzeugung der Schweizer Speicherkraftwerke teilt sich aktuell (je nach hydrologischen Bedingungen und den Strommarktbedingungen) etwa hälftig auf das Sommer- und Winterhalbjahr auf. In den Jahren 2025 und 2035 wird im Szenario ZERO-Basis (ausgeglichene Jahresbilanz 2050) im Sommerhalbjahr mit rund 53 % etwas mehr Strom erzeugt als im Winterhalbjahr. Im Jahr 2050 liegt dann die Erzeugung im Winterhalbjahr knapp über der des Sommerhalbjahrs. Damit erfolgt perspektivisch ein etwas höherer Anteil der Stromerzeugung im Winterhalbjahr, d.h. es wird zusätzliche saisonale Flexibilität durch Speicherkraftwerke zur Verfügung gestellt. Insgesamt werden im Jahr 2050 im Winterhalbjahr fast 2.5 TWh mehr produziert als im Jahr 2020, wobei die Erzeugung im Sommerhalbjahr fast 0.7 TWh geringer ausfällt als im Jahr 2020.

Bei den Pumpspeicherkraftwerken ist der Sommeranteil bis 2035 mit 60 % durchgehend höher als der Winterstromanteil mit 40 %. Ab 2035 vergrößert sich das Verhältnis zu 70 % Sommer- und 30 % Winteranteil bis 2050. Wenn ab 2035 die Stromerzeugung aus Photovoltaik deutlich stärker zunimmt, werden die Pumpspeicherkraftwerke stärker genutzt, um die Tag-Nacht-Flexibilität bereitzustellen, da im Sommerhalbjahr deutlich interessantere Preisdifferenzen für den Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke auftreten. Daher steigt automatisch der Sommeranteil der Pumpspeicherkraftwerke parallel zum Photovoltaik-Ausbau (Abbildung 25).

Abbildung 25: Entwicklung der Sommer- und Winterstromanteile der Wasserkraft

Anteil der Elektrizitätserzeugung im Sommer- respektive Winterhalbjahr in % bis 2050, Darstellung für Szenario Zero Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

5.4 Funktion von Flexibilität im Stromverbrauch

Im Folgenden wird auf die Funktion flexibler Verbraucher im zukünftigen Stromsystem eingegangen. Dies sind in den Modellrechnungen der Energieperspektiven 2050+, neben den im vorherigen Kapitel beschriebenen Pumpspeicherkraftwerken Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Batterie-Heimspeicher und Wasserstoff-Elektrolyseure.

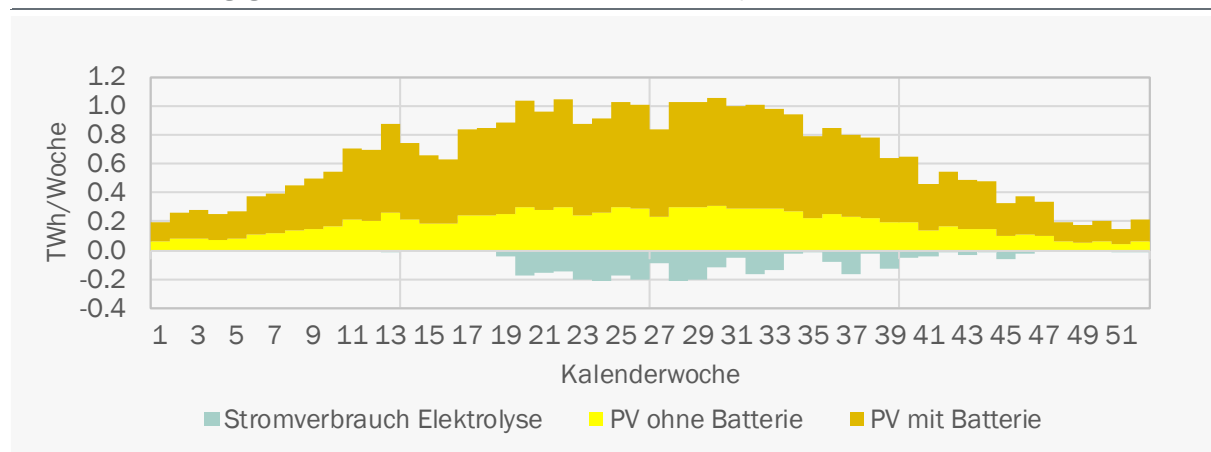
Im Gegensatz zu Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken liegt die Funktion der Flexibilität auf der Nachfrageseite in der Verschiebung des Strombedarfs über mehrere Stunden bis zu mehreren Tagen (im Fall von Elektrofahrzeugen). Damit kann insbesondere die Spitzenlast (zu Zeiten geringer erneuerbarer Erzeugung) im Winterhalbjahr deutlich gedämpft werden und es ist eine umfangreichere Integration der erneuerbaren Stromerzeugung im In- und Ausland möglich. Die Bereitstellung saisonale Flexibilität steht jedoch nicht im Vordergrund. Zudem wurde bei Elektrofahrzeugen keine Rückeinspeisung aus der Batterie angenommen (Vehicle-to-Grid).

Eine Ausnahme davon stellt der Stromverbrauch von Wasserstoff-Elektrolyseuren dar, die über das Stromsystem hinaus auch saisonale Flexibilität zur Verfügung stellen können: der Stromverbrauch kann hier in Sommermonaten mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung in der Schweiz erfolgen, der Einsatz des Wasserstoffs erfolgt hingegen über das gesamte Jahr und damit zum Teil auch in den Wintermonaten. In diesen Zeiten wird der inländische Wasserstoffbedarf überwiegend über Importe durch umfunktionierte Gasnetze gedeckt. Somit wird das Stromsystem im Winterhalbjahr entlastet und es kann zusätzliche erneuerbare Stromerzeugung im Sommerhalbjahr integriert werden. Der Stromverbrauch durch die rund 1.5 GW an Elektrolyseursleistung beträgt im Jahr 2050 rund 3 TWh. In diesem Umfang können grundsätzlich erneuerbare Energien in der Schweiz, und auch im europäischen Ausland, zusätzlich integriert werden.

Abbildung 26 zeigt den wöchentlichen Verbrauch von Elektrolyseuren über das gesamte Jahr im Vergleich zur Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen.

Abbildung 26: Stromverbrauchsstruktur Wasserstoff-Erzeugung

Stromverbrauch für die Wasserstoff-Erzeugung im Vergleich zur Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen im Szenario ZERO Basis, «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», Jahr 2050, in TWh pro Woche



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

5.5 Funktion des Zusammenspiels mit dem Ausland

Wie bereits aktuell ist das Zusammenspiel mit dem europäischen Ausland auch in Zukunft von hoher Bedeutung für das Stromsystem der Schweiz. Durch die hohe Flexibilität in der Stromerzeugung und perspektivisch auch im Stromverbrauch kann sich die Schweiz an die Gegebenheiten im Ausland anpassen und im Gegenzug auch Flexibilität für das Ausland bereitstellen. In Zukunft charakterisiert vor allem der Import in Zeiten hoher erneuerbarer Stromerzeugung und der Stromexport in Zeiten geringer erneuerbarer Stromerzeugung im Ausland die Handelsflüsse der Schweiz. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Schweiz einerseits über eine gute netztechnische Anbindung an das Ausland verfügt und andererseits in einen umfangreichen Markt mit einem jährlichen Produktionsvolumen von langfristig rund 2'500 TWh (in den Nachbarländern) eingebunden ist.

Abbildung 27 zeigt die wöchentliche Stromerzeugung in drei Nachbarländern der Schweiz für die Stützjahre 2025, 2035 und 2050 im Vergleich zur Stromerzeugung der Schweiz.

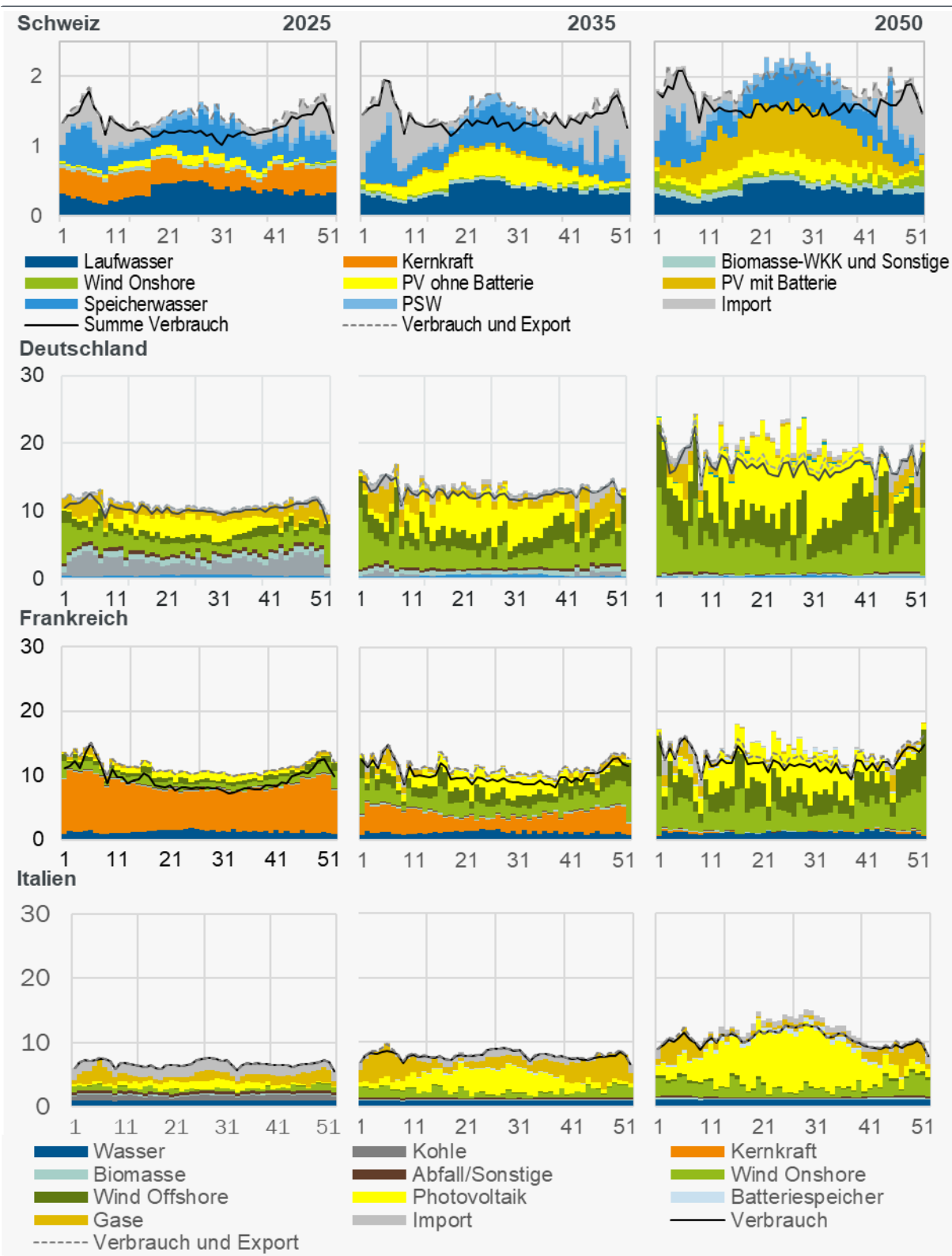
Während die Erzeugungsstruktur in Deutschland und Frankreich zukünftig durch einen Mix von Windenergie und Photovoltaik gekennzeichnet ist, beruht die Stromerzeugung in Italien aufgrund der hohen Solarenergie-Potenziale im Schwerpunkt auf Photovoltaik. Entsprechend zeigt die Erzeugungsstruktur in Deutschland und Frankreich einen Schwerpunkt der Stromerzeugung aus Windenergie in den Wintermonaten. In Wochen mit weniger hohem Winddargebot decken einerseits Importe und andererseits die Stromerzeugung aus flexiblen Gaskraftwerken (perspektivisch unter Einsatz von Wasserstoff) den Strombedarf in diesen Ländern. Italien verfügt über hohe Photovoltaik-Anteile und im Vergleich zur Schweiz geringere Anteile flexibler Wasserkraftwerke. Im Winterhalbjahr haben deshalb vor allem flexible Gaskraftwerke eine höhere Auslastung als im Sommer und decken den inländischen Strombedarf.

Die Abbildung zeigt, wie sich die flexiblen Wasserkraftwerke der Schweiz an die sich verändernde Versorgungssituation in den Jahren 2035 und 2050 anpassen. Während der ersten beiden Kalenderwochen ist das Winddargebot vor allem in Deutschland hoch (die Strompreise sind entsprechend tief), daher ist die Erzeugung der Wasserkraftwerke in der Schweiz gering. Die folgenden Wochen bis in den Februar hinein sind hingegen durch ein relativ geringes Winddargebot in den Nachbarländern gekennzeichnet. Entsprechend hoch ist die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken in der Schweiz. Nachdem die Winderzeugung in den Kalenderwochen 7 bis 8 wieder ansteigt, sinkt im Gegenzug die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken in der Schweiz. Dies geschieht auch aufgrund der kontinuierlich sinkenden Speicherfüllstände, durch welche die Kraftwerke restriktiver agieren. In den Wintermonaten zum Ende des Jahres ist die Winderzeugung vor allem in Frankreich, aber auch in Deutschland hoch. Entsprechend agieren die Speicherkraftwerke aufgrund tiefer Strompreise hier eher zurückhaltend, mit Ausnahme einer einzelnen Woche im November, die durch sehr geringe Winderzeugung gekennzeichnet ist.

In den Sommermonaten ist die Schweiz aufgrund der hohen Photovoltaik-Erzeugung in der Wochenbilanz praktisch durchgehend Exporteur von Strom. Die Exporte fallen hauptsächlich in den Nachtstunden an (vgl. Kapitel 5.2). Im Sommer ergänzen insbesondere in Italien Stromimporte aus dem Ausland (und hier vor allem auch aus Wasserkrafterzeugung in der Schweiz) in den Nachtstunden die inländische Photovoltaik-Erzeugung.

Abbildung 27: Schweiz, Deutschland, Frankreich, Italien - Erzeugung 2025, 2035, 2050

Wochensummen, Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Abbildung 28 und Abbildung 29 zeigen den Vergleich der Erzeugungssituation in der Schweiz mit den Nachbarländern noch einmal für exemplarische Perioden im Januar (links) und im Oktober (rechts) in den Stichjahren 2035 und 2050.

Die flexible Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken legt sich vor allem in Zeiten geringer Stromerzeugung aus Windenergie und damit hoher Strompreise. Die Erzeugung besteht vor allem aus Speicherkraftwerken, falls die Preis-Spreads ausreichend hoch sind auch Pumpspeicherkraftwerken. Zu Zeiten geringer Winderzeugung kann die Schweiz ihren Strombedarf selbst decken. Insbesondere im Jahr 2050 wird in Perioden geringer Winderzeugung im Ausland sogar Strom exportiert.

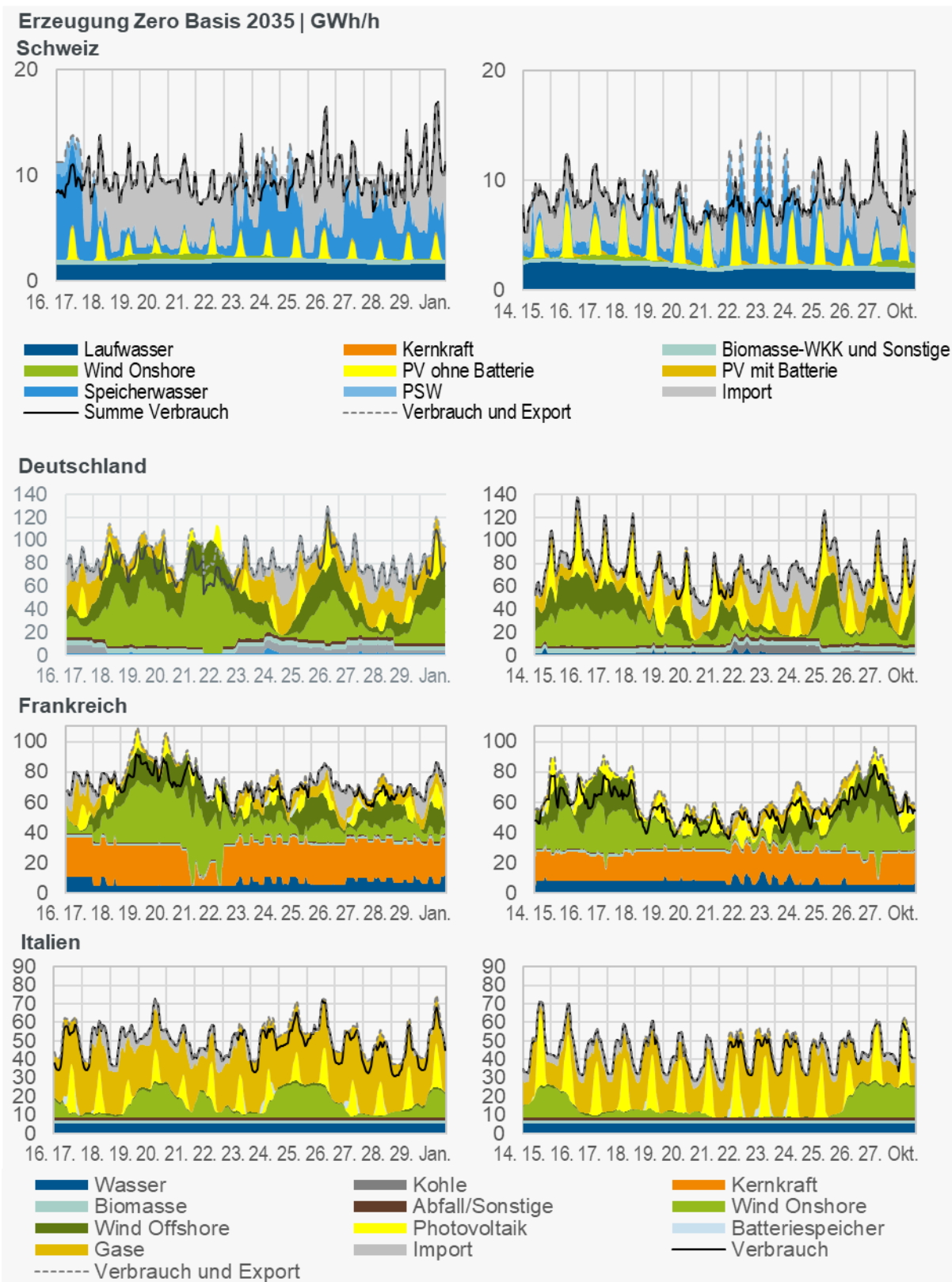
Importe werden vor allem in Zeiten hoher Winderzeugung im Ausland (primär in Deutschland und Frankreich) zur Deckung des inländischen Strombedarfs genutzt. Flexible Verbraucher schieben ihren Verbrauch in Stunden mit hoher Wind- und Photovoltaikerzeugung in den Nachbarländern. Teilweise (vor allem im Jahr 2035) laufen in diesen Perioden auch Gaskraftwerke im Ausland (die zu einem gewissen Anteil auch Wärme für die Fernwärmeversorgung im Ausland auskoppeln). Im Jahr 2035 ist in diesen Perioden der Beitrag von Kernkraftwerken in Frankreich noch relativ hoch.

In der Variante mit 60 Jahren Kernenergielaufzeit verringert sich der Importbedarf der Schweiz signifikant gegenüber der Variante mit 50 Jahren Laufzeit. Für die Darstellung des Auslands hat dies jedoch nur einen geringen Effekt, da die zusätzliche Schweizer Kernenergieerzeugung gegenüber dem Erzeugungsniveau der Nachbarländer nur eine kleine Rolle spielt.

Die zeitliche Struktur der Importe und der inländischen Erzeugung ist im Jahr 2035 ähnlich wie im Jahr 2050, da diese auch schon 2035 durch die steigenden Anteile erneuerbarer Energien geprägt wird. Allerdings sind die Importmengen im Jahr 2050 deutlich tiefer. Ausschlaggebend dafür ist vor allem der Anstieg der Stromerzeugung erneuerbarer Energien und aus Wasserkraftwerken im Inland.

Abbildung 28: Schweiz, Deutschland, Frankreich, Italien - Erzeugung 2035

Beispielwochen, Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre

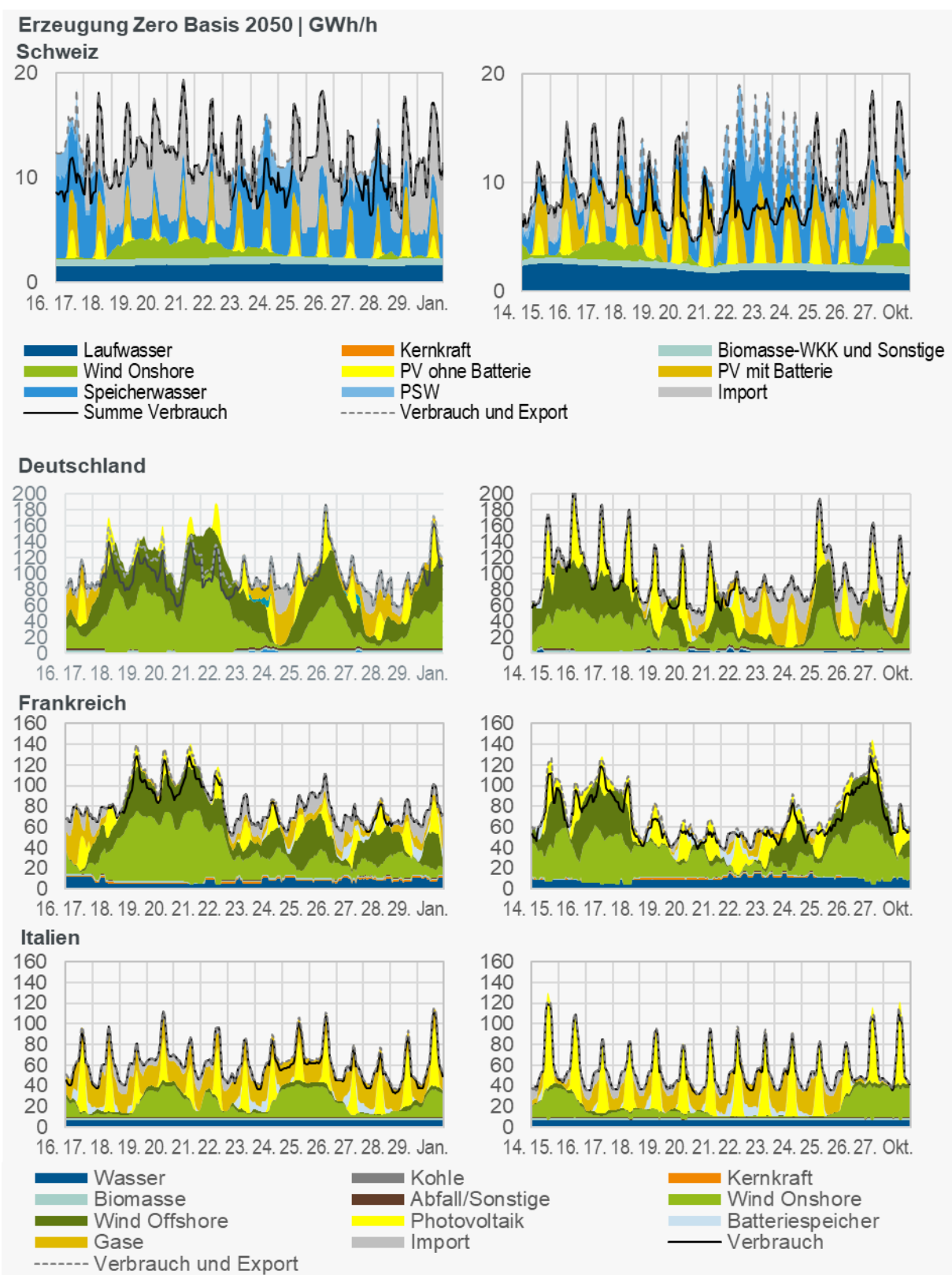


eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 29: Schweiz, Deutschland, Frankreich, Italien - Erzeugung 2050

Beispielwochen, Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 30 zeigt die sich in der Modellierung ergebenden Handelsflüsse ausgewählter Länder im Szenario ZERO Basis (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») Kernenergielaufzeit 50 und 60 Jahre für das Jahr 2035 jeweils für das Sommer- und das Winterhalbjahr. Dabei wird im Unterschied zu den vorherigen Abbildungen besser ersichtlich, welche Import-Export-Beziehungen sich in Summe und über die Nachbarländer der Schweiz hinaus ergeben. Ebenso wird ein Unterschied zwischen Sommer und Winter sowie zwischen den beiden Varianten mit unterschiedlicher Kernenergielaufzeit deutlich.

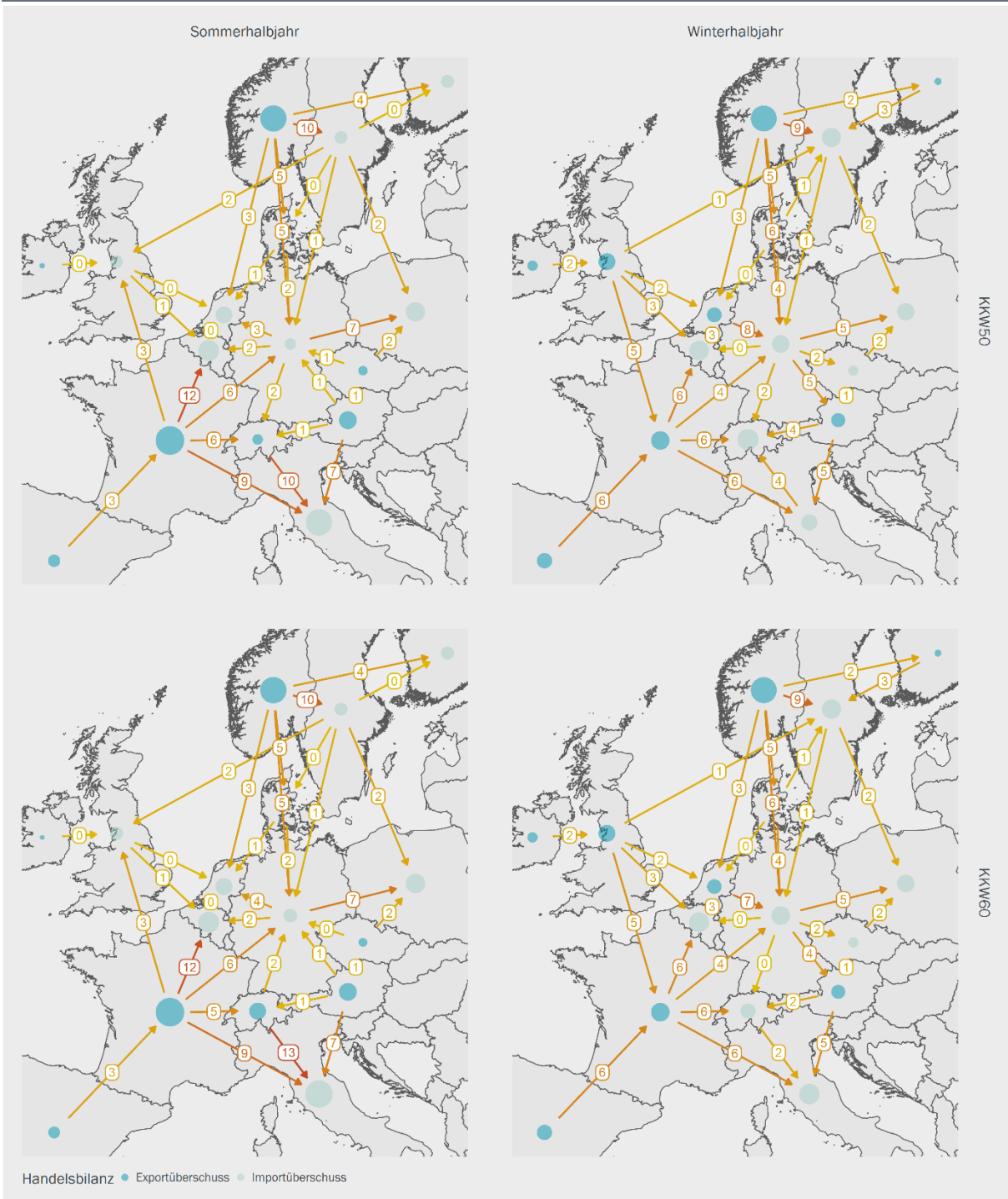
Während die Schweiz im Sommerhalbjahr einen leichten Exportüberschuss aufweist, ist die Schweiz im Winterhalbjahr Netto-Importeur. Die Importsaldi in der Bilanz des Winterhalbjahres 2035 bei 50 Jahren Kernenergielaufzeit verteilen sich auf Frankreich (6 TWh), Italien (4 TWh) und Deutschland (2 TWh). Zudem weist Österreich einen Exportüberschuss gegenüber der Schweiz von rund 4 TWh auf. Darin enthalten sind auch indirekt Exporte aus Deutschland, die über Österreich in die Schweiz weitergeleitet werden. Damit importiert die Schweiz im Winterhalbjahr insgesamt einerseits aus windstarken Ländern wie Deutschland, andererseits sind die Importe der Schweiz im Winterhalbjahr auch auf die noch hohen Anteile von Kernkraftwerken in Frankreich (mit einem Erzeugungsschwerpunkt im Winterhalbjahr) zurückzuführen.

Bei den Importen aus Italien profitiert die Schweiz durch die Anbindung an Südeuropa einerseits von der Ungleichzeitigkeit der Stromerzeugung aus Windenergie in Südeuropa im Vergleich zu Mittel- und Nordeuropa. Andererseits verfügt Italien über hohe Kapazitäten an Gaskraftwerken und damit ein umfangreiches Exportpotenzial, insbesondere in den Perioden, wenn die Speicherfüllstände der Schweizer Speicherkraftwerke tief sind (zum Ende des Winterhalbjahrs) und entsprechend restriktiv bewirtschaftet werden.

Bei 60 Jahren Kernenergielaufzeit verringern sich die Importe im Jahr 2035 gegenüber dem Ausland merklich. Die grösste Veränderung gibt es gegenüber Italien. Hier kommt es gegenüber der Importsituation bei 50 Jahren Kernenergielaufzeit nun zu einem Nettoexport im Winter von 2 TWh. Gegenüber Deutschland gehen die Nettoimporte nahezu vollständig zurück und sinken gegenüber Österreich ebenfalls auf 2 TWh ab. Die Nettoimportmengen gegenüber Frankreich ändern sich nicht wesentlich.

Abbildung 30: Nettohandelsflüsse pro Halbjahr (2035)

Handelsflüsse der Schweiz und ausgewählter Länder des europäischen Auslands im Winter- und Sommerhalbjahr 2035, Szenario ZERO Basis (ausgeglichene Jahresbilanz 2050), KKW-Laufzeit 50 (oben) und 60 Jahre (unten), in TWh



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

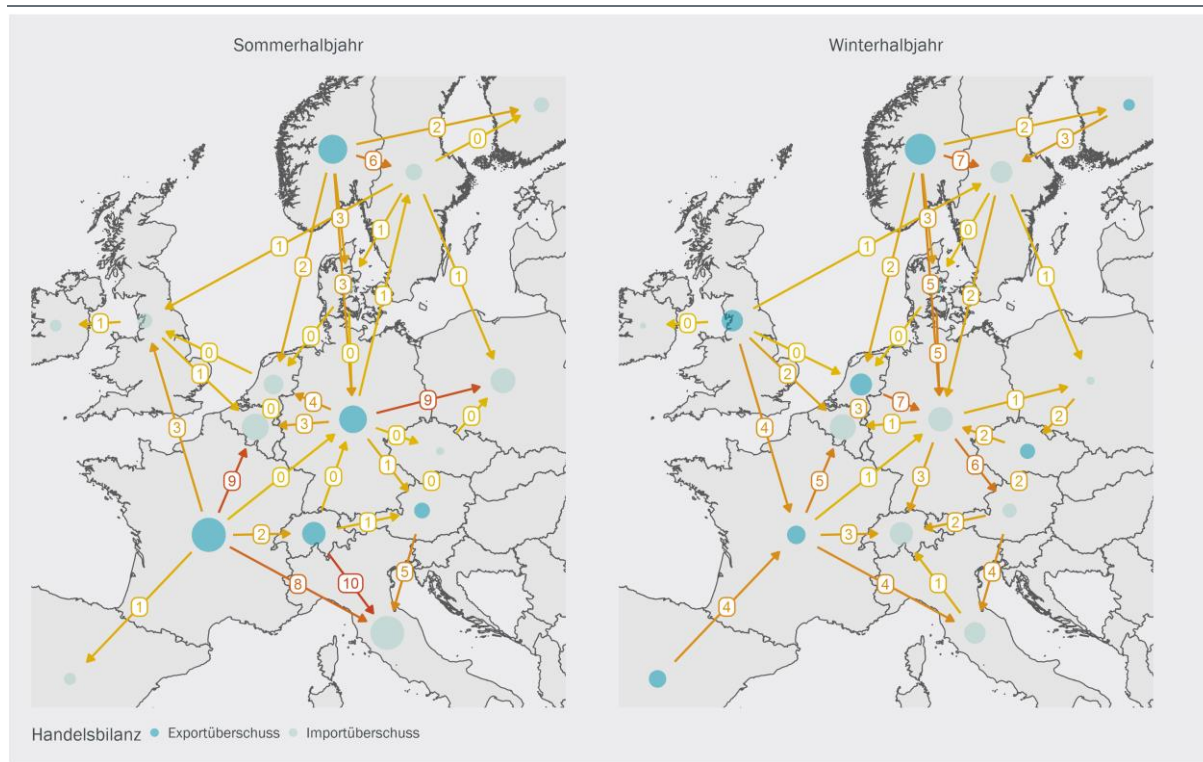
Abbildung 31 zeigt die sich in der Modellierung ergebenden Handelsflüsse ausgewählter Länder im Szenario ZERO Basis (Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050») für das Jahr 2050.

Im Jahr 2050 verfügt die Schweiz in der Jahresbilanz über einen ausgeglichenen Importsaldo. Der Importsaldo im Winterhalbjahr ist mit insgesamt rund 9 TWh tiefer als im Jahr 2035. Gleichzeitig besteht im Ausland im Unterschied zum Jahr 2035 (mit Ausnahme von geringen Anteilen von Kernenergie in Frankreich) keine konventionelle Stromerzeugung mehr. Entsprechend ergeben sich die Importe der Schweiz im Winterhalbjahr vor allem aus windstarken Regionen wie Deutschland und Frankreich. Der Beitrag von Italien geht hingegen zurück, insbesondere da die Gaskraftwerke in Italien zu diesem Zeitpunkt Wasserstoff einsetzen und entsprechend hohe Grenzkosten aufweisen. Diese Kraftwerke dienen daher vor allem der Deckung des inländischen Bedarfs. Auch das Ausland importiert im Winterhalbjahr zum Teil aus dem Ausland. Hier sind vor allem die Beiträge aus Regionen mit abweichendem Winderzeugungsprofil (z.B. Spanien, Skandinavien und UK) und hoher Flexibilität in der Erzeugung (z.B. Skandinavien, Spanien) von hoher Bedeutung.

Im Sommerhalbjahr ist vor allem der hohe Exportsaldo nach Italien auffallend. In Nachtstunden können Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz aufgrund der guten hydrologischen Bedingungen im Sommerhalbjahr Flexibilität für das Ausland bereitstellen und den Einsatz relativ teurer Gas-Backupkraftwerke einsparen.

Abbildung 31: Nettohandelsflüsse pro Halbjahr (2050)

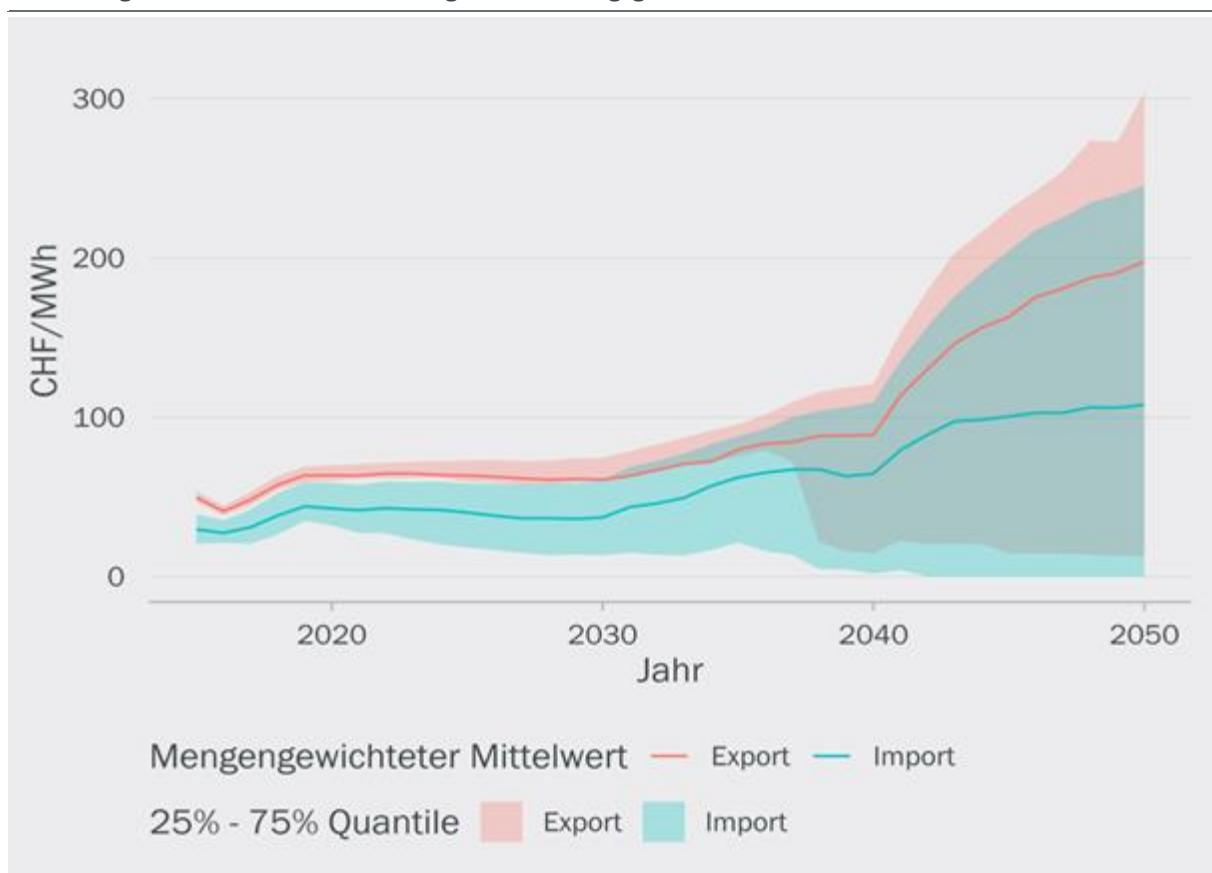
Handelsflüsse der Schweiz und ausgewählter Länder des europäischen Auslands im Winter- und Sommerhalbjahr 2050, Szenario ZERO Basis (ausgeglichene Jahresbilanz 2050) für 50 und 60 Jahre Kernenergielaufzeit gleich, in TWh



Durch das Zusammenspiel mit dem Ausland profitiert die Schweiz auch ökonomisch. Abbildung 32 zeigt die mengengewichteten jährlichen Strompreise zu denen jeweils importiert und exportiert wird. Die Schweiz exportiert dabei bis 2050 im Mittel stets zu höheren Strompreisen als sie jeweils importiert. Mit der Zeit verstärkt sich dieser Effekt und die Import- und Exportpreise gehen über die Zeit auseinander. Die dargestellten 25-75 % Quantile zeigen die Bandbreite zu welchen Preisen jeweils die Importe und Exporte erfolgen. Es ist ersichtlich, dass die Volatilität deutlich zunimmt. Ab ca. 2040 treten Importe auch zunehmend in Zeiten von Strompreisen von 0 CHF/MWh auf.

Abbildung 32: Import- und Exportstrompreise

Darstellung für Szenario Zero Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Funktion zusätzlicher Gaskraftwerke

Zur Absicherung der Versorgungssituation in der Schweiz und einer Reduktion von Stromimporten im Winter, insbesondere nach Ausserbetriebnahme des letzten Kernkraftwerkes, besteht prinzipiell auch die Möglichkeit regelbare Gaskraftwerke im Inland zu errichten.

Wie die Analysen der Energieperspektiven gezeigt haben, erzielen Gaskraftwerke im Inland jedoch nur relativ geringe Volllaststunden, sofern sie rein nach der Grenzkostenlogik des Strommarktes betrieben werden. Bei einem angenommenen Zubau von 2.5 GW an Gasturbinen bis 2040 laufen diese Kraftwerke in der Periode 2035 bis 2040 nur mit durchschnittlich 189 Volllaststunden pro Jahr. Auch im Zeitraum bis 2050 verbleiben die Volllaststunden auf diesem niedrigen Niveau. Diese niedrigen Einsatzzeiten lassen darauf schliessen, dass die Gasturbinen nicht ausreichend Deckungsbeiträge am Strommarkt erzielen können, um ihre Fixkosten zu decken. Ein wirtschaftlicher Betrieb erscheint daher rein marktgetrieben unrealistisch.

Es erscheint daher aus heutiger Sicht unwahrscheinlich, dass die Errichtung und der Betrieb von Gaskraftwerken ohne zusätzliche Instrumente zur Refinanzierung der Anlagen stattfinden würde. Im Rahmen der Energieperspektiven wurden keine zusätzlichen Instrumente unterstellt bzw. analysiert. Im Folgenden soll jedoch kurz dargestellt werden, welche Möglichkeiten potenziell zur Reduktion der Winterimporte durch den Betrieb von zusätzlichen Gaskraftwerken bestehen. Hierbei ist zu beachten, dass die notwendigen Instrumente den Betrieb der entsprechenden Gaskraftwerke anreizen müssten, ohne die Ergebnisse des Strommarktes zu verzerren. Die Kraftwerke würden also nicht am Strommarkt teilnehmen, sondern müssten zusätzliche Erlöse ausserhalb des Marktes erhalten.

Um die Auswirkungen zusätzlicher Gaskapazitäten aufzuzeigen, wird im Folgenden ein exemplarisches Beispiel gezeigt. Dieses Beispiel stellt jedoch keine eigene Modellierung des Strommarktes innerhalb der Energieperspektiven dar.

Bei einer beispielhaften Errichtung von 2.5 GW zusätzlicher Gaskapazität bis 2035 könnte sich der Importbedarf der Schweiz bei angenommenen 3'880 Volllaststunden um 9.7 TWh reduzieren.

Für den Betrieb der Gaskraftwerke in der angenommenen Grössenordnung wäre ein Brennstoffeinsatz von rund 83 PJ Gas⁷ pro Jahr notwendig. Sofern hierfür fossiles Erdgas zum Einsatz käme, wäre die Verstromung mit zusätzlichen Emissionen von rund 4.7 Mio. t CO₂ im Jahr verbunden.

Durch den Einsatz von treibhausgasneutralen Energieträgern wie Wasserstoff liessen sich diese THG-Emissionen vermeiden. Hierfür wäre ein maximaler monatlicher Import von 4.4 TWh Wasserstoff in den Wintermonaten notwendig. Zum Vergleich: Im Januar

⁷ Bei 3.880 Volllaststunden und einem elektrischen Wirkungsgrad von 42%

2017 wurden 6.6 TWh Erdgas in die Schweiz importiert. Für die Importe wäre die Errichtung eines neuen Wasserstoffnetzes oder eine Umwidmung bestehender Erdgasleitungen notwendig.

Eine Deckung der jährlich insgesamt benötigten 83 PJ allein durch inländisch hergestellten Wasserstoff erscheint unwahrscheinlich, da die Produktion hierfür in der Schweiz begrenzt ist. Analysen des technisch-wirtschaftlichen Potenzials von strombasiertem Wasserstoff an grossen Niederdruck Laufwasserkraftwerken kommen zu einem Potenzial von rund 7 PJ / Jahr bis zum Jahr 2050. Bis 2035 werden im Szenario Zero rund 3 PJ / Jahr an strombasiertem Wasserstoff inländisch hergestellt. Weitere Potenziale zur Wasserstoffherstellung könnten im Bereich der Biomassepyrolyse liegen, allerdings sind die Potenziale zur Biomassenutzung begrenzt und werden in den Energieperspektiven bereits in anderen Sektoren ausgenutzt (siehe Prognos et al. 2021a – Exkurs zum Thema Biomasse).

Aufgrund der geologischen Gegebenheiten verfügt die Schweiz zudem über keine saisonale Erdgasspeicher wie Kavernenspeicher, die einer möglichen Nachnutzung zur Wasserstoffspeicherung relativ kostengünstig zugeführt werden könnten. Eine saisonale Speicherung von Wasserstoff in der Schweiz wäre mit deutlichem Mehraufwand verbunden. In jedem Fall bliebe die Schweiz aber auch bei einer inländischen saisonalen Wasserstoffspeicherung abhängig von Wasserstoffimporten.

Kostenseitig wäre in diesem Beispiel für die Errichtung der angenommenen 2.5 GW Gasturbinen mit Investitionen in Höhe von rund 1.9 Mrd. CHF zu rechnen. Hinzu kämen jährliche Betriebskosten von rund 75 Mio. CHF. Deutlich stärker würden die notwendigen Brennstoffkosten ins Gewicht fallen. Bei einer jährlichen Stromproduktion in der Grössenordnung von 9.7 TWh und einem Betrieb durch fossiles Erdgas müsste mit Brennstoffkosten von gut 1 Mrd. CHF und gut 540 Mio. CHF für die Emissionszertifikate gerechnet werden. Bei einem Betrieb mit Wasserstoff fielen in dem Beispiel rund 5.4 Mrd. CHF an jährlichen Brennstoffkosten an.

5.6 Szenarienvergleich

Das bisher dargestellte Szenario ZERO Basis ist in der Strategievariante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“ einerseits durch einen Anstieg des Strombedarfs durch eine weitgehende Elektrifizierung und andererseits durch einen umfassenden Ausbau erneuerbarer Energien zur Erreichung der ausgeglichenen Jahresbilanz im Jahr 2050 gekennzeichnet. In weiteren Varianten wurden in den Energieperspektiven 2050+ verschiedene technologische Entwicklungspfade und für das Stromsystem unterschiedlich hohe Ausbaupfade für erneuerbare Energien untersucht.

In diesem Kapitel erfolgt ein Vergleich des Szenarios ZERO Basis mit dem Szenario ZERO A, das durch eine noch umfassendere Elektrifizierung gekennzeichnet ist und mit dem Szenario ZERO B, das durch eine deutlich tiefere Elektrifizierung und einen stärkeren Einsatz von strombasierten Gasen geprägt ist. In beiden Szenarien wird die Variante „ausgeglichene Jahresbilanz 2050“ für

den Ausbau erneuerbarer Energien herangezogen. In der Darstellung der Vergleiche wird jeweils die Variante mit 50 Jahren Kernenergielaufzeit gezeigt. Die Vergleiche gelten grundsätzlich aber auch für die Varianten mit 60 Jahren Kernenergielaufzeit. Analog zu den in Kapitel 5.1 dargestellten Mechanismen ändert sich auch in den Szenarien ZERO A und ZERO B durch die längeren Kernenergielaufzeiten vor allen Dingen die Importsituation in einer Übergangszeit zwischen 2034 und 2044. Hingegen hat die unterstellte Laufzeit der Kernkraftwerke keinen nennenswerten Effekt auf die Situation im Jahr 2050.

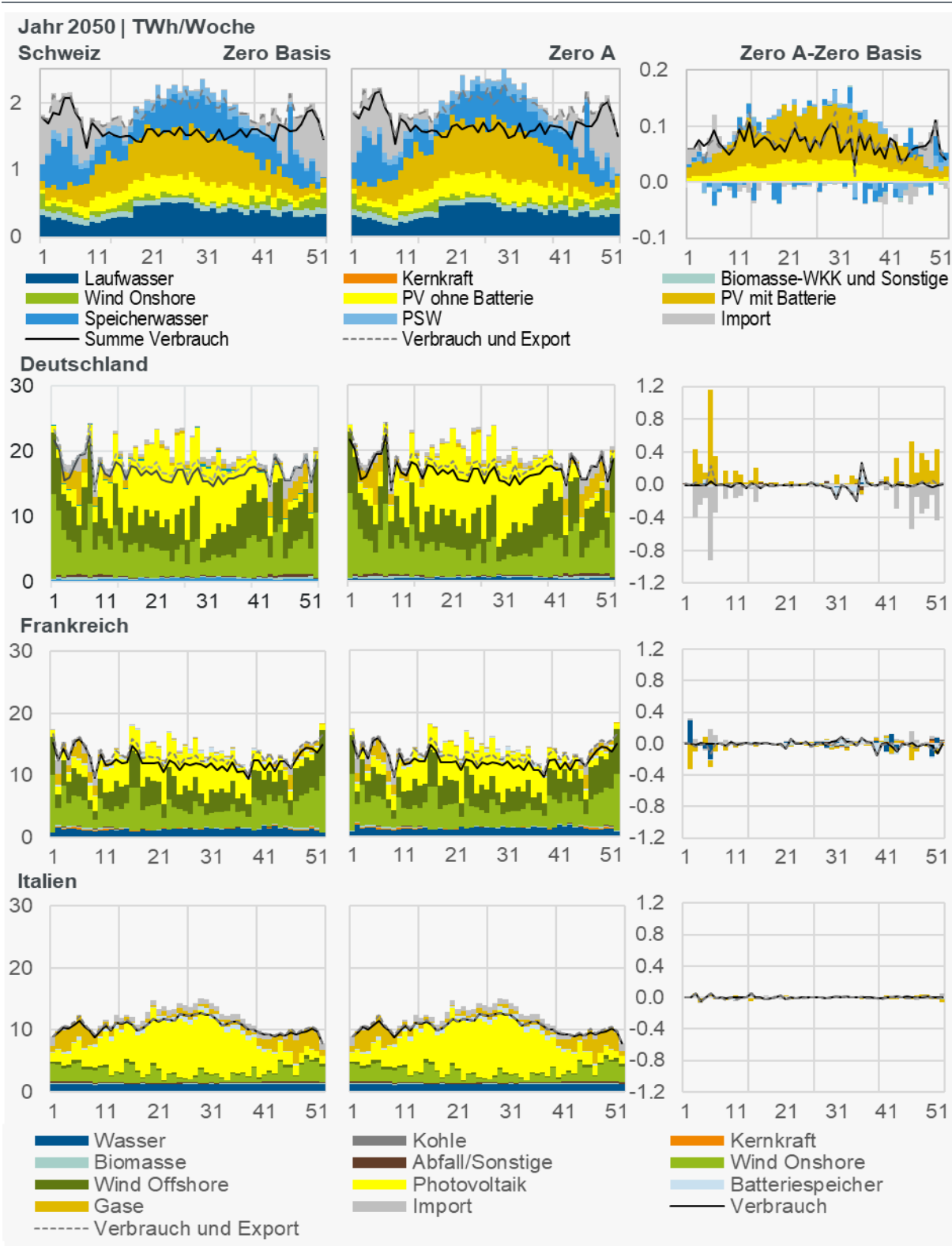
Abbildung 33 zeigt die Ergebnisse für den Vergleich des Szenarios ZERO Basis mit ZERO A in der Darstellung der wöchentlichen Stromerzeugung (und des Stromverbrauchs) für das Jahr 2050. Durch den zusätzlichen Strombedarf von rund 5 TWh ergibt sich eine zusätzliche inländische Stromerzeugung (aufgrund der Vorgabe der ausgeglichenen Jahresbilanz). Diese zusätzliche Erzeugung erfolgt vor allem aus Photovoltaik mit einem Sommeranteil von rund 70 %. Entsprechend erhöht sich der Importbedarf im Winter. Die zusätzlich notwendigen Importe im Winterhalbjahr betragen rund 0.5 TWh.

Die Betrachtung der Differenzen (rechts in der Abbildung) zwischen ZERO A und ZERO Basis zeigt einerseits die im Sommerhalbjahr um mehr als 0.1 TWh pro Woche höhere Photovoltaik-Erzeugung und andererseits einen zusätzlichen Importbedarf im Winterhalbjahr. Der Strombedarf ist in Wochen mit besonders hohem Wärmebedarf (z.B. Kalenderwoche 6 im Februar) durch den höheren Anteil von Wärmepumpen deutlich höher. Im Strombedarf enthalten ist aber auch der Stromverbrauch der Pumpspeicherkraftwerke, die sich aufgrund der höheren Photovoltaik-Erzeugung stärker in das Sommerhalbjahr legen. Dies glättet die Differenzen des Stromverbrauchs im Verlauf des Jahres. Die Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken erhöht sich im Sommerhalbjahr um rund 0.1 TWh und sinkt im Winterhalbjahr leicht.

Gleichzeitig reagieren die Speicherkraftwerke in der Schweiz auf die abweichende Erzeugungsstruktur. Die Stromerzeugung durch Speicherkraftwerke nimmt im Sommerhalbjahr um rund 0.2 TWh ab und steigt im Winterhalbjahr leicht an. Durch die höheren Importe im Winterhalbjahr kommt es auch zu Effekten im benachbarten Ausland, die in Deutschland und Frankreich am ausgeprägtesten sind. In Deutschland sinken durch den höheren Strombedarf in der Schweiz die Importmöglichkeiten. Dies zeigt sich in einer Reduktion der wöchentlichen Importe um bis zu 0.8 TWh (in Kalenderwoche 6). Gleichzeitig steigt die Auslastung der flexiblen Gaskraftwerke in Deutschland im Winterhalbjahr, die zum Teil auch stärker für den Export (in die Schweiz laufen), wie beispielsweise in Kalenderwoche 3, 6 und 49. In Frankreich sind die Effekte gemischt, zum Teil steigt die Auslastung der Wasserkraftwerke, teilweise importiert Frankreich auch mehr, wobei diese Importe dann teilweise über Frankreich in die Schweiz fließen.

Abbildung 33: Schweiz und Nachbarländer 2050

Wochensummen, Szenarienvergleich: ZERO Basis/Zero A, jeweils Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

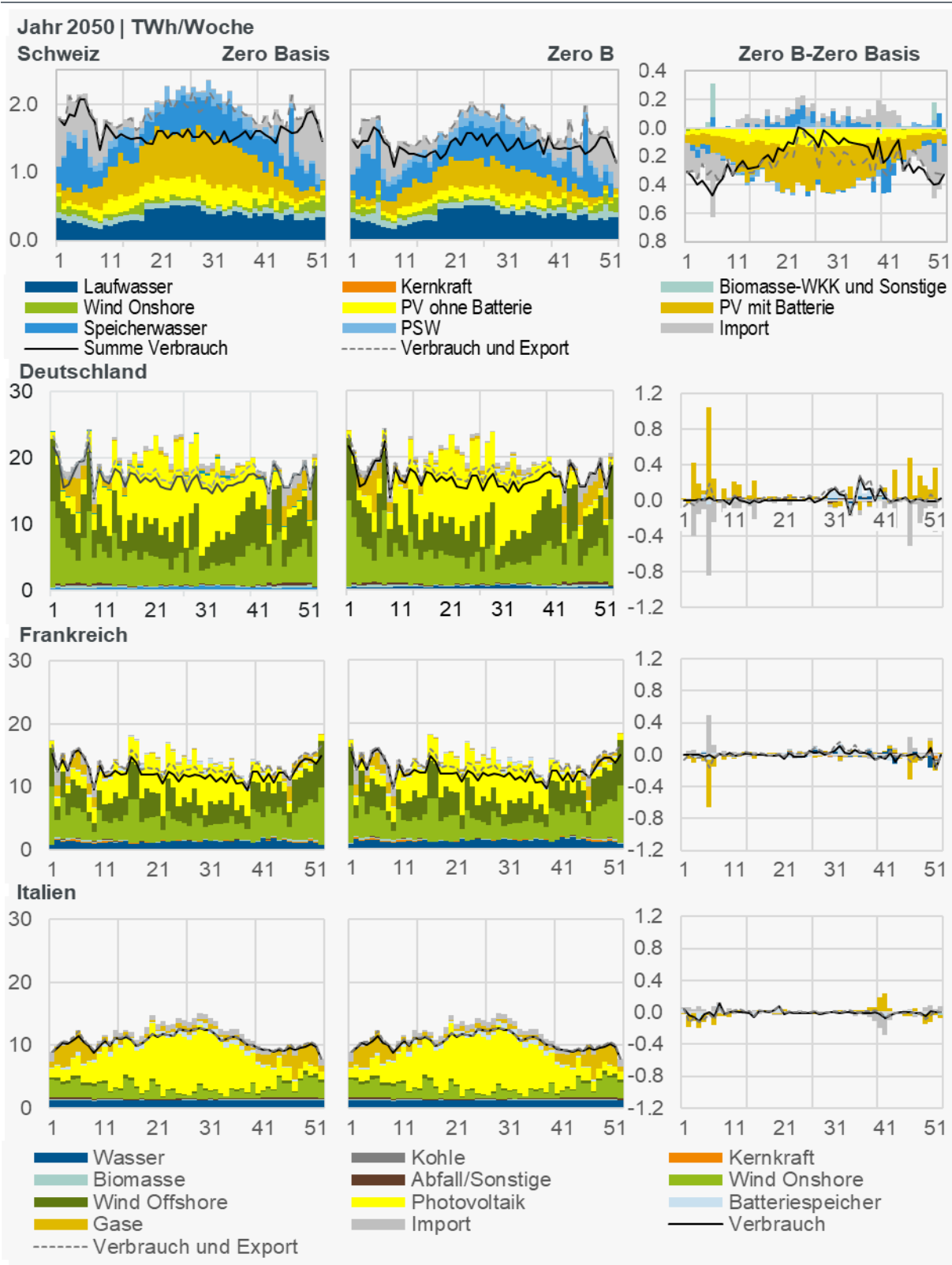
Abbildung 34 zeigt die Ergebnisse für den Vergleich mit ZERO B in der Darstellung der wöchentlichen Stromerzeugung für das Jahr 2050. Durch den tieferen Strombedarf von rund 7 TWh im Vergleich zu ZERO Basis ergibt sich ein geringerer Bedarf für inländische Stromerzeugung (aufgrund der Vorgabe der ausgeglichenen Jahresbilanz 2050). Dabei reduziert sich vor allem die Stromerzeugung aus Photovoltaik, in geringerem Ausmass auch aus Windenergie. Gleichzeitig erfolgt ein inländischer Zubau von flexiblen Gaskraftwerken unter Einsatz von Wasserstoff. Entsprechend reduziert sich der Importbedarf im Winter. Die Reduktion des Importbedarfs im Winterhalbjahr beträgt rund 3 TWh.

Die Betrachtung der Differenzen zwischen ZERO B und ZERO Basis zeigt einerseits die im Sommerhalbjahr um bis zu 0.4 TWh pro Woche tiefere Photovoltaik-Erzeugung und andererseits einen geringeren Importbedarf im Winterhalbjahr. Die Stromimporte im Sommerhalbjahr steigen hingegen durch den geringeren Photovoltaik-Anteil leicht an. Der Strombedarf ist vor allem im Winterhalbjahr deutlich tiefer.

Die Speicherkraftwerke der Schweiz reagieren auf die veränderte Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur durch eine höhere Stromerzeugung im Sommerhalbjahr (plus 0.8 TWh) und eine geringere Stromerzeugung im Winterhalbjahr (minus 0.7 TWh). Auffallend ist auch die zusätzliche Erzeugung der in ZERO B vorhandenen Gasturbinen in der Schweiz in einzelnen Wochen (v.a. Kalenderwoche 6). Dies sind Perioden mit geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Schweiz und im europäischen Ausland und gleichzeitig hohem Strombedarf, wodurch sich hohe Strompreise ergeben. Insgesamt beschränkt sich die Erzeugung der Gasturbinen in der Schweiz aber auf wenige Stunden, die Vollbenutzungsstunden der Anlagen liegen bei rund 170 Stunden. Die Anlagen leisten daher bei marktgetriebener Fahrweise nur einen beschränkten Beitrag zur Bereitstellung zusätzlicher Winterstromerzeugung.

Abbildung 34: Schweiz und Nachbarländer 2050

Wochensummen, Szenarienvergleich: ZERO Basis/Zero B, jeweils Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz», KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Durch die veränderte Struktur des Stromsystems der Schweiz kommt es auch zu Effekten im benachbarten Ausland. In Frankreich und Italien sinkt durch den geringeren Bedarf in der Schweiz vor allem die Auslastung der Gaskraftwerke im Winterhalbjahr. Zum Teil sind die Effekte aufgrund der Änderungen der Erzeugungsprofile in der Schweiz auch gemischt. Beispielsweise führt die geringere Erzeugung der Speicherkraftwerke in der Schweiz um Kalenderwoche 40 zu einer höheren Auslastung der Gaskraftwerke in Italien. Hier handelt es sich um einen indirekten Effekt der höheren Auslastung der Speicherkraftwerke im Sommerhalbjahr, da diese Erzeugung dann zu Beginn des Herbstes wegfällt.

Beide Vergleiche mit unterschiedlichen Varianten des Strombedarfs und der Stromerzeugung zeigen, dass das Stromsystem der Schweiz in Zukunft flexibel auf unterschiedliche Gegebenheiten in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur reagieren kann. Von hoher Bedeutung ist dabei für die Deckung des Strombedarfs im Winterhalbjahr die Flexibilität der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz und die Flexibilität des Stromverbrauchs. Das Zusammenspiel mit dem Ausland ergänzt dabei die Stromerzeugung der Schweiz. Neben der Flexibilität in der Schweiz zeigt sich dabei auch die Rolle der flexiblen Stromerzeugung im Ausland, bei der im Fall von Windenergie-Erzeugung umfangreiche Importpotenziale und im Fall von Gaskraftwerken zusätzliche Erzeugungspotenziale bestehen.

6 Weitere Optionen für die Erzeugung von Winterstrom und Flexibilität

Neben den in der Modellierung der Energieperspektiven 2050+ unterstellten Möglichkeiten für die Bereitstellung von Winterstrom-Erzeugung (auch durch längere Kernenergielaufzeiten) und Flexibilität im Stromsystem bestehen in Zukunft weitere Möglichkeiten, die jedoch nicht in die Modellierung mit eingeflossen sind.

Dabei sind insbesondere die folgenden Technologien und Umsetzungsoptionen von Bedeutung:

- **Stromerzeugung im Winterhalbjahr:**
 - Im Szenario ZERO steigt der Anteil der Stromerzeugung von Photovoltaik im Winterhalbjahr langfristig auf mehr als 30 %. Diese Steigerung des Winteranteils wird insbesondere durch eine steilere Inklination der Module erreicht. Grundsätzlich bestehen weitere Möglichkeiten für einen noch höheren Winteranteil der Photovoltaik-Erzeugung, z.B. durch einen höheren Anteil von Fassaden-PV und eine Optimierung der geographischen Verteilung des Ausbaus von Photovoltaik, z.B. in Regionen mit einem besonders hohen Winteranteil der Erzeugung. Beispielsweise kommt eine Studie des EPFL (2019) zum Schluss, dass Photovoltaik-Anlagen die Winterproduktion (ggü. üblichen Winteranteilen) um 68 % steigern können. In diesem Zusammenhang wird auch darauf hingewiesen, dass sich der Photovoltaik-Ausbau in den Szenarien der Energieperspektiven auf Gebäudeanlagen beschränkt. Bei einem umfassenden Zubau von Freiflächen-Anlagen bestünde ein weiterer Gestaltungsspielraum, was die Optimierung des Winteranteils betrifft. Eine noch stärkere Ausstattung mit dezentralen Batteriespeichern würde zudem insbesondere die kurzfristige Flexibilität der Stromerzeugung aus Photovoltaik erhöhen.
 - Andere Erzeugungstechnologien, wie Windenergie und die Stromerzeugung aus Tiefengeothermie, weisen einen hohen Winteranteil und grundsätzlich auch ein technisches Erzeugungspotenzial in der Schweiz auf, das über die realisierten Potenziale im Szenario ZERO hinaus geht. Kurzfristig ist hier der Handlungsspielraum aufgrund von Akzeptanzschwierigkeiten und Explorationsrisiken bei der Geothermie beschränkt, langfristig bestehen grundsätzlich weitere Potenziale für Winterstromerzeugung.
 - Die gekoppelte Stromerzeugung aus biomassebetriebenen WKK-Anlagen leistet im Szenario ZERO bereits einen Beitrag für Flexibilität auf der Strom- und Wärmeseite und auch für die Bereitstellung von Winterstromerzeugung. Die Biomasse-Potenziale sind jedoch beschränkt, was auch den Einsatz in WKK-Anlagen einschränkt – höhere Effizienz in den Nachfragesektoren und damit freiwerdende Biomassepotenziale könnten grundsätzlich verstärkt in WKK-Anlagen eingesetzt werden. Im Gebäudesektor werden im Jahr 2050 beispielsweise noch knapp 30 PJ Biomasse eingesetzt. Hierbei handelt es sich zu rund 55 % um Biomethan und zu 45 % um Holz.
 - Langfristig, d.h. über das Jahr 2050 hinaus besteht grundsätzlich die Möglichkeit, dass zusätzliche Speicherseen weitere saisonale Flexibilität bereitstellen können. Hier besteht aber eine Abhängigkeit von der Entwicklung des Klimawandels im Alpenraum und eine Unsicherheit in Bezug auf die gesellschaftliche Akzeptanz und ökologische Restriktionen der Nutzung solcher Seen. Dasselbe gilt für einen weiteren Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken.
- **Weitere Flexibilität auf der Nachfrageseite:**

- Bisher wird unterstellt, dass rund 50 % der Wärmepumpen langfristig flexibel betrieben werden können. Grosswärmepumpen und Wärmepumpen in Nahwärmenetzen werden in der Modellierung als nicht flexibel betrachtet. Hier sind zusätzliche Flexibilitätpotenziale vorhanden, die z.B. durch den Einsatz von Wärmespeichern Flexibilität für die Verschiebung der Spitzenlast im Winter bereitstellen können.
- Auch bei Elektrofahrzeugen wird bisher angenommen, dass langfristig rund 50 % der Ladevorgänge flexibel erfolgen. Grundsätzlich sind umfangreichere Anteile der „Heimladung“ flexibel möglich. Technisch möglich aber in den Energieperspektiven nicht angenommen ist die bedarfsgerechte Entladung von Elektrofahrzeugen ins Netz («Vehicle to Grid»). Hierdurch entstünden erzeugungsseitig weitere Flexibilitäten für das Stromsystem.
- Ebenfalls nicht als flexibel betrachtet wird bisher der Stromverbrauch von Prozesswärme im Industrie-Sektor. Hier ist davon auszugehen, dass ebenfalls zusätzliche Flexibilität besteht, die im Winterhalbjahr in Spitzenlastzeiten abgerufen werden könnte, aber auch allgemein eine noch bessere Integration der erneuerbaren Stromerzeugung ermöglichen kann.
- Wärme- und Stromspeicher:
 - Wie schon angesprochen können Wärmespeicher dazu dienen, die Spitzenlast auf der Verbrauchsseite zu senken. Dies gilt für zentrale und dezentrale Wärmespeicher. Auf der Erzeugungsseite ist durch einen umfassenderen Einsatz von Wärmespeichern (in Kombination mit WKK-Anlagen) ein stärker stromgeführter Betrieb dieser Anlagen möglich, wodurch zusätzliche flexible Erzeugung zur Verfügung gestellt werden kann. Auch (saisonale) Wärmespeicher in Kombination mit Solarthermie kann den Strombedarf im Winterhalbjahr reduzieren.
 - Grundsätzlich ist neben dem Ausbau von dezentralen Batteriespeichern in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen auch ein Ausbau von zentralen Batteriespeichern (z.B. über den Zusammenschluss von Second-Life-Batterien aus Elektroautos möglich). Diese Anlagen können Flexibilität über mehrere Stunden und Tage und zusätzliche Flexibilität auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite zur Verfügung stellen.
- Stärkere Vernetzung mit dem Ausland:
 - Wie in Kapitel 5 beschrieben, ergänzt das Zusammenspiel mit dem Ausland die Stromversorgung der Schweiz. Durch eine gute Einbindung in das europäische Ausland kann die Schweiz an Flexibilität im Ausland partizipieren und gleichzeitig zusätzliche Einsatzmöglichkeiten für die Flexibilität im Ausland bereitstellen. In den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ wird von einem Ausbau der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten bis 2040 ausgegangen, der sich am TYNDP 2018 orientiert. Danach erfolgt kein weiterer Netzausbau. Bis zum Jahr 2030 ist kein wesentlicher zusätzlicher Netzausbau realistisch, im Zeitraum ab 2030 bzw. 2040 ist aber ein weiterer Netzausbau und eine umfassendere Integration in das europäische Ausland grundsätzlich möglich, was die Bereitstellung von Flexibilität, insbesondere auch im Winterhalbjahr, verbessern würde.

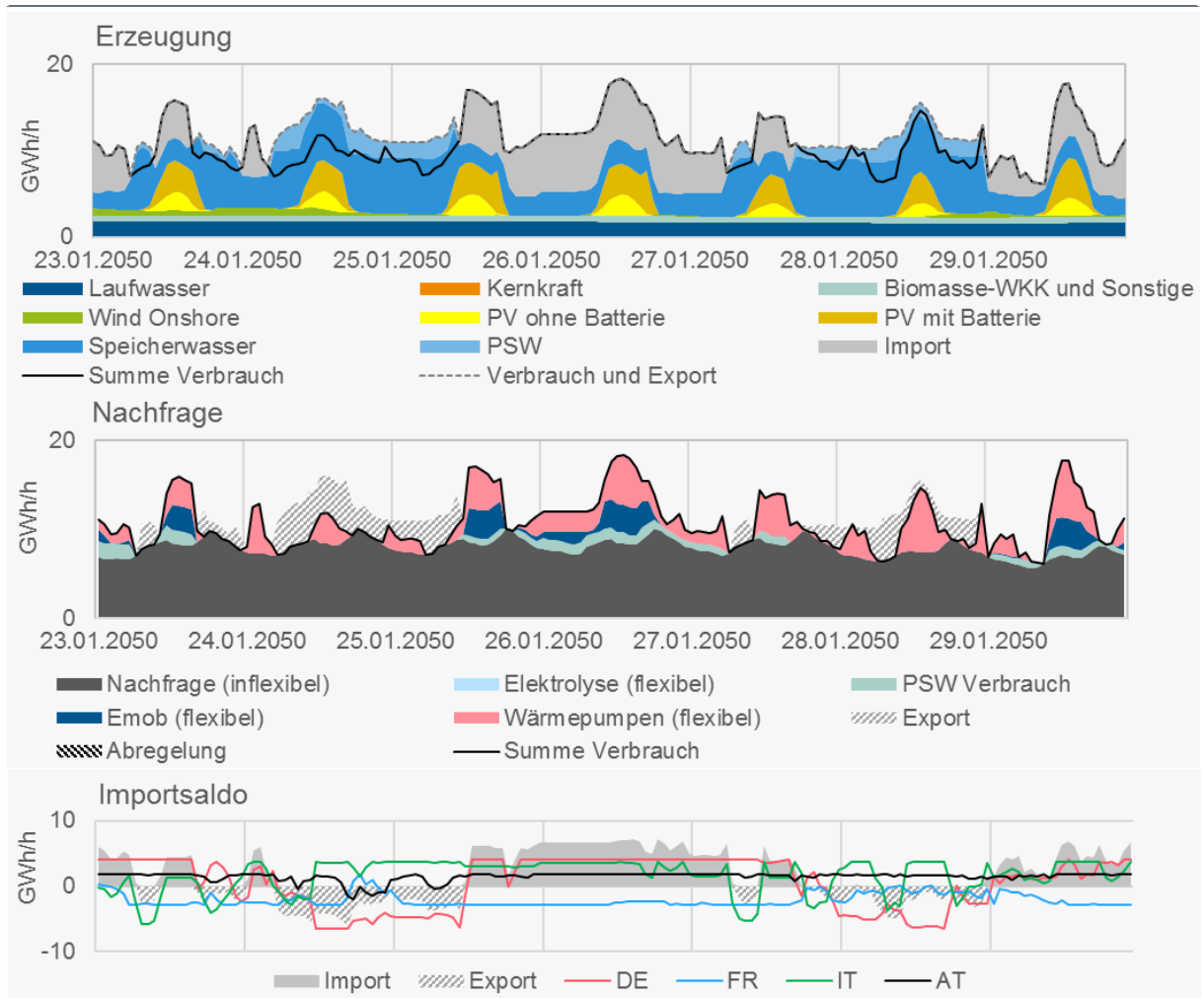
Damit zeigt sich insgesamt, dass die Erreichung des Netto-Null-Ziels und der damit einhergehende steigende Stromverbrauch bei gleichzeitigem Kernenergieausstieg zwar umfassende Anpassungen im Stromsystem zur Folge hat. Es gibt aber eine Reihe von Optionen zur Bereitstellung von Winterstromerzeugung und umfangreiche Optionen zur Realisierung von Flexibilität auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite. Im Szenario ZERO wurde nur ein Teil dieser Optionen berücksichtigt.

Anhang

Im Folgenden wird die Situation in weiteren ausgewählten Wochen im Jahr 2050 dargestellt. Zunächst wird die Situation in einer Januar-, März- und Dezember-Woche für die Schweiz gezeigt. Darauf folgend wird auch die Erzeugungs- und Aussenhandlungssituation in den grossen Nachbarländern der Schweiz für die in 5.2 gezeigte Wochen dargestellt. Nach diesen Darstellungen findet sich eine Darlegung der getroffenen Annahmen für die Modellierung im Ausland.

Abbildung 35: Schweiz, Woche im Januar 2050

Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz», KKW-Laufzeit 50 Jahre

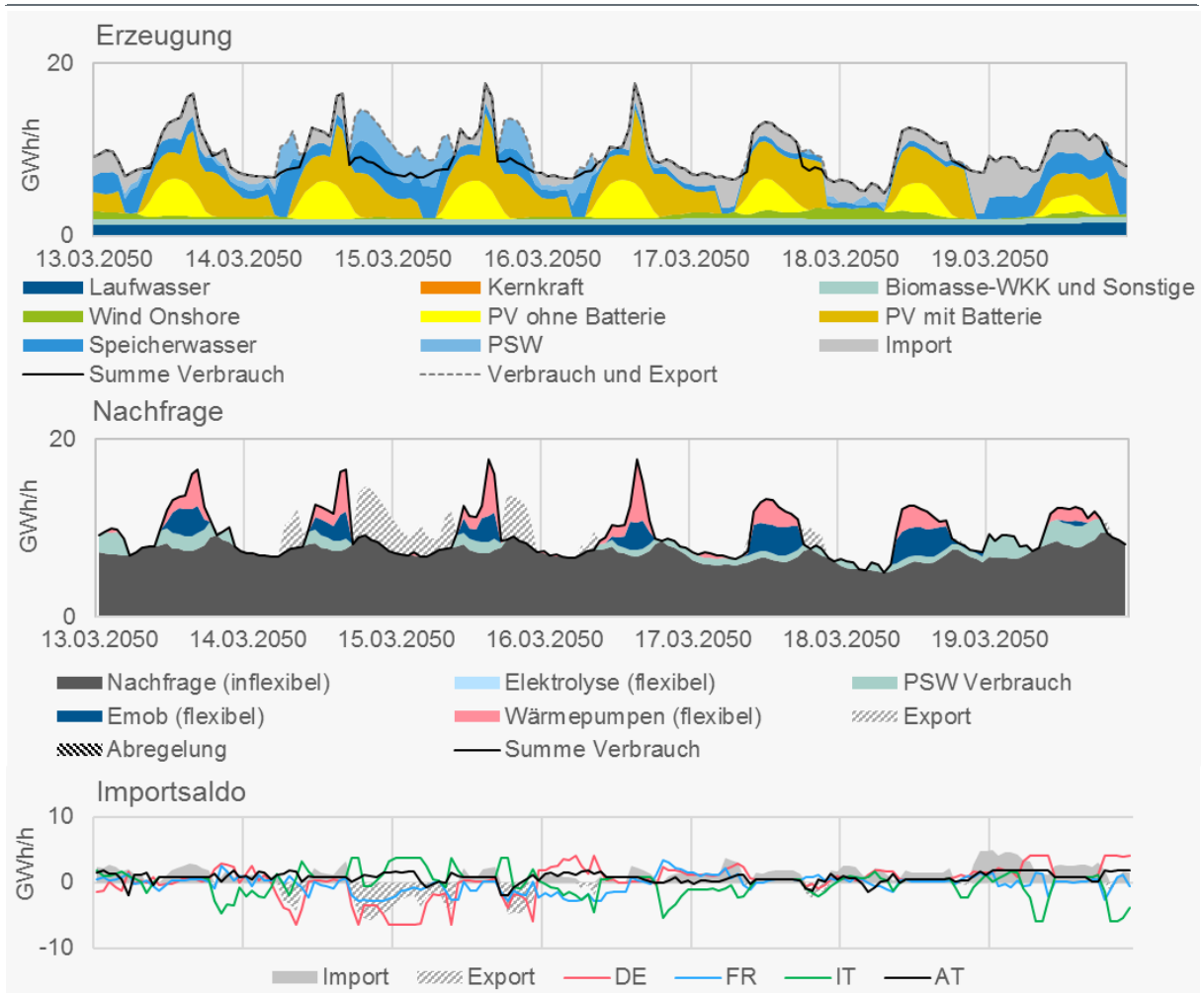


eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 36: Schweiz, Woche im März 2050

Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz», KKW-Laufzeit 50 Jahre

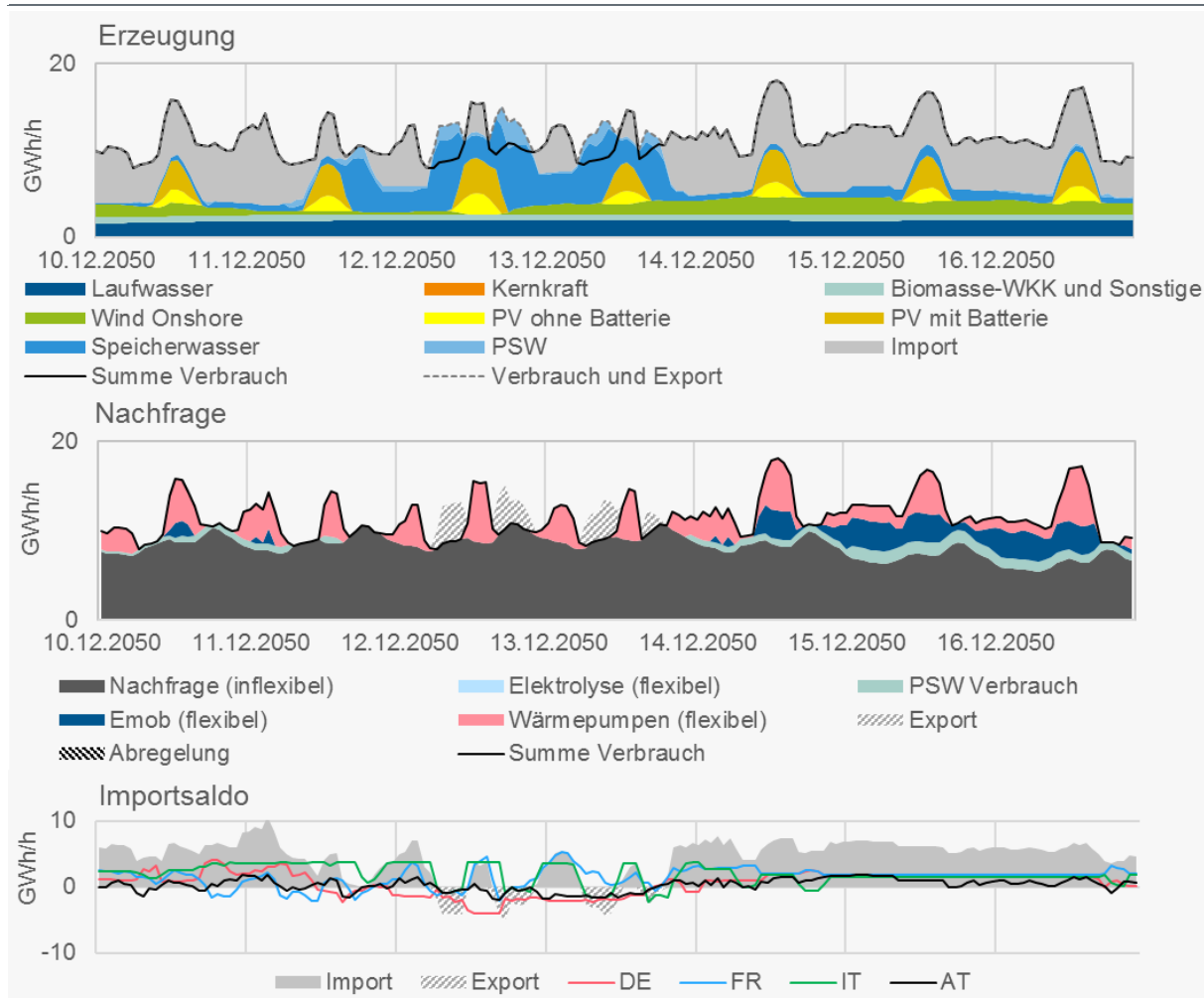


eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 37: Schweiz, Woche im Dezember 2050

Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz», KKW-Laufzeit 50 Jahre

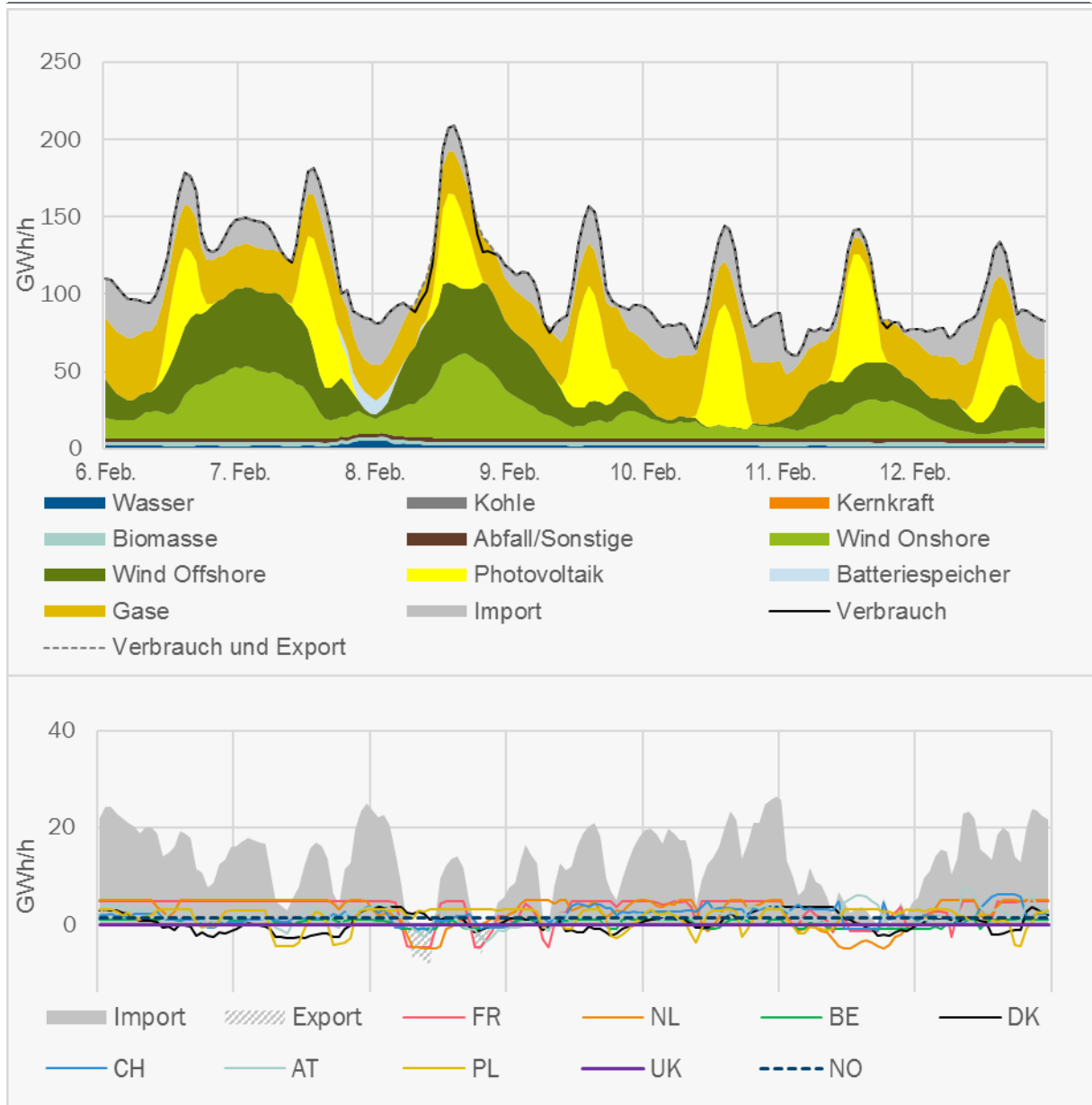


eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 38: Deutschland, Winterwoche 2050

Stündliche Werte, Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre

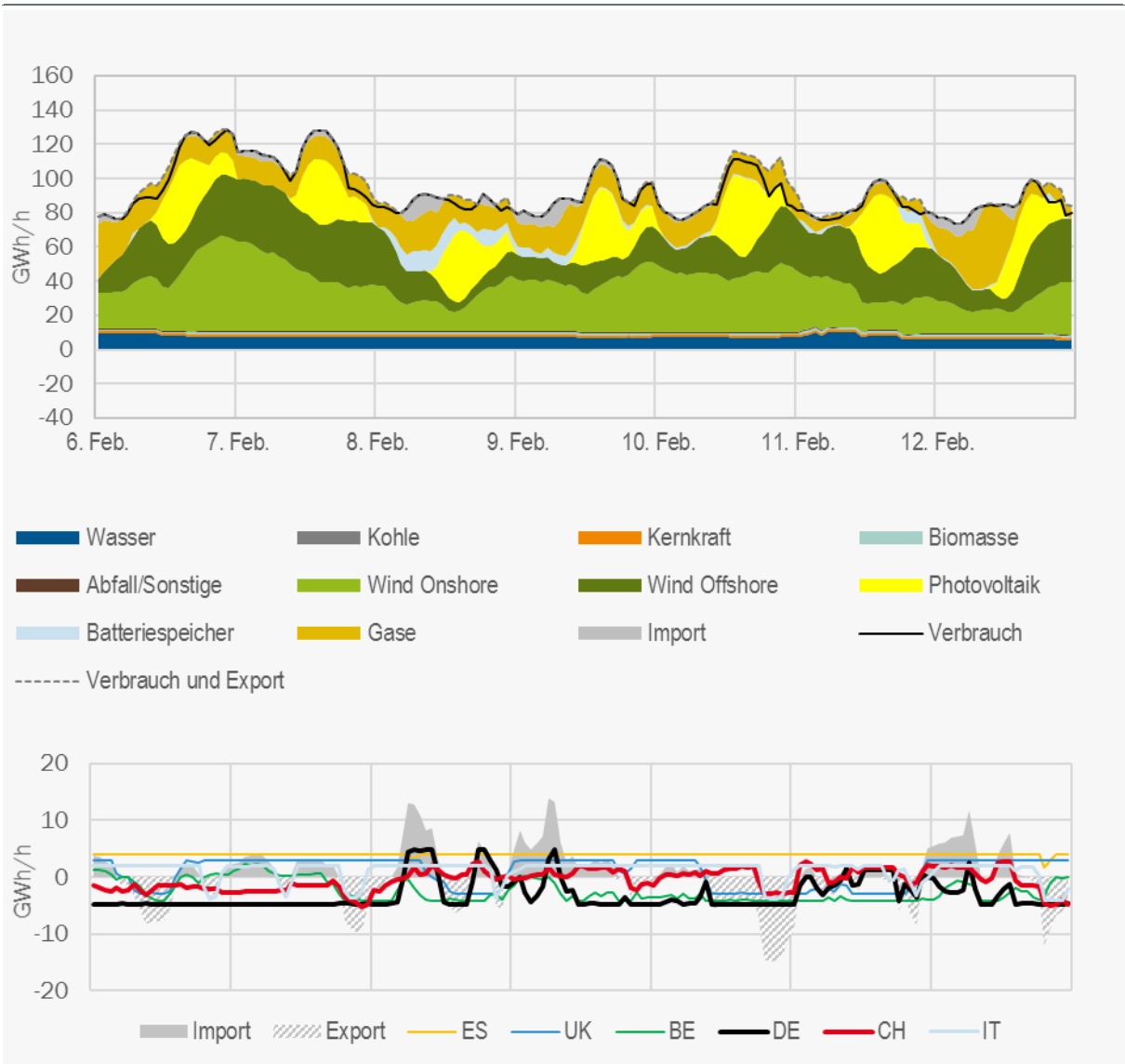


eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 39: Frankreich, Winterwoche 2050

Stündliche Werte, Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre

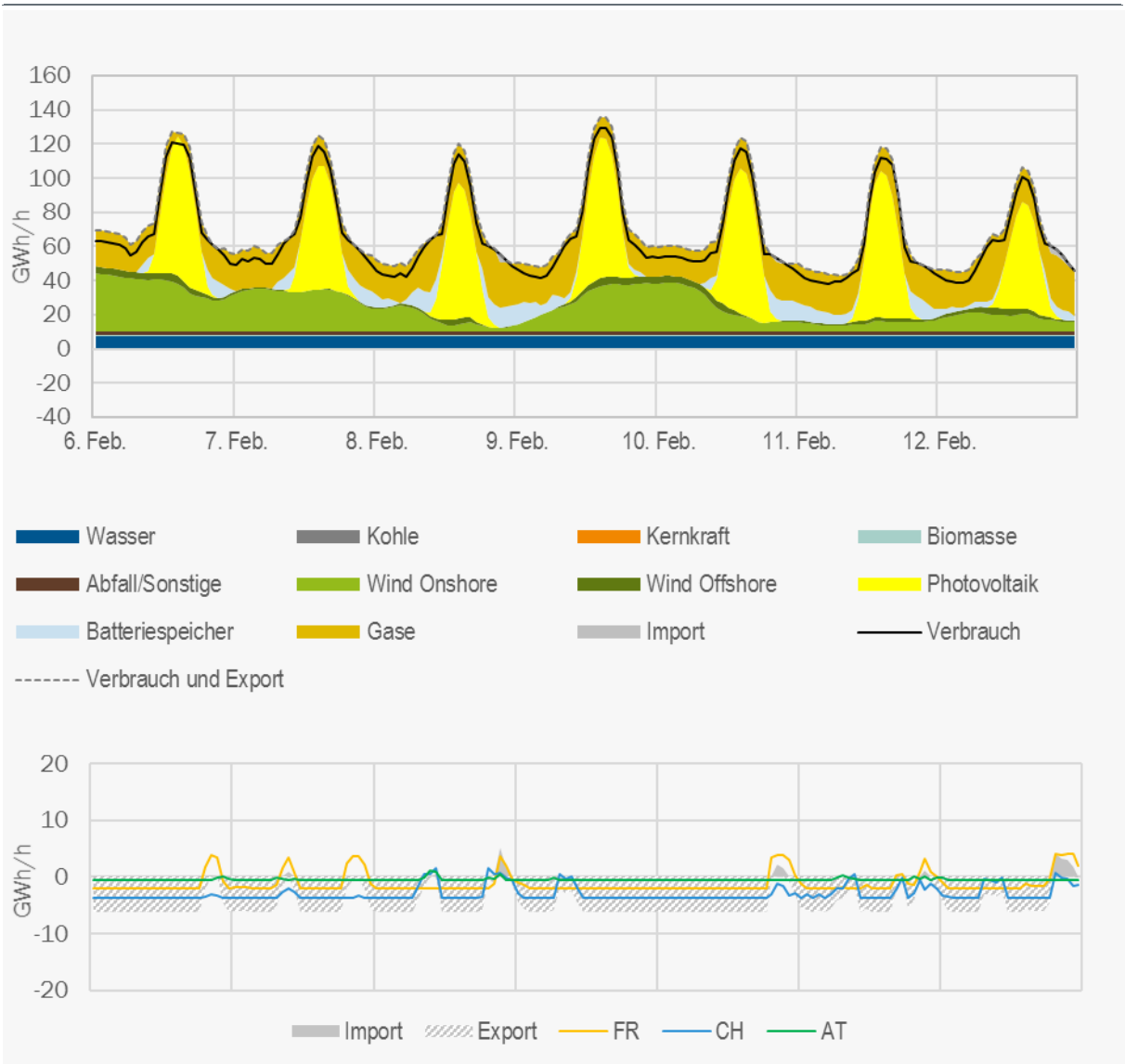


eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Abbildung 40: Italien, Winterwoche 2050

Stündliche Werte, Szenario ZERO Basis, Strategievariante «ausgeglichene Jahresbilanz 2050», KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Modellierung des Auslands

Im Strommarktmodell ergibt sich auf Basis des Strombedarfs, der erneuerbaren Stromerzeugung und der Grenzkosten der Kraftwerke die stündliche Merit Order. Diese bestimmt den Kraftwerkseinsatz. Damit wird der bestehende Grosshandelsmarkt (Day-Ahead-Markt) abgebildet. Kraftwerke werden in der Regel ab 50 MW anlagenscharf abgebildet (für die Schweiz ab 20 MW). Im Strommarktmodell werden 20 Länder explizit modelliert (inkl. Skandinavien und UK). Für alle Länder erfolgt eine stündliche Modellierung des Strombedarfs und der Stromerzeugung für den gesamten Betrachtungszeitraum. Der Stromaustausch zwischen den Ländern wird aufgrund der stündlichen Strompreise und unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten (NTC-Ansatz) bestimmt.

Zentrale Eingangsgrössen in die Modellierung sind für alle modellierten Länder:

- Anlagenparameter (wie z.B. installierte Leistung, Wirkungsgrad, Speicherkapazität)
- Entwicklungspfade für den Stromverbrauch und stundenscharfe Lastprofile
- Entwicklungspfade für die installierte Leistung erneuerbarer Energien
- Stündliche Einspeisepprofile erneuerbarer Energien auf Basis von Wetterdaten
- Annahmen zu politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (wie z.B. Energie- und CO₂-Preise)
- Annahmen und Parameter zur Flexibilität des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung (z.B. Speicherkapazität, Ladeleistung, Anteil flexibler Stromverbraucher).

Das europäische Ausland wird im Szenario ZERO konsistent zur Schweiz abgebildet, d.h. aus der Vorgabe von Netto-Null Treibhausgasemissionen in Europa steigt insbesondere der Strombedarf durch Elektrifizierung deutlich an, was einen ambitionierten Zubau erneuerbarer Energien erfordert. Allgemein wurde darauf geachtet, keine zu «optimistischen» Annahmen für das europäische Ausland zu setzen, was die Importmöglichkeiten der Schweiz angeht (u.a. relativ hohe PV-Anteile im Ausland, deutlicher Rückgang der Kernenergieerzeugung u.a. in Frankreich).

Für die Länder (mit Ausnahme der Schweiz) wird keine Setzung einer «ausgeglichenen Jahresbilanz» vorgenommen. Die Import- und Exportmengen ergeben sich aus der Strommarktmodellierung. Es wird aber insb. bei grossen Ländern darauf geachtet, dass diese langfristig nicht in umfangreiche strukturelle Stromimporte laufen. Zudem ist in allen Ländern des europäischen Auslands die Deckung der (inflexiblen) Spitzenlast durch gesicherte Leistung bzw. Flexibilität im Inland möglich (wie dies auch in der Schweiz der Fall ist).

Deutschland

Allgemein: Entwicklung angelehnt an NECP bis 2030 aber auf Net-Zero kompatiblen Pfad verschärft, danach ambitioniertere Entwicklung beim Ausbau erneuerbarer Energien und stärkerer Anstieg des Stromverbrauchs

Kernenergie: Kernenergie-Ausstieg gemäss Atomgesetz bis 2022

Kohlekraftwerke: Kohleausstieg gemäss Kohleausstiegsgesetz bis 2038, auf 2035 vorgezogen.

Gaskraftwerke: langfristig hoher Anteil von H₂

- 23 GW in 2020
- Zubau von Gasturbinen als Backup-Kraftwerke im Umfang von 50 GW (netto) bis 2050

Erneuerbare Energien: kurzfristig Fokus Wind, langfristig hohe Zubauraten PV

- 56 GW Wind Onshore, 8 GW Wind Offshore, 51 GW PV in 2020
- 130 GW Wind Onshore, 70 GW Wind Offshore, 349 GW PV in 2050

Stromverbrauch

- Anstieg des Stromverbrauchs durch Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Wärmeversorgung sowie des Industriesektors. Darüber hinaus inländische Erzeugung von Wasserstoff und CCS angenommen. Inländische H₂-Erzeugung abhängig von Strommarktsituation (modellendogen, günstigste Stunden)

Quellen:

Atomgesetz: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/ausstieg-aus-der-kernkraft-394280>

Kohleausstiegsgesetz: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/kohleausstiegsgesetz-1716678atomgesetz>

NECP: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/de_final_necp_main_de.pdf

eigene Annahmen zur Entwicklung ab 2030 im Hinblick auf Net-Zero

Frankreich

Allgemein: Entwicklung angelehnt an NECP bis 2030 aber auf Net-Zero kompatiblen Pfad verschärft, danach ambitioniertere Entwicklung beim Ausbau erneuerbarer Energien und stärkerer Anstieg des Stromverbrauchs

Kernenergie: deutliche Reduktion im Betrachtungszeitraum

- Reduktion des Anteils der Stromerzeugung aus Kernenergie auf rund 50% bis 2035 auf Basis öffentlicher Kommunikation/PPE.
- Mit Ausnahme von Flamanville kein Neubau von Kernkraftwerken aufgrund von Unsicherheiten für den Neubau an Kernkraftwerken.
- Kernkraftwerke werden nach 50 Betriebsjahren ausser Betrieb genommen

Kohlekraftwerke: Kohleausstieg bis 2022.

Gaskraftwerke: langfristig hoher Anteil von H₂, Biomethan von geringerer Bedeutung

- 12 GW in 2020
- Zubau von Gasturbinen als Backup-Kraftwerke im Umfang von 51 GW (netto) bis 2050

Erneuerbare Energien: kurzfristig Fokus Wind, langfristig hohe Zubauraten PV

- 20 GW Wind Onshore, 3 GW Wind Offshore, 12 GW PV in 2020
- 90 GW Wind Onshore, 48 GW Wind Offshore, 170 GW PV in 2050

Stromverbrauch

- Anstieg des Stromverbrauchs durch Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Wärmeversorgung sowie des Industriesektors. Darüber hinaus inländische Erzeugung von Wasserstoff und CCS angenommen.

Quellen:

Kernenergie: PPE (mit Reduktion bis 2028 und Ziel 50% in 2035): <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf> bzw. Kommunikation der Reduktion des Kernenergie-Anteils: <https://www.leparisien.fr/economie/14-reacteurs-nucleaires-seront-arretes-d-ici-2035-annonce-emmanuel-macron-27-11-2018-7954812.php>
NECP: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fr_final_necp_main_en.pdf
Kohleausstieg: <https://perma.cc/5XYM-8VDA>
eigene Annahmen zur Entwicklung ab 2030 im Hinblick auf Net-Zero

Italien

Allgemein: Entwicklung angelehnt an NECP bis 2030 aber auf Net-Zero kompatiblen Pfad verschärft, danach ambitioniertere Entwicklung beim Ausbau erneuerbarer Energien und stärkerer Anstieg des Stromverbrauchs

Kohlekraftwerke: Kohleausstieg bis 2025.

Gaskraftwerke: langfristig hoher Anteil von H₂, Biomethan von geringerer Bedeutung

- 51 GW in 2020
- Zubau von Gasturbinen als Backup-Kraftwerke im Umfang von 8 GW (netto) bis 2050

Erneuerbare Energien: Fokus PV

- 11 GW Wind Onshore, 0 GW Wind Offshore, 25 GW PV in 2020
- 43 GW Wind Onshore, 4 GW Wind Offshore, 200 GW PV in 2050

Stromverbrauch

- Anstieg des Stromverbrauchs durch Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Wärmeversorgung sowie des Industriesektors. Darüber hinaus inländische Erzeugung von Wasserstoff und CCS angenommen

Quellen:

Kohleausstieg: NECP

NECP: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it_final_necp_main_it.pdf
eigene Annahmen zur Entwicklung ab 2030 im Hinblick auf Net-Zero

Österreich

Allgemein: Entwicklung gemäss NECP bis 2030, danach ambitioniertere Entwicklung beim Ausbau erneuerbarer Energien und stärkerer Anstieg des Stromverbrauchs

Kohlekraftwerke: Kohleausstieg im Jahr 2020 erfolgt.

Gaskraftwerke: langfristig hoher Anteil von H₂

- 4 GW in 2020
- Zubau von Gasturbinen als Backup-Kraftwerke im Umfang von 10 GW (netto) bis 2050

Erneuerbare Energien: langfristig deutlicher Fokus auf PV

- 4 GW Wind Onshore, 0 GW Wind Offshore, 3 GW Photovoltaik in 2020
- 8 GW Wind Onshore, 0 GW Wind Offshore, 24 GW PV in 2050

Stromverbrauch

- Anstieg des Stromverbrauchs durch Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Wärmeversorgung sowie des Industriesektors. Darüber hinaus inländische Erzeugung von Wasserstoff und CCS angenommen

Quellen:

Kohleausstieg: <https://www.zeit.de/wissen/umwelt/2020-04/kohleausstieg-oesterreich-kohle-kraftwerk-abgeschalten-fossile-energie>

NECP: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/at_final_necp_main_de.pdf

Sonstiges

NTC-Werte für Import und Export: gemäss TYNDP 2018

Quellenverzeichnis

- Basler & Hofmann 2021 Studie Winterstrom Schweiz – Was kann die heimische Photovoltaik beitragen? Basler & Hofmann AG, im Auftrag des BFE, 2021
- Bundesrat 2013 Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050, September 2013; <https://www.admin.ch/opc/de/federal-gazette/2013/7561.pdf>
- Bundesregierung 2020 Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz), Gesetz der Bundesregierung Deutschlands (in Kraft getreten am 14.8.2020)
- BFE 2019 Wasserkraftpotenzial der Schweiz: Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050, Bundesamt für Energie, 2019
- BFE 2020 Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2020, Bundesamt für Energie,
- EICom 2020 Grundlagenpapier: Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion: Einschätzung der EICom, Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom, 2020
- ENTSO-E 2018 Ten Year Network Development Plan (TYNDP), ENTSO-E, 2018
- EPFL 2019 A. Kahl, J. Dujardin, M. Lehning, The bright side of PV production in snow-covered mountains, Proceedings of the National Academy of Science (PNAS), 2019
- EU 2020 National Energy and Climate Plans (NECP), European Commission, 2020
- Ministère de la Transition Écologique 2020 Programmes Pluriannuelles de l'Énergie, Ministère de la Transition Écologique France, 2020
- Prognos et al. 2020 Energieperspektiven 2050+ - Kurzbericht. Prognos AG, TEP Energy GmbH, Infrac AG und EcoPlan im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE)
- Prognos et al. 2021a Energieperspektiven 2050+- Exkurs zum Thema «Biomasse». Prognos AG, TEP Energy GmbH und Infrac AG im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE)
- Prognos et al. 2021b Energieperspektiven 2050+ - Exkurs zum Thema «Stromerzeugung aus WKK-Anlagen». Prognos AG, TEP Energy GmbH und Infrac AG im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE)