



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Netze

School of Management and law
consentec
Hochschule Luzern

Oktober 2025

Bedarf an Energiespeichern in der Schweiz

Im Auftrag des Bundesamt für Energie

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern

www.bfe.admin.ch

Auftragnehmerin:

Zürcher Hochschule für angewandte
Wissenschaften ZHAW
School of Management and law
Zentrum für Energie und Umwelt
Gertrudstrasse 8
8400 Winterthur
www.zhaw.ch

Dr. Ingmar Schlecht
Ali Darudi
David Holmer

Consentec GmbH
Grüner Weg 1
DE-52070 Aachen
www.consentec.ch

Sebastian Willemsen
Alexander Ladermann
Jonas Derichs

Kompetenzcenter Thermische Energiespeicher
Hochschule Luzern-Technik und Architektur HSLU
Technikumstrasse 21, 6048 Horw
www.hslu.ch

Philipp Schütz
Sarah Schneeberger

BFE:

Mohamed Benahmed, Projektleitung
Olivier Baillifard
Yuliya Blondiau
Pierre Christen
Fabio Rui
Leoni Jossen
Jonathan Vouillamouz

Für den Inhalt sind ausschliesslich die Autorinnen und Autoren verantwortlich.

Inhalt

Zusammenfassung [DE].....	4
Résumé exécutif [FR]	7
1 Ausgangslage und Zielsetzung	10
2 Speicherbedarf Energiesystem Strom und Wärme.....	12
2.1 Energiesystemmodell.....	12
2.2 Annahmen zu Speichertechnologien.....	17
2.3 Eingangsdaten Stromsystem	21
2.3.1 Kosten	21
2.3.2 Nachfrage	22
2.3.3 Stromerzeugung	24
2.3.4 Grenzüberschreitender Stromhandel	26
2.4 Eingangsdaten thermisches System	26
2.4.1 Wärmeverbrauch der Wohn- und Handelsgebäude	26
2.4.2 Heizsystem Verteilung und Fernwärmeadaptation	29
2.4.3 Aggregation der Gebäude.....	30
2.4.4 Fernwärmesystem-Verteilung und -Entwicklung	31
2.4.5 Wärmeverbrauch nach Temperaturbereich in der Industrie	33
2.4.6 Zugang der Bedarfe zu den betrachteten Speichertechnologien.....	34
2.4.7 Abwärmepotentiale aus Seewasser, Flüssen, Abwasserreinigungsanlagen und Kehrichtverbrennungsanlagen	35
2.4.8 Platzbedarf der Speichertechnologien	35
2.4.9 Kostenannahmen für Wärmebereitstellungstechnologien	36
2.5 Szenarien	37
2.6 Ergebnisse.....	39
2.6.1 Speicherbedarfe für 2035	39
2.6.2 Speicherbedarfe für 2050	43
2.6.3 Exkurs: Winterimporte.....	46
2.6.4 Exkurs: Robustheit für Autarkie-Szenario.....	50
2.6.1 Exkurs: Elektro-Heizkessel (Power-to-Heat-Anlagen)	53
3 Speicherbedarf für netzorientierte Einsatzzwecke.....	56
3.1 Abgrenzung und Überblick über Herangehensweise	56
3.2 Detaildarstellung zum methodischen Vorgehen	58
3.2.1 Übersicht über Modellierungsschritte	59
3.2.2 Optimierungsmodell für den Speichereinsatz.....	60
3.2.3 Modellnetzanalyse	63
3.2.4 Parametrierung und Umfang der Berechnungen.....	65

3.3	Ergebnisse.....	67
3.3.1	Gesamtschweiz	68
3.3.2	Typnetze und Fazit	71
3.3.3	Exkurs: Einsatz von Grossspeichern in den Stromverteilungsnetzen	75
4	Speicherbedarf für Systemstabilität.....	78
5	Diskussion der künftigen Rolle von Energiespeichern.....	81
6	Literaturverzeichnis.....	86
	Anhänge	91

Zusammenfassung [DE]

Die vorliegende Studie untersucht den zukünftigen Energiespeicherbedarf der Schweiz für die Jahre 2035 und 2050 unter Berücksichtigung der Strom- und Wärmeversorgung. Die Speicherbedarfe wurden für Energiebilanz-, Netz- und Systemstabilitätszwecke mittels techno-ökonomischer Modelle analysiert. Soziale und politische Aspekte sind hingegen nicht berücksichtigt.

Für die Untersuchung des Speicherbedarfs für Energiebilanzzwecke wurden in einem stündlich aufgelösten Energiesystemmodell verschiedene Szenarien modelliert. Das Basisszenario basiert auf dem ZERO-Basis-Szenario der Energieperspektiven 2050+ angepasst um Erhöhungen der Stromnachfrage der Elektromobilität und der installierten Kapazität der Photovoltaik. In zwei Sensitivitäten wurden zudem verringerte Stromhandelsmöglichkeiten (Sensitivität 1) und darüber hinaus eine um 10% verringerte Gasverfügbarkeit (Sensitivität 2) analysiert.

Als ein zentrales Ergebnis wurde identifiziert, dass ein signifikanter Zubau von Grossbatterien und Wärmespeichern in Wärmenetzen im Modell wirtschaftlich ist. Gas- und Wasserstoffspeicher hingegen sind für die Schweiz in den untersuchten Szenarien nicht effizient. Eine Lagerhaltung von Flüssigbrennstoffen könnte im Zusammenhang mit Zweistoff-Kraftwerken für aussergewöhnliche Versorgungskrisen auch in Zukunft relevant sein.

Grossbatterien sind erheblich günstiger geworden und stellen bereits im Basisszenario eine ökonomisch sinnvolle Investition dar. Im Jahr 2035 würde das Modell bereits in eine Leistung von 4.3 GW Grossbatteriekapazität investieren. Ihre hohe Leistung macht sie ideal für den innertäglichen Ausgleich, insbesondere zur Glättung der PV-Einspeisung.

Batterie-Heimspeicher sind aus Systemperspektive nicht wirtschaftlich, denn sie sind teurer als alternative Lösungsoptionen. Der derzeitige Zubau stützt sich vor allem auf den individuellen Anreiz für PV-Eigenverbrauch zur Vermeidung von Netzentgelten und Umlagen, der dazu führt, dass diese für verbleibende Stromverbraucher ansteigen.

Die Methan- oder Wasserstoffspeicherung in Kavernen, wie sie international oft als Lösung für saisonale Speicherprobleme diskutiert wird, ist für das Schweizer Stromsystem nicht relevant. Die Spitzenlastabdeckung erfolgt in der Schweiz bereits durch die bestehende Wasserkraft. Die zentrale Herausforderung liegt vielmehr in der saisonalen Energiebilanz, die sich auf Basis der Modellergebnisse kostengünstiger durch andere Lösungsoptionen adressieren lässt. Zu diesen Optionen zählen ein verstärkter Zubau von Freiflächen-PV, trotz des Sommer-lastigen Erzeugungsprofils, und Windenergie oder saisonale thermische Speicher.

Im Modell werden zwei repräsentative Wärmespeichertechnologien berücksichtigt: Tankspeicher (TTES) als Vertreter kompakter, hochtemperaturfähiger Speicher und Erdbeckenwärmespeicher (PTES) als kostengünstigste Option für grossvolumige Wärmespeicherung. Da die technische Umsetzbarkeit beider Technologien als realistisch eingeschätzt wird, konzentriert sich das Modell ausschliesslich auf deren potenziellen Nutzen. Die konkrete Flächenverfügbarkeit wurde im Rahmen der Studie hingegen nicht untersucht, sodass hinsichtlich der Realisierbarkeit von Erdbeckenspeichern gewisse Unsicherheiten bestehen.

Thermische Speicher spielen in den Modellresultaten eine für den Bereich der Fernwärme relevante, aber für die saisonale und tägliche Energiebilanz der Schweiz untergeordnete Rolle. Erdbeckenwärmespeicher (PTES) zeichnen sich durch niedrige spezifische Kosten je Speicherkapazität aus. Sie

sind somit gut geeignet, um den Energiebedarf von Fernwärmenetzen über grössere Zeiträume, z. B. in die Sommermonate zu verschieben und damit überschüssige Solarenergie und Abwärme nutzbar zu machen. Das errechnete wirtschaftliche Optimum über beide Jahre im Basisszenario sind ca. 350 GWh_{th} Erdbeckenspeicher (ca. 10 – 15 % des Wärmebedarfs thermischer Netze mit Speicherzugang) bei 600-900 MW_{th} Lade- und Entladeleistung, was einem um ca. 90 GWh_{el} verringerten Winterstrombedarf entspricht. Das entspricht etwa der Hälfte des Stromverbrauchs eines Wintertags, der bei etwa 150–200 GWh_{el} liegt. Dabei sollte darauf hingewiesen werden, dass auch höhere Ausbauzahlen denkbar sind, wenn der Fernwärme-Anteil gegenüber den eher defensiven Annahmen der EP2050+ insgesamt höher ausfällt, weitere Gebäudetypen für Wärmenetze erschlossen werden können, oder die Kosten für die Speicher weiter sinken.

Tankwärmespeicher (TTES) sind aufgrund ihrer Kostenstruktur besser geeignet für kleinere Speicherkapazitäten mit höheren Lade- und Entladeleistungen und spielen insbesondere für die Deckung von Mitteltemperaturbedarfen der Industrie eine Rolle. Im Modell werden davon ca. 6 GWh_{th} Speicherkapazität bei 500-600 MW_{th} über beide Zieljahre zugebaut. So entsteht ein optimaler Speichermix für tägliche, wöchentliche und saisonale Schwankungen im Wärmesystem. Regenerierung von Erdsonden wurde im Rahmen dieser Studie nicht explizit betrachtet, könnte aber zukünftig auch eine relevante Möglichkeit der Wärmespeicherung darstellen.

In Gebäuden ist vor allem die thermische Trägheit der Gebäude selbst als „unsichtbarer Speicher“ relevant: Im Modell wird ein Wohlfühltemperaturbereich zwischen 21.5°C und 22.5°C angenommen, in dem die Raumtemperatur vom Modell flexibel gehalten werden darf und somit die Wärmeanforderungen zeitlich verschoben werden können. Essenziell dafür ist aber, dass diese Kapazitäten in Zukunft genutzt werden können, was aktuell aufgrund fehlender Schnittstellen und Anreize nur selten der Fall ist.

Auch Speicherbedarfe für netzorientierte Einsatzzwecke werden im Rahmen der vorliegenden Studie betrachtet. Dies bedeutet, dass untersucht wird, ob langfristig erforderliche Netzausbaubedarfe in den Stromverteilungsnetzen durch einen netzorientiert optimierten Speichereinsatz (und eine damit verbundene Reduktion von auslegungsrelevanten Höchstlasten und Einspeisungen) reduziert werden können, um Bedarfe für die Nutzung von vorhandenen Flexibilitäten im Netz (hier mit Fokus auf Speichern) zu analysieren. Als methodischer Ansatz wird dazu eine Modellnetzanalyse verwendet. In Kombination mit einem Optimierungsmodell für den Speichereinsatz ermöglicht diese die Ableitung von Änderungen der Netzausbaubedarfe bei unterschiedlichen Nutzungsanteilen von Speichern zu diesem Einsatzzweck. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass in den durchgeführten Analysen ausschliesslich mögliche Einsparungen bei Netzausbaubedarfen und den damit verknüpften Netzkosten berücksichtigt werden. Es wird also im Sinne einer oberen Abschätzung von marktlichen oder volkswirtschaftlichen Effekten abstrahiert.

Die Analysen zeigen, dass der netzdienliche Einsatz von im jeweiligen Betrachtungsjahr ohnehin bestehenden Speichern in Gebäuden – vor allem Elektroautos und Heimspeicher – den Netzausbaubedarf und die Netzkosten nennenswert reduzieren kann: Bis 2050 lassen sich die jährlichen Netzkosten gesamtschweizerisch um bis zu 11 % reduzieren (in den Typnetzen zwischen 8 % in ländlichen und 13 % in städtischen Netzen). Die spezifischen Einsparungen pro kWh nehmen jedoch mit steigendem Nutzungsanteil ab. Am höchsten sind die spezifischen Kosteneinsparungen bei netzdienlichem Einsatz ohnehin bestehender Heimspeicher, während Wärmepumpen nur geringe Effekte erzielen. Zu-

dem können bei höheren Nutzungsanteilen die mit ausschliesslicher Nutzung von Heimspeichern erzielbaren Kosteneinsparungen auch durch eine kombinierte Nutzung von Heimspeichern und Elektrofahrzeugen erreicht werden. Eine Errichtung neuer Heimspeicher für netzorientierte Zwecke erscheint hingegen nicht ökonomisch effizient.

Die Analyse von Speicherbedarfen zur Systemstabilität (Regelenergie, Blindleistung, Momentanreserve (Trägheit) sowie Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit) zeigt aus der Systemsicherheitsperspektive keinen signifikanten und explizit für diesen Zweck zu tätigen Bedarf an Energiespeichern.

Résumé exécutif [FR]

La présente étude examine les besoins futurs de la Suisse en matière de stockage d'énergie pour les années 2035 et 2050, en tenant compte de l'approvisionnement en électricité et en chaleur. Les besoins en stockage ont été analysés à l'aide de modèles technico-économiques à des fins de bilan énergétique, de stabilité du réseau et du système. Les aspects sociaux et politiques n'ont pas été considérés.

Pour étudier les besoins en stockage à des fins de bilan énergétique, différents scénarios ont été modélisés avec une résolution horaire dans un modèle de système énergétique. Le scénario de base repose sur le scénario « Zéro émission nette » (ZÉRO) des Perspectives énergétiques 2050+, adapté pour tenir compte de l'augmentation de la demande en électricité liée à la mobilité électrique, aux pompes à chaleur, aux centres de calculs et de la capacité installée de production photovoltaïque. Deux scénarios de sensibilité complètent l'analyse : le premier simule une réduction des échanges d'électricité, le second ajoute une baisse de 10 % de la disponibilité en gaz.

L'un des principaux résultats du modèle est que l'ajout massif de batteries de grande capacité et de stockage thermique dans les réseaux de chaleur est économiquement rentable. En revanche, les stockages de gaz et d'hydrogène ne s'avèrent pas efficaces pour la Suisse dans les scénarios étudiés. Le stockage de combustibles liquides pourrait toutefois rester pertinent à l'avenir dans le cas de crises d'approvisionnement exceptionnelles, s'il est combiné à des installations bicom bustibles.

La baisse notable du coût des batteries de grande capacité en fait déjà un investissement économiquement judicieux dans le scénario de base. En 2035, le modèle recommande déjà un investissement dans les batteries de grande capacité d'une puissance installée de 4,3 GW. Cette puissance élevée permet de lisser efficacement la production, notamment photovoltaïque, sur une journée.

Les batteries domestiques ne sont pas rentables à l'échelle du système car elles coûtent plus cher que d'autres solutions alternatives. Leur développement actuel est surtout motivé par l'incitation individuelle à l'autoconsommation photovoltaïque pour réduire les frais d'accès au réseau et les taxes. Cette situation fait toutefois augmenter ces coûts pour les autres consommateurs d'électricité.

Le stockage de méthane ou d'hydrogène dans des cavernes, souvent présenté au niveau international comme une solution aux problèmes de stockage saisonnier, n'est pas pertinent pour le système électrique suisse. En effet, en Suisse, la couverture des pics de consommation est déjà assurée par l'énergie hydraulique existante. Le défi central réside plutôt dans le bilan énergétique saisonnier, qui, selon les résultats du modèle, peut être résolu de manière plus rentable par d'autres solutions. Parmi ces options figurent une expansion accrue des installations photovoltaïques en plein air, malgré le profil de production fortement concentré en été, ainsi que l'énergie éolienne ou le stockage thermique saisonnier.

Le modèle prend en compte deux technologies de stockage de chaleur représentatives : les stockages thermiques en cuve (TTES) comme représentants des systèmes de stockage compacts et à haute température, et les stockages thermique en fosse (PTES) comme option la plus économique pour le stockage de chaleur à grand volume. La faisabilité technique des deux technologies étant jugée réaliste, le modèle se concentre uniquement sur leurs avantages potentiels. La disponibilité concrète des surfaces n'a cependant pas été évaluée, ce qui génère certaines incertitudes quant à la faisabilité des réservoirs souterrains.

Les accumulateurs thermiques jouent un rôle important dans les résultats du modèle pour les réseaux de chaleur, mais un rôle secondaire dans le bilan énergétique, tant saisonnier que journalier, à l'échelle nationale. Les stockages thermiques en fosse (PTES) présentent des coûts spécifiques faibles par capacité de stockage. Ils sont donc bien adaptés pour décaler la demande des réseaux de chaleur urbains vers des périodes plus creuses, par exemple pendant les mois d'été, et ainsi valoriser l'excédent d'énergie solaire et la chaleur fatale. L'optimum économique calculé sur les deux années dans le scénario de base est d'environ 350 GWh_{th} de stockage en fosse (ca. 10-15 % de la demande de chaleur des réseaux thermique avec accès aux accumulateur thermique) avec une puissance de charge et de décharge de 600 à 900 MW_{th}. Cela permet de réduire la demande hivernale en électricité d'environ 90 GWh_{el} - soit la consommation typique d'une demi-journée d'hiver, estimée entre 150 à 200 GWh_{el}. La quantité d'énergie mentionnée correspond donc à peu près à la consommation électrique d'une demi-journée. Il convient de noter que des chiffres plus élevés sont également envisageables si la part du chauffage urbain est globalement plus élevée que les hypothèses plutôt défensives de l'EP2050+, si d'autres types de bâtiments peuvent être raccordés aux réseaux de chaleur ou si les coûts de stockage continuent de baisser.

En raison de leur structure de coûts, les stockages thermiques en cuve (TTES) sont mieux adaptés aux petites capacités de stockage avec des puissances de charge et de décharge plus élevées, et jouent un rôle particulier dans la couverture des besoins à température moyenne de l'industrie. Dans le modèle, environ 6 GWh_{th} de capacité de stockage à 500-600 MW_{th} sont ajoutés au cours des deux années cibles. Il en résulte un mix de stockage optimal pour les fluctuations quotidiennes, hebdomadaires et saisonnières du système de chauffage. La régénération des sondes géothermiques n'a pas été explicitement prise en compte dans cette analyse, mais pourrait également constituer une option pertinente pour le stockage de chaleur à l'avenir.

Dans les bâtiments, c'est essentiellement leur inertie thermique qui joue un rôle en tant que « stockage invisible » : le modèle suppose une plage de température de confort comprise entre 21,5 °C et 22,5 °C, dans laquelle la température ambiante peut être maintenue de manière flexible, afin de lisser la demande de chaleur dans le temps. Il est toutefois essentiel que ces capacités puissent être utilisées à l'avenir, ce qui reste rare aujourd'hui en raison du manque d'interfaces techniques et d'incitations.

Les besoins en stockage à des fins d'utilisation orientée réseau sont également pris en compte dans le cadre de la présente étude. L'objectif est d'évaluer dans quelle mesure le développement à long terme des réseaux de distribution d'électricité peut être limité grâce à l'utilisation de systèmes de stockage optimisés selon une logique orientée réseau, notamment en réduisant les pics de charge et d'injection pris en compte pour le dimensionnement. Ceci permet d'analyser dans quelle mesure les flexibilités existantes dans le réseau (ici avec un accent particulier sur les stockages) peuvent être mobilisées. Une analyse de réseau modélisé est utilisée comme approche méthodologique. Combinée à un modèle d'optimisation de l'utilisation du stockage, elle permet d'estimer l'évolution des besoins en extension du réseau en fonction des degrés d'utilisation du stockage dans ce contexte. Lors de l'interprétation des résultats, il convient de noter que les analyses réalisées prennent uniquement en compte les économies potentielles en termes de besoins d'extension du réseau et les coûts associés. Il s'agit donc d'une estimation approximative des effets sur le marché ou l'économie.

Les analyses montrent que l'utilisation des dispositifs de stockage déjà existants dans les bâtiments au cours de l'année considérée – notamment les voitures électriques et les dispositifs de stockage domestiques – peut réduire considérablement les besoins d'extension du réseau et les coûts associés

: d'ici 2050, les coûts annuels du réseau pourraient être réduits jusqu'à 11 % dans toute la Suisse (entre 8 % dans les réseaux ruraux et 13 % dans les réseaux urbains). Cependant, les économies par kWh réalisées diminuent lorsque la part d'utilisation de ces systèmes augmente, en raison d'effets de saturation. Les économies spécifiques les plus importantes sont réalisées grâce à l'utilisation des systèmes de stockage domestiques existants mobilisés pour soutenir le réseau, tandis que les pompes à chaleur n'ont qu'un effet limité. En outre, lorsque le taux d'utilisation est élevé, les économies réalisables grâce à l'utilisation exclusive des systèmes de stockage domestiques peuvent également être obtenues en combinant l'utilisation de ces derniers et celle des véhicules électriques. En revanche, la construction de nouveaux systèmes de stockage domestiques visant à soutenir le réseau ne semble pas économiquement rentable.

L'analyse des besoins en stockage pour la stabilité du système — incluant l'énergie de réglage, la puissance réactive, la réserve instantanée (inertie), ainsi que la capacité de démarrage autonome et de fonctionnement en îlot — ne révèle aucun besoin significatif ni explicite en stockage d'énergie spécifiquement dédié à ces fonctions, du point de vue de la sûreté du système.

1 Ausgangslage und Zielsetzung

Mit Fortschreiten der Dekarbonisierung verändert sich die Zusammensetzung des Schweizer und europäischen Energiesystems und die relative Bedeutung unterschiedlicher erzeugungs- und lastseitiger Technologien. Mit dem Ausbau der variablen Erzeugungstechnologien Photovoltaik und Windkraft steigt der Bedarf an Flexibilität des Energiesystems, um jederzeit das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage im Stromsystem sicherzustellen. Gleichzeitig belastet die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung und des Mobilitätssektors das Stromnetz zunehmend. Andererseits bietet die Elektrifizierung dieser Bereiche durch optimiertes Laden im Bereich der E-Mobilität einerseits und thermische Trägheit von Gebäuden andererseits auch das Potenzial für eine Flexibilisierung der Nachfrageseite.

Um Systemstabilität, Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz in einem dekarbonisierten Energiesystem sicherzustellen, ist Flexibilität auf verschiedenen Zeitskalen notwendig, von Sekundenbruchteilen bis zur jährlichen Zeitskala. Die benötigte Flexibilität kann dabei, je nach Anwendungszweck und Zeithorizont, von unterschiedlichen Technologien, bspw. steuerbaren Erzeugungsanlagen oder Speichern, durch Lastflexibilität oder durch die Kopplung verschiedener Sektoren (Sektorkopplung) bereitgestellt werden. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen sowie technologischem Fortschritt und Kostensenkungen bei Speichertechnologien stellt sich nun die Frage, welche Rolle Speicher zur Deckung der Flexibilitätsbedarfe auf den unterschiedlichen Zeitskalen und für unterschiedliche Anwendungszwecke spielen können.

Die relevanten Speichertechnologien sind dabei Technologien zur Speicherung von Strom (in Bezug auf den Bestand ist das vor allem die Speicherwasserkraft, in Bezug auf möglichen Ausbau sind jedoch verschiedene Technologien denkbar, darunter Batterien und mögliche Power-to-X-Technologien mit Rückverstromung), zur Speicherung von Wärme und/oder Kälte (sowohl über die thermische Trägheit der Gebäude selbst, als auch über Wärmespeicher in thermischen Netzen, bis hin zu Gas- und Flüssigbrennstoffspeicher, die eng verknüpft mit den Power-to-X-Technologien sind, jedoch auch unabhängig von diesen existieren können, wenn die Brennstoffe nicht synthetisch produziert sondern importiert oder aus heimischem biogenen Ursprung produziert werden).

Da alle Komponenten des Energiesystems zusammenspielen und nicht isoliert zu betrachten sind, modellieren wir in dieser Studie den Bedarf an Energiespeichern zunächst in einem Energiesystemmodell, das die wichtigsten Teilbereiche Strom und Wärme integriert abbildet. Zusätzlich werden Analysen des Speicherbedarfs für Netz- und Systemstabilitätszwecke im Strombereich separat dazu durchgeführt. Das Energiesystemmodell bildet nicht nur die Einsatzentscheidungen, sondern mit Blick auf Speicher und deren Alternativen auch Investitionsentscheidungen ab. Damit wird ermöglicht, für die Zieljahre 2035 und 2050 in sich konsistente Energiesysteme auf Basis wichtiger politischer Rahmenbedingungen abzubilden und endogen den Bedarf an Energiespeichern für unterschiedliche Szenarien für die Zielstellung der stündlichen Energiebilanz zu modellieren. Zu betonen ist, dass diese Studie eine rein techno-ökonomische Analyse durchführt, und soziale Akzeptanzfragen, politische Umsetzbarkeit oder Förderregime aussenvor lässt.

Grundlage der Analysen ist das ZERO-Basis-Szenario der Energieperspektiven 2050+ ([BFE, 2021](#)), jedoch angepasst auf aktualisierte Daten zum PV-Ausbau und zur Nachfrage aus E-Mobilität (siehe Abschnitt 2.3). Für die Energiesystemmodellierung wurden die Wärmebedarfe der Wohn-, Handels- und Industriegebäude mit validierten Modellen basierend auf der Entwicklung gemäss der CH2018 Klimamodelle berechnet und die Entwicklung der Verbreitung der thermischen Netze ebenfalls nach den Energieperspektiven 2050+ modelliert (siehe Abschnitt 2.4). Die Bedarfe der Industrie wurden

basierend auf öffentlich verfügbaren Daten approximiert. Die ambitionierte Entwicklung bei der Dekarbonisierung des Mobilitätssektors und der Wärmebereitstellung sowie beim Ausbau von PV-Anlagen, Windkraftanlagen und Wasserkraftanlagen wird für die Studie vorausgesetzt und als gegeben angenommen.

Der Bericht ist wie folgt aufgebaut: In Kapitel 2 wird die Gesamtsystemmodellierung mit einem Fokus auf elektrische und thermische Speicher für die stündliche bis saisonale Energiebilanz im Gesamtsystem präsentiert. Die Diskussion der Nutzen von Speicherung zur möglichen Reduktion von langfristigen Netzausbaubedarfen sind in Kapitel 3 dargestellt. Kapitel 4 präsentiert anschliessend qualitative Erwägungen zum Speicherbedarf für Zwecke der Systemstabilität. Kapitel 5 diskutiert die gewonnen Erkenntnisse, skizziert den Bedarf an Infrastrukturerweiterung und beschreibt mögliche Folgestudien.

2 Speicherbedarf Energiesystem Strom und Wärme

In diesem Kapitel analysieren wir den kostenoptimalen Ausbau von Energiespeichern zur Deckung der Strom- und Wärmenachfrage mittels des Energiesystemmodells «Future Energy Markets» (FEM), welches genauer in Abschnitt 2.1 beschrieben wird.

Stündliche Auflösung. FEM berechnet die wirtschaftlich optimalen Investments in Speicher und Erzeugungsanlagen individuell für die Zieljahre 2035 und 2050. Dabei optimiert es in stündlicher Auflösung deren Betrieb und den Betrieb bereits bestehender Technologien im durch das Modell abgebildeten Strom- und Wärmebereich.

Anwendungsfelder. Mit dem Modell können verschiedene Anwendungsfelder von Speichern adressiert werden. Dazu zählen beispielsweise sowohl der innertägliche oder innerwöchentliche Ausgleich im Stromsystem (Solarspitzen-Speicherung, Wochenend- und Feiertageffekte), als auch die saisonale Speicherverwendung wie das Speichern von Überschüssen im Sommer zur Verwendung im Winter und die Resilienz gegen selten eintretende Import-Restriktionen.

Optimierung. Dem Modell wird keine Form des Betriebs entsprechend einer der Anwendungsfelder vorgegeben, sondern die Betriebsfahrpläne ergeben sich im Modell als Resultat der Investitions- und Betriebskostenminimierung durch die technischen und finanziellen Parameter von Speichern, Erzeugungstechnologien, Nachfrage und Aussenhandel. Die Optimierung trifft eigenständig Abwägungen zwischen Strom- und Wärmespeicherung sowie -erzeugung, da beides simultan im Modell berücksichtigt wird.

Dieses Kapitel. Im Folgenden wird zuerst das Energiesystemmodell vorgestellt (Abschnitt 2.1). Anschliessend werden die Annahmen in den Abschnitten 2.2 bis 2.4 vorgestellt, zuerst zu Speichertechnologien, dann zum Stromsystem und schliesslich zum thermischen System. In Abschnitt 2.5 werden die betrachteten Szenarien dargestellt. Die Ergebnisse werden aufgegliedert nach den Zieljahren 2035 und 2050 in Abschnitt 2.6 präsentiert.

2.1 Energiesystemmodell

Das «Future Energy Market» (FEM) Modell ist ein techno-ökonomisches Modell, das entwickelt wurde, um Investitionsentscheidungen, Einsatzplanung und Handelsdynamiken für das Schweizer Strom- und Wärmesystem zu simulieren. Abbildung 1 skizziert den Aufbau des Modells graphisch. Als flexibel im Modell abgebildet sind neben der Strom- und Fernwärmeerzeugung auch ausgewählte Stromverbraucher, darunter die Elektromobilität, der Stromverbrauch von Wärmepumpen in Gebäuden und die Elektrolyse.

Fernwärmesysteme für Gebäude und die Industrie im Nieder- und Mitteltemperaturbereich, d. h. unter 200 °C, sind in aggregierter Form abgebildet, einschliesslich der Investitionen und Betrieb von Wärmeerzeugungsanlagen (vgl. Abschnitt 2.4.9) und thermischen Speichern. Aus dem Wärmesektor sind die genannten Teilbereiche im Modell abgebildet, da dort Wärmespeicherung grundsätzlich sinnvoll sein könnte (Fernwärme für Gebäude und Industrie) oder die in Bezug auf ihre Flexibilität eine Art impliziten Speicher darstellen können (Gebäude mit Wärmepumpen). Diese Teilbereiche des Wärmesektors sind deshalb für Speicherung relevant, da sie über Wärmepumpen mit dem Stromsystem verbunden sind, und im Stromsystem das im Tages- und Jahresverlauf stark schwankende Stromangebot Speicherung attraktiv macht. Bei den Teilen des Wärmesektors, die allein mit Verbrennung Wärme erzeugen (u.a. Holz, Gas, Öl) ist Speicherung in normalen, nicht importbeschränkten Jahren

nicht wirtschaftlich, da die Preise der Energieträger selbst nicht im Zeitverlauf schwanken, sodass Wärmespeicherung nicht sinnvoll ist. In einem Modell wie FEM entstehen dadurch für sie keine wirtschaftlichen Speicherbedarfe in normalen Jahren. Zudem kann in diesen Sektoren eine 10%-Reduktion des Gasverbrauches, wie sie in einem der modellierten Szenarien, der Sensitivität S2, angenommen wird, auch innerhalb dieser Sektoren für sich betrachtet erfolgen, beispielsweise durch Einsparungen des Gasverbrauchs während Energiekrise-Situationen oder durch Umstieg der Zweistoffanlagen der Industrie auf alternative Brennstoffe. Dadurch führt auch die Sensitivität mit eingeschränkten Gasimporten nicht zu Speicherbedarfen in diesen Sektoren, sodass ein Ausschluss aus der endogenen Modellierung zur Vereinfachung des Modells gerechtfertigt ist.

Verbrennungsheizkessel (ausser endogen im Modell investierte in der Fernwärmeerzeugung), Solarthermie sowie Hochtemperaturwärme sind somit nicht im Modell abgebildet. Da diese jedoch aus den genannten Gründen ohnehin keinen Speicherbedarf für die modellierten Szenarien hervorrufen, beeinträchtigt das die Resultate in Bezug auf den Speicherbedarf nicht.

Das Modell berücksichtigt verschiedene Energiespeicheroptionen (siehe Abschnitt 2.2), darunter elektrische Energiespeicher (z. B. Grossbatterien), thermische Speicher (repräsentiert durch Erdbecken- oder Tankspeicher) und Brennstoffspeicher (Methan, Wasserstoff oder Heizöl). FEM ist eine Erweiterung des Swissmod-Modells ([Schlecht and Weigt, 2014](#)). Angesichts der Bedeutung des Schweizer Stromhandels mit den Nachbarländern berücksichtigt das Modell ebenfalls die meisten EU-Länder und den Handel zwischen den Ländern und mit der Schweiz.

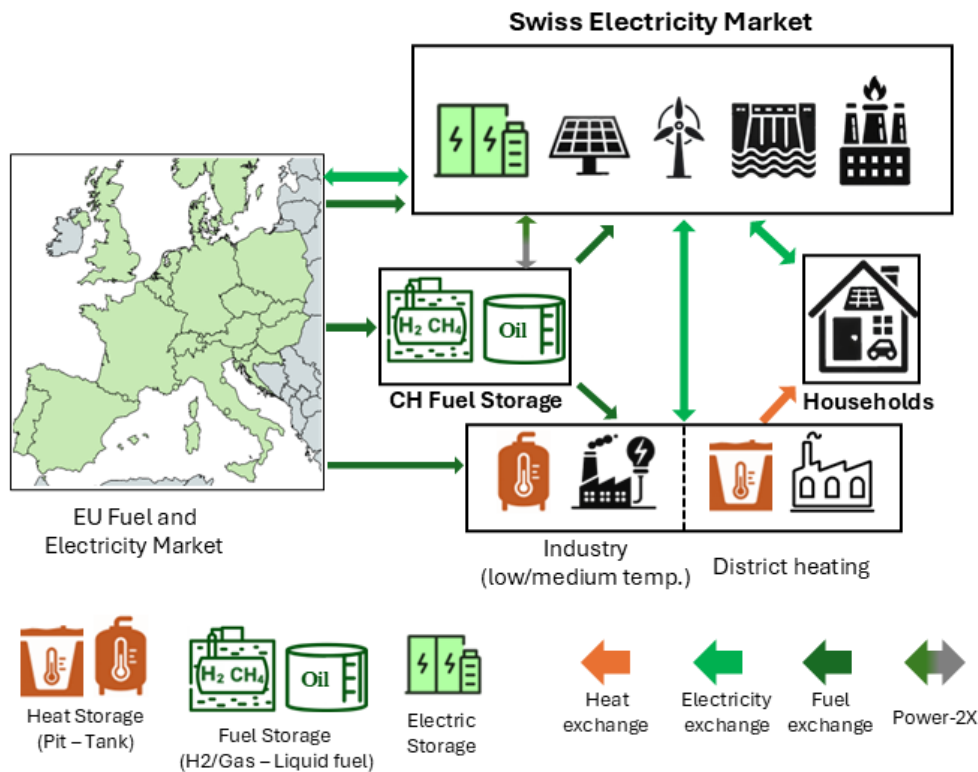


Abbildung 1: FEM-Energiesystemmodell

Modellstruktur. Das Modell betrachtet immer nur ein Jahr, sowohl für den Betrieb als auch für Investment. Für das Investment wird eine annualisierte Betrachtungsweise (Annuitäten der Investment-Kosten) verwendet. Der Betrieb wird mit einer stündlichen Auflösung modelliert, mit Fokus auf das Schweizer Strom- und Wärmesystem. Dabei werden tägliche, wöchentliche und saisonale Schwankungen in Bezug auf den Wasserzufluss, Verfügbarkeitsfaktoren erneuerbarer Energien und elektrische und thermische Lastprofile berücksichtigt. Das Modell wird jeweils für ein hydrologisches Jahr, also von Oktober bis September gerechnet und startet mit nahezu vollen Speichern, die zum Ende des Modelllaufs wieder gefüllt sein müssen. In Krisenjahren (also den Jahren mit geringerer Eintrittswahrscheinlichkeit bei probabilistischen Szenarien, vgl. Abschnitt 2.5) ist dem Modell das Entleeren von Brennstoffspeichern erlaubt. Eine Zusammenfassung der Modelleigenschaften ist in Tabelle 1 dargestellt.

Mögliche Szenarien. FEM ist in der Lage, optimale Ergebnisse hinsichtlich Investitionen in Energieerzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie deren Betrieb zu simulieren – unter Berücksichtigung unterschiedlicher politischer Zielsetzungen (wie z. B. Ausbauziele für erneuerbare Energien) oder Handelsbeschränkungen (z. B. stündliche oder jährliche Grenzen für Strom- und Brennstoffimporte). Auch spezifische politische Vorgaben, wie etwa ein Nettoimportlimit von 5 TWh im Winter, können in die

Modellierung einfließen. Die in dieser Studie umgesetzten Szenarien werden in Abschnitt 2.5 genauer beschrieben.

Nur *zusätzliches Investment*. Das Modell folgt einem sogenannten Brownfield-Investment-Ansatz. Das bedeutet, dass der Grossteil der bestehenden Erzeugungsanlagen, entsprechend dem Szenario Energieperspektiven 2050+ (EP2050+), als gegeben betrachtet werden. Ergänzend dazu wird im Modell *zusätzlicher* Investitionsbedarf für Speichertechnologien sowie für neue Erzeugungsanlagen abgebildet. Damit bleibt das Szenario einerseits nah an den Ergebnissen der Energieperspektiven, kann jedoch darüber hinaus den Speicherbedarf und Wechselwirkungen mit anderen Technologien in einer solchen modellierten Welt analysieren. Für den Fernwärmebereich wird abweichend davon ein Grüne Wiese-Ansatz verwendet, sodass von vornherein die Kostenabwägungen zwischen verschiedenen Technologien abgebildet werden.

Abbildung von Wechselwirkungen. Das Modell zeichnet sich durch Funktionen aus, die eine realitätsnahe Analyse von Energiesystemen ermöglichen. Dazu zählt insbesondere die Fähigkeit, zeitliche und sektorale Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Technologien abzubilden, sowie robuste Investitionsentscheidungen unter Unsicherheiten zu unterstützen. Beispielsweise konkurrieren im kurzfristigen Zeithorizont – von stündlicher bis täglicher Betrachtung – Speichertechnologien wie Batterien mit flexiblen Lasten wie Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen. Das Modell liefert eine realistische Einschätzung des künftigen Speicherinvestitionsbedarfs, da es die Bereitstellung von Flexibilität sowohl durch Elektrofahrzeuge – beim Ladevorgang und durch Vehicle-to-Grid-Funktionalität – als auch durch Wärmepumpen berücksichtigt.

Wechselwirkung Erzeugung vs. Speicher. Im längerfristigen Zeithorizont – etwa auf saisonaler Ebene – können Speicher- und Erzeugungsanlagen je nach Investitionskostenstruktur entweder in einem komplementären oder in einem konkurrierenden Verhältnis zueinanderstehen. Eine komplementäre Beziehung ergibt sich beispielsweise dann, wenn saisonale Speichertechnologien wie thermische Energiespeicher oder Wasserstoffspeicher von einem Energieüberschuss im Sommer profitieren. In diesem Fall kann ein vergleichsweise niedriger Investitionsaufwand für Erzeugungstechnologien – wie Photovoltaik – die Nutzung von Speichern begünstigen. Sind jedoch die Investitionskosten oder Verluste der Speicher zu hoch, kann es wirtschaftlich sinnvoller sein, verstärkt in zusätzliche Erzeugungskapazitäten – etwa Photovoltaik – zu investieren, selbst wenn diese in der nachfragestarken Wintersaison weniger effizient sind. Da das Modell eine gleichzeitige Investitionsplanung in Erzeugungskapazitäten und Speichertechnologien erlaubt, kann es entsprechende Substitutions- und Komplementaritätsbeziehungen zwischen Investitionen auf der Erzeugungs- und der Speicherseite realistisch abbilden.

Wechselwirkungen Strom und Wärme. Da Strombedarf und Wärmebedarf starke gegenseitige Abhängigkeiten und zeitliche Überlappungen haben, ist dies ebenfalls für die jeweiligen Speichertechnologien, also Strom- und Wärmespeicher, der Fall. Daher ist es entscheidend, diese Bedarfe in einem einzigen Modell zu analysieren. Das Modell kann die Wechselwirkungen und Komplementaritäten zwischen elektrischen, thermischen und Brennstoffspeichern analysieren, da sowohl elektrische als auch thermische Energiesysteme integriert sind.

PV-Abregelung. Die variablen erneuerbaren Energien Wind- und Solarenergie sind im Modell ohne kurzfristige Grenzkosten modelliert (wohl aber, im Rahmen des zusätzlich investierten Teils, mit Investitionskosten). Dabei wird angenommen, dass erneuerbare Stromerzeugung problemlos abgere-

gelt werden kann, um Überschüsse zu vermeiden (sogenanntes ökonomisches Curtailment). Technisch ist die Abregelung von Erneuerbaren kein Problem. Dass heute viele Anlagen, insbesondere kleinere PV-Dachanlagen, auch bei negativen Strompreisen nicht abregeln ist eher ein organisatorisch-ökonomisches als ein technisches Problem. Da das Modell aufgrund der günstigeren Kosten ohnehin nur in grosse PV-Freiflächenanlagen investiert, ist die Abschaltbarkeit dort auch eine realistische Annahme. Für bestehende Kleinanlagen sollten entsprechende Anreize geschaffen werden. Ein ökonomisch ableitbarer Speicherbedarf ergibt sich aus der Nichtabschaltbarkeit einiger Anlagen nicht, denn es wäre immer die günstigere Lösung, von vornherein auf abregelbare Erneuerbare zu setzen, statt nicht abregelbare zu bauen und sie allein zur Abregelungsvermeidung durch Speicher zu ergänzen.

Robustheit zur Krisenvorsorge. Das Modell kann aufgrund seiner stochastischen Zielfunktion, die mehrere Szenarien gleichzeitig mit ihren angenommenen Eintrittswahrscheinlichkeiten berücksichtigen kann, für eine robuste Energiesystemplanung eingesetzt werden. Dazu identifiziert es eine Kombination aus Erzeugungs- und Speichertechnologien, die in normalen Jahren effizient ist, aber gleichzeitig gegenüber Schockereignissen widerstandsfähig bleibt. Dazu plant es ein robustes Energiesystem, das beiden Situationen simultan gerecht wird. In Investitionsmodellen spielt das Verhältnis von Investitionskosten (CAPEX) zu Betriebskosten (OPEX) eine zentrale Rolle bei der Auswahl von Erzeugungsanlagen. Anlagen mit hohen Investitionskosten und niedrigen Betriebskosten sind dann vorteilhaft, wenn sie über ausreichend viele Betriebsstunden verfügen, um ihre Investitionen zu amortisieren. Umgekehrt eignen sich Technologien mit niedrigen Investitions- und hohen Betriebskosten – wie beispielsweise gas- oder ölbasierte Spitzenlastkraftwerke – besser für den sporadischen Einsatz, da ihre relativ geringe Anfangsinvestition auch bei hohen Betriebskosten in wenigen Einsatzstunden wirtschaftlich tragbar ist. Im Rahmen der robusten Planung bestimmt die Definition der Schocks – insbesondere deren Häufigkeit und Intensität –, wie oft solche zusätzlichen Anlagen zur Deckung von Ausnahmesituationen benötigt werden. Durch die gleichzeitige Optimierung für normale und Schockjahre (siehe Szenariendefinition in Abschnitt 2.5) kann das Modell den jeweiligen systemischen Mehrwert jeder Technologie erfassen. So lässt sich bestimmen, welche CAPEX-OPEX-Profile die beste Balance zwischen Effizienz im Normalbetrieb und Widerstandsfähigkeit gegenüber Schocks bieten.

Tabelle 1: Übersicht der Modelleigenschaften

Eigenschaft	Beschreibung
Energieverbrauch in der Schweiz	Strom: Stromverbrauch in stündlicher Auflösung. Dabei sind E-Mobilität und Wärmepumpen als z. T. flexibel angenommen (siehe Abschnitt 2.3.2). Thermisch: Fernwärme und industrieller Verbrauch (niedrige und mittlere Temperaturen, d. h. unter 200 °C).

Geografische Abdeckung	Schweiz + Grossteil der EU (Schweizer Nachbarländer und deren elektrisch verbundene Nachbarländer, sowie Portugal und Kroatien) mit Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern nach TYNDP 2022 (ENTSO-E, 2021)
Zeitliche Auflösung	Stündlich für ein hydrologisches Jahr (von Oktober bis September des Folgejahres)
Speichertechnologien	Elektrische Speicher: Batterien, Wasserstoff Speicherung, Pumpspeicherkraftwerke (Details siehe Abschnitt 2.2) Chemische Energiespeicher: Flüssige Brennstoffe, Gas Thermische Energiespeicherung: Erdbeckenspeicher als Repräsentant für Langzeit-Speicher, z. B. für Fernwärme, Tanklager als Repräsentant für Speicher mit höherer Leistung für industrielle Anwendungen
Erzeugungstechnologien	Stromerzeugung: PV, Wind, Kernenergie, Öl, Biomasse, einfache/kombinierte Gasturbinen (mit oder ohne CO₂-Abscheidung und -Speicherung, mit fossilen oder erneuerbaren Brennstoffen), Laufwasserkraftwerke Wärmeerzeugung für Wärmenetze: Grosswärmepumpen, die mit unterschiedlichen Wärmequellen verbunden sind (Seewasser, Flüsse, Abfallreinigungsanlagen, Erdreich), Gasheizkessel, Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Elektroheizkessel, Kehrlichtverbrennungsanlagen
Flexibilitätsanbieter auf Haushaltsseite	Wärmepumpen (verbunden mit der thermischen Trägheit des Gebäudes), Elektrofahrzeuge (inklusive Vehicle-to-Grid) (siehe Abschnitt 2.3.2)

2.2 Annahmen zu Speichertechnologien

Das Energiesystemmodell berechnet endogen das Investment in Speichertechnologien basierend auf Kosten-Nutzen-Abwägungen. Wichtige Eingangsdaten dafür sind daher die Investitionskosten in Speichertechnologien, wie sie in Tabelle 2 dargestellt sind. Abbildung 2 zeigt die Investitionskosten je Speicherkapazität. Die Investitions- und Brennstoffkosten anderer Technologien sind in Abschnitt 2.3.1 beschrieben.

Speicher-Investitionskosten

Tabelle 2: Speicher-Investitionskosten. Kapitalkosten-Annahme: WACC = 5%, Quellen: a) BFE-Annahmen und Runder Tisch ([UVEK, 2021](#)) b) Eigene Annahmen basierend auf BNEF (siehe u.a. [EnStorNews, 2025](#)), c) Die Zahlen für Methan (aus d)) wurden mit dem Faktor 5 multipliziert, um Wasserstoffäquivalentwerte zu erhalten, d) SWEET-SURE ([Kober et al., 2024](#)), e) [Stelter et al. \(2013\)](#) und [CARBURA \(2023\)](#), f) [Lüchinger et al. \(2025, unveröffentlicht\)](#), g) Als Kosten für Elektrolyseure nehmen wir die BNEF-Zahlen aus [Siekkinen \(2024\)](#) konvertiert zu CHF. Für 2035 wurde interpoliert.

	Investitionskosten pro Leistung (CHF/MW)	Investitionskosten pro Speichervolumen (CHF/MWh)	Maximales Potenzial	Investment-Lebensdauer (Jahre)	Quelle
Wasserkraft-Speicherkraftwerke	Keine endogenen Investitionen, da als gegeben angenommen	-	~9 TWh +1 (2035) ¹ +2 (2050) ¹	-	a)
Grossbatterien	2035: 63'850 2050: 42'570 (-33%)	2035: 73'690 2050: 49'120 (-33%)	Im Modell unbegrenzt	10	b)
Stromspeicherung via Wasserstoff in LRC-Kavernenspeichern (Power-to-Power)	Kraftwerk: Siehe Offene Gasturbine (OCGT) in Abschnitt 2.3.1 plus 10% (eigene Annahme) + Elektrolyseur: 2035: 1'319'425 ^{g)} 2050: 990'570 ^{g)}	1'425 ^{c)}	(Limit im Modell nicht bindend)	Kavernenspeicher: 50 ^{c)} Elektrolyseur: 25	
Methan/Erdgas Kavernenspeicher LRC (Brennstoffspeicher)	-	285	(Limit im Modell nicht bindend)	50	d)
Heizöl	-	20	~68 TWh thermisch (Pflichtlager)	30	e)
Tankwärmespeicher (TTES) in Wärmenetzen	3'000	12'625	Im Modell unbegrenzt	25	f)
Erdbecken-Wärmespeicher (PTES) in Wärmenetzen	11'770	455	Im Modell unbegrenzt	25	f)

Nur relevante Speichertechnologien. Um die Rechenzeit des Modells in einem akzeptablen Rahmen zu halten, wurden Speichertechnologien ausgeschlossen, die aufgrund ihrer Kostenstrukturen vom Modell nicht verwendet werden würden, weil sie durch andere Technologien dominiert werden. Ein Beispiel für eine dominierte Technologie sind Heimspeicher-Batterien.

Heimspeicher aus Systemsicht nicht wirtschaftlich. Da Grossbatterien durchweg günstiger sind als Heimspeicher, wäre es nicht sinnvoll, dem Energiesystemmodell die Option des Zubaus von Heimspeichern zu ermöglichen: Eine dominierte Option wie Heimspeicher würde von einem Kostenminimierungsmodell ohnehin nicht verwendet. Heimspeicher können sich aus privatwirtschaftlicher Perspektive für Haushalte zur Maximierung ihres Eigenverbrauches lohnen, da sich durch sie die Zahlung von Endkunden-Stromtarifen (inkl. Netzentgelten und Abgaben) vermeiden lässt. Dies ist jedoch aus

¹ Die zusätzliche Kapazität von 1 TWh bzw. 2 TWh bei Wasserkraft-Speicherkraftwerken wird im Modell als vorgegeben angenommen, das Modell tätigt also diesbezüglich keine eigenen Abwägungen.

Systemsicht nicht sinnvoll: Die Netzkosten und Abgaben steigen dadurch für die anderen Netznutzer, die keine Möglichkeit zum Eigenverbrauch haben. Da in unserem Modell eine Energiebilanzperspektive aus Sicht des Gesamtsystems eingenommen wird, ist solcher Speicherezubau nicht abgebildet. Grossbatterien, die im Zubau bezogen auf ihre Speicherkapazität deutlich günstiger sind und im Betrieb systemoptimaler eingesetzt werden, sind dagegen im Modell abgebildet. Falls jedoch ohnehin vorhandene Heimspeicher dazu gebracht werden können, systemoptimal zu agieren, dann kann die auf diese Weise erschlossene Batteriekapazität in voller Höhe vom Bedarf an Grossbatterien abgezogen werden, der aus dem Energiesystemmodell resultiert. Dass Heimspeicher tatsächlich gleichermaßen systemoptimal eingesetzt werden wie Grossspeicher ist jedoch auch langfristig kaum denkbar. Denn insbesondere für Regelenergiezwecke ist eine sehr kurzfristige und zuverlässige Anbindung notwendig, die für Kleinanlagen überproportional teuer wäre. Wohlgermerkt blickt das Energiesystemmodell (auf dem Kapitel 2 basiert) auf die (stündliche) Energiebilanz der Schweiz als Ganzes, kann also den Nutzen einzelner Technologien zur Entlastung lokaler Netzrestriktionen nicht abbilden. Die netzbezogenen Anwendungsfelder sind daher separat in Kapitel 3 analysiert, dabei werden auch PV-Heimspeicheranlagen in die Analyse einbezogen. In Kapitel 5 diskutieren wir zudem die (problematische) Rolle von Heimspeichern im Gegensatz zu Grossspeichern für das Energiesystem insgesamt.

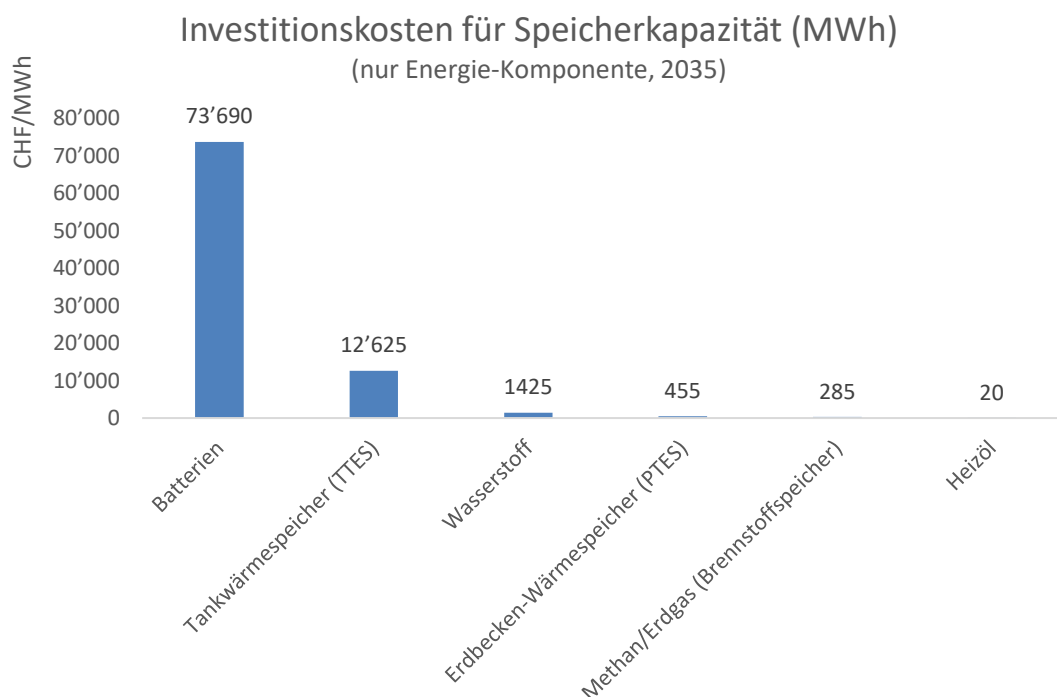


Abbildung 2: Angenommene Investitionskosten für Speicherkapazität (MWh) für das Jahr 2035. Die Kosten beziehen sich allein auf die Energie-Komponente (Speichergrösse in MWh), nicht auf die gesamten Speichersysteme, die zusätzlich Leistungs-bezogene Kosten haben.

Technologien. Die modellierten Speichertechnologien sind Grossbatterien, Wasserstoffspeicher (zur Speicherung von Strom über das Zusammenspiel aus Elektrolyse, Untergrundspeicherung und Rückverstromung in einem Gaskraftwerk), Methan (Erdgas)-Untergrundspeicher, sowie zwei Repräsentanten thermischer Speicher: einer Hochtemperatur-fähigen, kompakten Speichertechnologie (hier modelliert durch Tankspeicher, Tank Thermal Energy Storage, TTES) und einem Grossspeicher (hier modelliert durch Erdbeckenwärmespeicher, Pit Thermal Energy Storage, PTES). Ausserdem optimiert

das Modell den Einsatz bestehender Pumpspeicherkraftwerke. Bei diesen kann es allerdings nicht in zusätzliche Kapazitäten investieren, da diese exogen vorgegeben sind.

Thermische Speicher. Im Modell werden Tankspeicher als Vertreter für kompakte Mitteltemperaturspeicher und Erdbeckenwärmespeicher als Vertreter für Grossspeicher berücksichtigt. Tankspeicher steht dabei für Speicherlösungen mit hohen Speichertemperaturen über 100 °C und einem hohen Leistungs- zu Kapazitätsverhältnis, wie sie insbesondere für industrielle Anwendungen oder Hochtemperatur-Wärmenetze relevant sind. Erdbeckenwärmespeicher hingegen repräsentiert eine kostengünstige Speichertechnologie mit grösserem Speichervolumen, jedoch einem niedrigeren Leistungs- zu Kapazitätsverhältnis. Andere Speichertechnologien wie Erdsondenfelder (Borehole Thermal Energy Storage, BTES) oder Aquifer-Wärmespeicherung (Aquifer Thermal Energy Storage, ATES) weisen zwar ein erhebliches Potenzial auf, werden in der vorliegenden Studie jedoch nicht explizit berücksichtigt. Gründe dafür sind stark standortabhängige Kostenschwankungen, bestehende regulatorische Einschränkungen – wie etwa die 3-Grad-Erwärmungsregel – sowie der hohe Bedarf an geologischer Detailkenntnis. Auch Kavernenspeicher (Cavern Thermal Energy Storage, CTES) wurden nicht explizit berücksichtigt, da diese Technologie mit zahlreichen Unsicherheiten behaftet ist – insbesondere aufgrund der geringen Anzahl realisierter Projekte und der damit verbundenen begrenzten Praxiserfahrung. Bei einer konkreten Umsetzung von Projekten ist zu prüfen, welche Speicheroption (PTES, ATES, BTES, CTES) unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten – wie Landkosten und geologische Verhältnisse – die kostengünstigste Lösung darstellt.

Kostenentwicklung bei Grossbatterien. Im Bereich der Grossbatteriespeichern hat sich im letzten Jahrzehnt eine starke Kostendegression ergeben. Diese Degression ist auch eine Folge der Lerneffekte aus der Fertigung von Batterien für Elektroautos, sowie des Umstiegs auf eine günstigere Zellchemie. Laut Bloomberg New Energy Finance (BNEF, siehe u.a. [EnStorNews](#)) betrug im Jahr 2024 der Preis für schlüsselfertige Grossbatteriesysteme 165 USD/kWh in 4h-Batteriesystemen, was allein zum Vorjahr eine Verringerung um 40% darstellt, gegenüber den Kosten aus 2017 gar eine Reduktion um 73%. Aufbauend auf dem Startpunkt aus 2024 nehmen wir bis 2035 eine Kostensenkung um 33% an, sowie eine Kostensenkung bis 2050 um weitere 33%, was aus der Perspektive der aktuell beobachteten Kostendegression eine konservative Annahme ist.

Andere Erlösquellen von Grossbatterien. Grossbatterien sind besonders flexibel einsetzbar und eignen sich daher gut für kurzfristige Handelsaktivitäten im Intraday- und Ausgleichsenergie-Markt (Imbalance-Settlement). Solche Erlöspotenziale lassen sich in klassischen Energiesystemmodellen jedoch nicht direkt abbilden. Um diese zusätzlichen Einnahmen dennoch zu berücksichtigen, wurde eine Abschätzung anhand des sogenannten Flexindex ([FlexPower](#)) vorgenommen – eine Methode, die auf deutschen Marktdaten basiert und dort durchschnittlich 54% der Batterieerlöse im Intraday- und Balancing-Markt realisiert. Die daraus resultierenden Intraday-Einnahmen sind jeweils zusätzlich zu den Erlösen aus dem Day-Ahead-Markt zu verstehen, da eine Reoptimierung zwischen den Märkten angenommen wird, die zu zusätzlichen Einnahmen über das Ergebnis des Day-Ahead-Markts hinausführt. Auch wenn der Intraday-Markt in der Schweiz noch weniger liquide als der deutsche Markt ist, dürfte die Abschätzung ebenfalls Validität für die Erlössituationen im Schweizer Markt haben. Der Schweizer Markt weist durch hohe Regelenergiepreise besonders hohe Ausgleichsenergiepreise auf, die ab dem 1.1.2026 durch die Einführung des Einpreissystems eine aktive Systemstützung ermöglichen wird. Um solche Zusatzerlöse von Batterien im Modell abzubilden, haben wir angenommen, dass im Jahr 2035 nur 70% der Batteriekosten durch den modellierten Energiemarkt gedeckt sein müssen (in der Annahme von 30% Zusatzerlösen aus Kurzfrist-Reoptimierung). Für 2050

haben wir angenommen, dass der Anteil, der durch den Energiemarkt zu deckenden Kosten von Batterien auf 90% steigt.

2.3 Eingangsdaten Stromsystem

2.3.1 Kosten

Auch wenn sich eine Studie auf den Bedarf des Zubaus von Speichern konzentriert, müssen verwendete Modelle dazu in der Lage sein zusätzlich in Erzeugungstechnologien zu investieren und müssen auch eine flexible Nachfrageseite abbilden (siehe auch Abschnitt 2.3.2). Ansonsten rät das Modell gegebenenfalls zu einem ökonomisch weniger günstigen Speicher-basierten Ausbaupfad, ohne die möglichen Alternativen prüfen zu können. In Tabelle 3 sind die angenommenen Investitionskosten der berücksichtigten Erzeugungstechnologien dargestellt.

Tabelle 3: Annahmen zu Kraftwerksinvestitionskosten für 2050

	Investitionskosten pro Leistung (CHF/kW)	Quelle
Gaskombikraftwerk (CCGT)	855	NEXUS-E (ETH ESC, 2022)
Offene Gasturbine (OCGT)	700	NEXUS-E (ETH ESC, 2022)
Gaskombikraftwerk mit CO ₂ -Abscheidung (CCGT CCS)	1'500	NEXUS-E (ETH ESC, 2022)
Heizöl-Kraftwerk	700	NEXUS-E (ETH ESC, 2022)
Wind	2035: 1'997 ² -2050:1'778	NEXUS-E – unveröffentlicht
Solar – Freifläche	2035: 697 ³ - 2050: 615	NEXUS-E – unveröffentlicht
Kernkraftwerk	8'637 ⁴	Lazard (2024)

² Die Investitionskosten für 2050 stammen aus NEXUS-E, das nur Werte für dieses Jahr bereitstellt. Die Investitionskosten für 2035 werden auf Basis der 2050-Werte berechnet und nach oben angepasst. Diese Anpassung erfolgt mithilfe eines Skalierungsfaktors, der aus der im EP2050+ angenommenen Lernkurve für den Zeitraum zwischen 2035 und 2050 abgeleitet wird.

³ Siehe Fussnote oben.

⁴ Die Quelle der Investitionskosten zu Kernkraftwerken geht bei Neuinvestitionen in den USA von Kosten von \$8.765 - \$14.400 pro kW aus. Die Umrechnung des Mittelwertes zu CHF2017 ergibt 8.637 CHF pro kW.

In Tabelle 4 dokumentieren wir die genutzten Kosten für Energieträger sowie den angenommenen CO₂-Preis. Sie basieren weitgehend auf den Annahmen für Grenzübergangspreise aus den EP2050+ (BFE, 2021).

Tabelle 4: Kosten für Energieträger (CHF/MWh_{th}) und CO₂ Preise (CHF/Tonne)

Brennstoff	2035	2050	Datenquelle
Rohöl	45	29	EP2050+ (BFE, 2021)
Biomasse	39	44	EP2050+ (BFE, 2021)
Erdgas	34	24	EP2050+ (BFE, 2021)
Erneuerbares Gas	198	198	Mellot et al. (2024)
CO ₂ [CHF/Tonne]	85	391	EP2050+ (BFE, 2021)

2.3.2 Nachfrage

In dem Modell gibt es eine stündliche Nachfrage, die sich aus verschiedenen Kategorien zusammensetzt. Diese Nachfrage nicht zu decken, resultiert in teurer nicht gedeckter Nachfrage (Lost Load, 10'000 CHF/MWh), die vom Modell in allen Simulationen vermieden wurde. Eine Übersicht zu den jährlich aggregierten Nachfragen je Kategorie ist in Tabelle 5 zu finden.

Tabelle 5: Nachfrage je Kategorie

Nachfrage [TWh]	2035	2050
Grundnachfrage	54.32	52.27
E-Mobilität	8.67 (flexibel: 1.13)	17.95 (flexibel: 8.98)
Elektrolyseure	1.61	2.94
Haushalt-Wärmepumpen (thermisch)	19.53 (flexibel: 9.77)	27.10 (flexibel: 13.55)
Fernwärmenachfrage (thermisch)	2.40	3.67

Industrie Niedrigtemperatur (thermisch)	1.09	2.26
Industrie Mitteltemperatur (thermisch)	3.10	4.12

Die Grundnachfrage basiert auf den EP2050+ (BFE, 2021) und wurde skaliert, damit die Nachfrage insgesamt den Zielvorgaben aus Tabelle 5 entspricht. Die Grundnachfrage ist inflexibel und beinhaltet jeglichen Stromverbrauch, der nicht von den anderen Kategorien abgedeckt wird.

Tabelle 6: Annahmen zu Haushalts-Flexibilität

	Wärme-Flexibilität	Elektroauto-Flexibilität
Durchdringung	50% (eine Hälfte heizt inflexibel)	50% (eine Hälfte lädt inflexibel)
Flexibilitätsgrad	22°C Durchschnitts- temperatur je Woche 0.5 °C (+/-) Flexibilität (Temperatur also zw. 21.5°C und 22.5°C)	Wochenbedarf kann innerhalb der (zeitabhängi- gen, wegen Parkieren nachts) Ladeleistung ver- schoben werden
Bidirektionalität	-	Die Hälfte der Flexiblen bidirektional, also 25% aller EVs Verluste beim Laden und Entladen je 10% Batterie je 50 kWh, laden zu 11 kW 20% der Batterie und 70% der Ladeleistung für bidirektionales Laden

Die EV-Nachfrage basiert in ihrer Form und ihrem Anteil an flexibler und unflexibler Nachfrage ebenfalls auf den EP2050+ (BFE, 2021), wurde aber skaliert um in ihrer Summe den aktuellen Prognosen von INFRAS (2023) zu entsprechen. Die Flexibilitäts-Annahmen sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Gemäss eigenen Annahmen sind in beiden Jahren die Hälfte aller flexibel ladenden EV-Fahrenden dazu bereit, ihr Fahrzeug für vehicle-to-grid (V2G) zur Verfügung zu stellen. Aufgrund von variierendem Verkehr und Ladeverhalten, wurden Laderestriktionen für EV aus Abbildung 2 von Herrera, Schwarz, & Hug (2024) abgeleitet. Das flexible Laden von EV wurde so integriert, dass das Modell einen wöchentlichen Strombedarf von EV unter Berücksichtigung der Laderestriktionen frei innerhalb der Woche decken kann. In Analogie zum Modell in Kapitel 3 wurde für V2G angenommen, dass die E-Autos Batterien von 50 kWh besitzen und davon 20% für V2G bereitstellen und mit 11 kW laden können und davon 70% für V2G bereitstellen. Die Anzahl an EV wird gemäss Van Liedekerke, Schwarz, & Gjorgiev (2023) auf 2.6 Mio. im Jahr 2035 und 4.5 Mio. im Jahr 2050 geschätzt.

Die Nachfrage der Elektrolyseure für die Schweiz stammt aus den EP2050+ (BFE, 2021). Das Modell stellt sicher, dass der im EP2050+ (BFE, 2021) prognostizierte jährliche Stromverbrauch der Elektrolyseure bei einer vorgegebenen Elektrolyseur-Kapazität erreicht wird. Dabei kann es endogen innerhalb eines Jahres den Betrieb und Stromverbrauch der Elektrolyseure steuern. Für Europa verwenden wir die jährlichen Nachfragen der Elektrolyseure der jeweiligen Länder aus TYNDP 2022 (ENTSO-E, 2021) als Zielvorgabe.

Die Nachfragen der restlichen Kategorien sind thermisch und damit nicht unmittelbar mit elektrischen Nachfragen vergleichbar und nicht einfach umwandelbar. Für die Umrechnung wird die Leistungszahl (COP = Coefficient of performance) benötigt, welche für Wärmepumpen von Stunde zu Stunde variieren kann. Je nachdem wie das Modell eine Technologie steuert, kann eine fixe thermische Nachfragekurve zu unterschiedlichen elektrischen Nachfragekurven führen. In beiden Jahren 2035 und 2050 wird davon ausgegangen, dass die Hälfte der Haushaltswärmepumpen flexibel eingesetzt werden kann. Diese Wärmepumpen werden so modelliert, dass in jeder Stunde das Modell die Temperaturen der jeweiligen Gebäude durch den Betrieb der Wärmepumpen zwischen 21.5°C und 22.5°C halten muss, während es in jeder Stunde eine wetterbedingte Auskühlung gibt. Die Modelle hinter den Daten der thermischen Verbräuche aus Tabelle 5 werden in Abschnitt 2.4.1 näher erläutert. Die Bandbreite der erlaubten Raumtemperaturen wird dabei als Speicherkapazität (der thermischen Trägheit) betrachtet. Um ein konsistentes Herabsetzen der Raumtemperatur zu verhindern, wird die Zusatzbedingung gestellt, dass die durchschnittliche Temperatur des Gebäudes in einer Woche auf der Zieltemperatur von 22°C bleibt.

2.3.3 Stromerzeugung

Das Energiesystemmodell simuliert die Jahre 2035 und 2050. Deshalb müssen Annahmen zu den installierten Leistungen verschiedener Technologien in den jeweiligen Jahren getroffen werden. Abbildung 3 visualisiert die entsprechenden angenommenen Startkapazitäten. Startkapazitäten bedeuten allerdings nicht, dass das Modell auf die dargestellten Kapazitäten beschränkt ist. Gemäss dem Brownfield-Investitions-Ansatz (vgl. Abschnitt 2.1) kann das Modell in weitere Kapazitäten der abgebildeten Technologien investieren. Ursprünglich wurden die Daten aus den EP2050+ (BFE, 2021) verwendet. Um jedoch aktualisierte Annahmen des BFE umzusetzen, wurden sie so angepasst, dass die daraus resultierenden Energiemengen den Werten aus Abbildung 3 entsprechen.

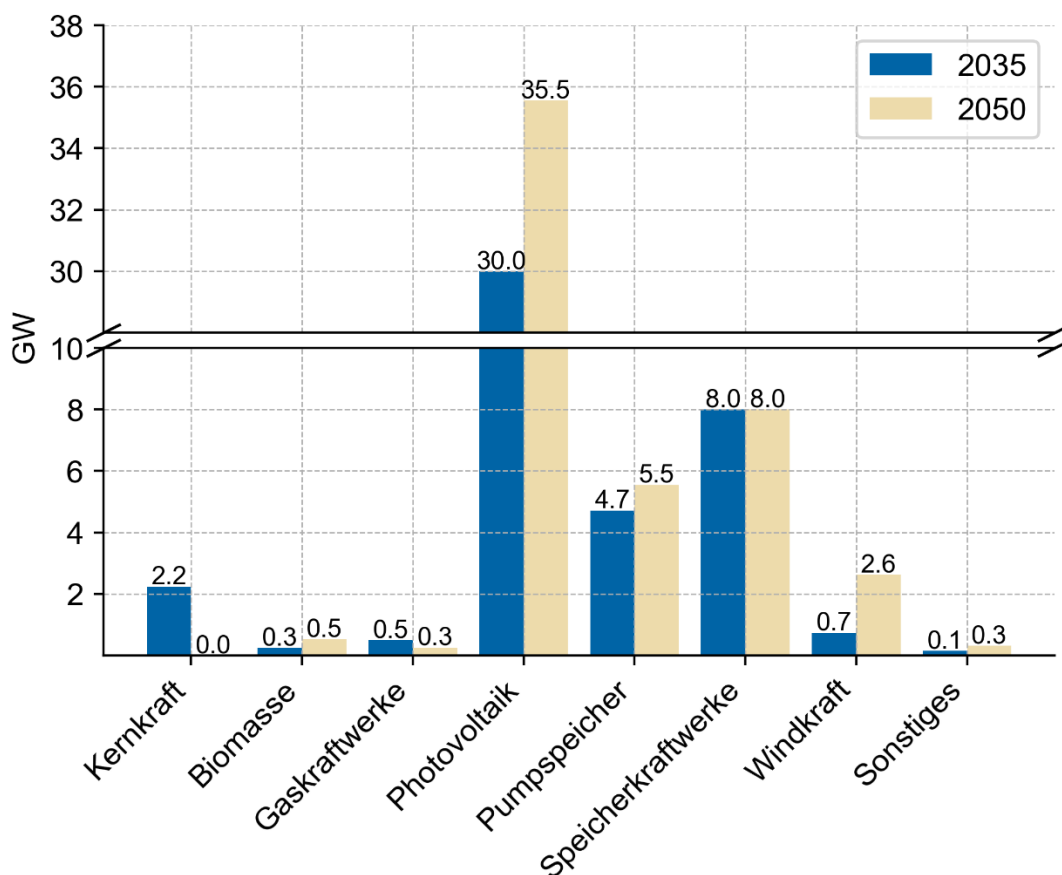


Abbildung 3: Ausgangskapazitäten der Stromerzeugungstechnologien für die jeweiligen Jahre

Um das Modell aktuellen Annahmen anzupassen, wurden die in Tabelle 7 angegebenen Technologien gegenüber den EP2050+ so angepasst, dass deren erzeugte Energiemengen den jeweiligen Zielen entsprechen. Die Tabelle berücksichtigt dabei allerdings nur Energiemengen aus Kapazitäten, die dem Modell vorgegeben werden. Energiemengen aus Kapazitäten, in die das Modell selbst entscheidet zu investieren, sind nicht gezeigt.

Tabelle 7: Energiemengen der Simulationen mit den ausschliesslich exogen vorgegebenen installierten Leistungen.

	2035	2050
PV [TWh]	Basis-Szenario: 31.83 S1 und S2: 23.28	37.62
Wind [TWh]	1.40	4.97
Biomasse [TWh]	1.77 (potential)	2.41 (potential)
Wasserkraft [TWh]	37.90	38.51

Pumpspeicher [GW]	4.71	5.54
Gesamtverbrauch [TWh]	73.73 (exkl. endogen modellierter power-to-heat-Anlagen)	81.6 (exkl. endogen modellierter power-to-heat-Anlagen)

2.3.4 Grenzüberschreitender Stromhandel

Die Schweiz ist ein aktiver Bestandteil des europäischen Stromnetzes. Der Stromhandel mit dem Ausland kann im Modell im Basisszenario im Rahmen der in Tabelle 8 angegebenen Kapazitäten erfolgen. Die Daten entstammen dem *Global Ambition* Szenario des TYNDP 2022 von ENTSO-E (2021). Wie in Abschnitt 2.5 beschrieben, wird in den Sensitivitäts-Szenarien die Stromhandelskapazität mit der EU reduziert. Die jeweiligen Reduktionen beziehen sich prozentual auf die in Tabelle 8 angegebenen Kapazitäten.

Die Preise des grenzüberschreitend gehandelten Stroms ergeben sich endogen als Modellresultat direkt aus den stündlichen variablen Kosten (Brennstoffe und CO₂) der Erzeugungstechnologien (siehe Abschnitt 2.3.1) der jeweiligen Nachbarländer, denn auch die Stromerzeugung in den modellierten EU-Ländern wird im Modell stündlich simuliert, auf Basis der dortigen Erzeugungskapazitäten und der stündlichen Nachfrage. Die Annahmen für die Modellierung des Auslands basieren ebenfalls auf TYNDP 2022 von ENTSO-E (2021).

Tabelle 8: Ex- und Importkapazitäten (Net Transfer Capacities) der Interkonnektoren der Schweiz zu Ihren Nachbarländern. Die Tabelle wird wie folgt gelesen: Die Importkapazität der Schweiz aus Deutschland beträgt 3.85 GW. Die Exportkapazität der Schweiz nach Deutschland beträgt 4.9 GW.

Net Transfer Capacity in MW	Import	Export
Schweiz – Deutschland	3850	4900
Schweiz – Österreich	1200	1200
Schweiz - Frankreich	6200	2900
Schweiz - Italien	2900	4950

2.4 Eingangsdaten thermisches System

2.4.1 Wärmeverbrauch der Wohn- und Handelsgebäude

Gebäudescharfe Raumwärmebedarfsmodelle. Die Grundlage für die Schätzung des Raumwärmebedarfs von Wohn- und Handelsgebäuden bilden gebäudescharfe Raumwärmebedarfsmodelle, die im Rahmen von laufenden Projekten erstellt wurden. Der Bedarf von Wohngebäude basiert auf einem

vereinfachten, physikalischen Gebäudemodell (Schneeberger et al., 2024), während jener für Handelsgebäude auf spezifischen Heizwärmebedarfswerten pro Nutzungstyp aus der SIA 2024 (SIA, 2015), beruht. Diese spezifischen Heizwärmebedarfswerte werden basierend auf der Bauperiode und der Jahresmitteltemperatur skaliert (Klauser, 2016). Beide Modelle werden durch reale Messdaten, die von Kollaborationspartnern zur Verfügung gestellt wurden, validiert (Schneeberger et al., 2025). Da die Modelle auf öffentlich zugängliche Gebäude- und Wetterdaten - insbesondere dem Eidgenössische Wohn- und Gebäuderegister (GWR) - basieren, ermöglichen sie Schätzungen für jedes Gebäude in der Schweiz sowie für beliebige Jahre, zu denen Wetterdaten verfügbar sind. Da verlässliche Informationen zu Renovationstätigkeiten nicht für sämtliche Gebäude verfügbar sind, kann der Baustandard im Modell nicht berücksichtigt werden. Lediglich Minergie-zertifizierte Gebäude lassen sich eindeutig identifizieren (swisstopo, n.d.), für diese wird ein spezifischer Heizwärmebedarf von 22 kWh/m² angenommen (Cozza et al., 2019).

Zukunftsprojektion. Um zukünftige Entwicklungen im Gebäudebestand und Klima abzubilden, werden zwei zentrale Annahmen in das Modell integriert: Erstens wird basierend auf der Renovationsrate (Streicher et al., 2021) das voraussichtliche Renovationsjahr für jedes Gebäude abgeschätzt. Für Gebäude, bei denen bis 2035 oder 2050 eine Renovation angenommen wird, wird der Raumwärmebedarf entsprechend den Eigenschaften von Neubauten berechnet. Zweitens erfolgt eine klimabedingte Skalierung des Raumwärmebedarfs mithilfe der Heizgradtage (MeteoSchweiz, n.d.-a; Schneeberger et al., 2025). Diese Skalierung basiert auf den mittleren Tagestemperaturen aller Simulationen des RCP 4.5-Klimaszenarios des CH2018-Klimamodells, um die Auswirkungen veränderter Witterungsbedingungen in den Jahren 2035 und 2050 zu berücksichtigen. Die resultierenden Schätzungen für alle Wohn- und Handelsgebäude, aufgeteilt nach Heizsystemen, sind in Tabelle 9 für die Jahre 2035 und 2050 dargestellt. Ein möglicher Zubau von Gebäuden als Folge des Bevölkerungswachstums wurde im Modell nicht berücksichtigt.

Tabelle 9: Modellierter Raumwärmebedarf aggregiert nach Heizsystem für 2035 und 2050. Diese Verteilung nach Heizsystem erfolgt anhand der aktuellen GWR Heizsysteminformation und beinhaltet noch keine Umverteilung nach EP2050+. In Tabelle 10 sind die Bedarfe nach der entsprechenden Umverteilung dargestellt.

	Modell 2035 [GWh]	Modell 2050 [GWh]
Wärmepumpe	7'601.66	6'337.06
Fossile Heizsysteme	29'744.29	23'543.63
Fernwärme	3'945.77	3'111.18
Andere Heizsysteme	11'058.66	8'800.71

Stündliche Auflösung. Um sicherzustellen, dass die Profile für die PV-Produktion mit den Wärmebedarfen synchronisiert sind, werden die Wärmebedarfe basierend auf dem Temperaturprofil des Jahres 1995 (MeteoSchweiz, n.d.-b) modelliert. Da auch die PV-Erzeugung und die Stromnachfragezeitreihe wetterabhängig sind, und letztere in den TYNDP-Daten von ENTSO-E für 1995 bereitgestellt

wird, wird so gewährleistet, dass alle Profile auf denselben stündlichen Wetterdaten basieren und eine konsistente Energiebilanz möglich ist. Konkret wird mithilfe von normalisierten Heizgradstunden-Profilen (Schneeberger et al., 2025) aus dem Jahr 1995 die jährlichen Wärmebedarfe auf ein stündliches Profil verteilt. Abbildung 4 zeigt das stündliche Profil der Wärmepumpen für das Jahr 2035.

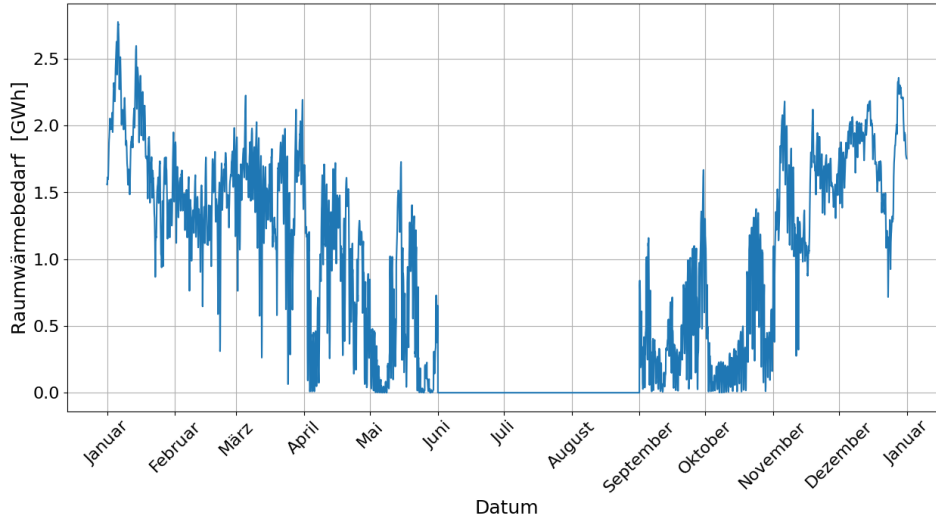


Abbildung 4: Profil des Raumwärmebedarfs von Wohn- und Dienstleistungsgebäuden mit Wärmepumpen im Jahr 2035.

Elektrizitätsbedarf von Wärmepumpen. Der Elektrizitätsbedarf von Wärmepumpen wurde anhand des Wärmebedarfs des Gebäudes abgeschätzt. Der stündliche Elektrizitätsbedarf [kWh] ergibt sich als Verhältnis des stündlichen Heizbedarfs [kWh] zur momentanen Leistungszahl ($COP = \text{Coefficient of Performance}$). Die Leistungszahlen wurden stündlich für jede Gemeinde mit nachfolgender Formel bestimmt:

$$COP = \eta \cdot \frac{T_H}{T_H - T_C}$$

wobei der Qualitätsfaktor $\eta = 0.4$ (Bernal et al., 2023) verwendet wurde. T_H ist die Vorlauftemperatur in Kelvin und T_C stellt die Quelltemperatur in Kelvin dar. Für Luft-Wärmepumpen entspricht T_C der mittleren stündlichen Umgebungstemperatur, während für Sole-Wärmepumpen ein konstanter Wert von 12°C (285,15K) verwendet wurde (Link, 2024). Die Wärmepumpenquelle konnte für jedes Gebäude aus dem GWR ermittelt werden. Die Vorlauftemperatur T_H wurde in Abhängigkeit vom Gebäudealter zugeordnet, wobei ein Mittelwert zwischen Radiator- und Bodenheizungstemperaturen angenommen wurde, da das spezifische Heizsystem unbekannt ist. Die Zuordnung erfolgte wie folgt: 35°C für Gebäude, die nach 2010 gebaut wurden, 40°C für Gebäude zwischen 2000 und 2010, 45°C für Gebäude zwischen 1990 und 2000, 55°C für Gebäude zwischen 1980 und 1990 und 65°C für Gebäude, die vor 1980 errichtet wurden (EnergieSchweiz, n.d.). Um zukünftige technologische Fortschritte zu berücksichtigen, wurden Effizienzsteigerungsfaktoren angewendet: 1.15 für Luft-Wasser-Wärmepumpen und 1.16 für Sole-Wasser-Wärmepumpen im Jahr 2035 sowie 1.33 bzw. 1.35 für das Jahr 2050 (BFE, 2022a).

Wärmepumpenleistung. Für Gebäude mit Wärmepumpen wird zudem die erforderliche Wärmepumpenleistung abgeschätzt. Diese Abschätzung basiert auf der Empfehlung des Bundesamts für Energie zur Dimensionierung von Wärmepumpen (BFE, n.d.) und erfolgt auf Grundlage des geschätzten Wärmebedarfs sowie eines angenommenen Wirkungsgrads von Ölheizungen von 88 % (BFE, 2022a).

Flexibilitäts- und Speicherpotenzials des Gebäudeparks. Zur Modellierung des Flexibilitäts- und Speicherpotentials des Gebäudeparks wurde das Auskühlungsverhalten der Gebäude simuliert. Da Änderungen der Raumtemperatur von 1 Kelvin von den meisten Bewohnern nicht wahrgenommen werden, kann dieser Temperaturbereich genutzt werden, um den Bedarf durch Ausnutzung der Gebäudeträgheit zu verschieben und die Wärmebereitstellungssysteme dynamisch zu betreiben. Aufgrund fehlender Informationen zur Bauweise der Gebäude erfolgt die Einteilung in schwere, mittlere und leichte Bauweisen basierend auf einer Analyse der GEAK-Daten anhand (Pongelli et al., 2023), die die Verteilung pro Bauperiode untersucht haben. Die Zuweisung wurde zufällig innerhalb eines Bauzeitraums vorgenommen, um die vorgegebene Verteilung beizubehalten. Gemäss der Norm SIA 380-1 (SIA, 2016) gelten folgende Richtwerte für die Wärmespeicherfähigkeit pro Energiebezugsfläche: Für leichte Bauweisen wird ein Wert von $0.1 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \text{ K})$ angegeben, für mittlere Bauweisen $0.3 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \text{ K})$ und für schwere Bauweisen $0.5 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \text{ K})$.

2.4.2 Heizsystem Verteilung und Fernwärmeadaptation

Um die zukünftig angenommene Entwicklung und den Ausbau der Heizsysteme abzubilden, wird die ursprüngliche Aufteilung der Heizenergieträger und damit der Wärmebedarfe nach Heizsystemen auf Basis des GWR angepasst. Anhand der im Szenario ZERO Basis der Energieperspektiven 2050+ (BFE, 2022a) ausgewiesenen Entwicklung des Raumwärmebedarfs nach Energieträgern für die Jahre 2025, 2035 und 2050 wird die Wärmebedarfsanteile fossiler Heizsysteme anteilmässig auf Wärmepumpen und Fernwärme umverteilt. Falls pro Gebäudekategorie nicht genügend Gebäude mit fossilem Heizsystem vorhanden sind, wird die Differenz durch Gebäude mit anderen Heizsystemen aufgefüllt. Die im Szenario ZERO Basis der EP2050+ ausgewiesenen Werte für das Jahr 2019 – 6'111.1 GWh für Fernwärme und 4'722.2 GWh für die Nutzung von Umweltwärme – liegen sehr nahe an den Angaben der Gesamtenergiestatistik 2023 (BFE, 2024b) (5'972.2 GWh bzw. 5'000.0 GWh). Mit Abweichungen von lediglich rund 2–6 % zeigen die Zahlen eine hohe Übereinstimmung, was die EP2050+-Daten als verlässliche Grundlage für Modellierungsannahmen bestätigt.

Tabelle 10: Gesamter Wärmebedarf nach Heizsystemen: basierend auf aktuellem GWR-Auszug, korrigiertem Wärmebedarf gemäss EP2050+ (ZERO Basis) sowie den modellierten Verteilungen für 2035 und 2050. Der Fernwärmebedarf entspricht dabei dem Bedarf, der mit allen verfügbaren Wärmequellen (Abwärme, Biomasse, Wärmepumpe etc.) gedeckt wird. Die Aufteilung auf die Wärmepumpen-basierten Systeme ist in Tabelle 11 und Tabelle 12: Wärmebedarfe nach Heizenergieträger, die im FEM berücksichtigt werden, und Klimazone für 2050.

dargestellt.

	GWR Eintrag (Stand 04.06.2024) mit Wetterda- ten 2023 [GWh]	Angepasst 2025 [GWh]	Modell 2035 [GWh]	Modell 2050 [GWh]
Wärmepumpe ohne Fern- wärmean- schluss	7'450.58	11'111.27	19'528.30	27'097.68
Fossile Ener- gieträger	30'296.46	26'347.18	16'485.49	446.04
Fernwärme	3'999.26	4'287.84	5'227.92	7'124.90
Andere Heizsysteme	11'185.38	11'185.38	11'058.66	7'123.95

2.4.3 Aggregation der Gebäude

Die geschätzten Raumwärmebedarfe pro Heizsystem werden anschliessend in 35 Klassen basierend auf drei zentralen Gebäudeparametern: Bauweise, Gebäudealter und Klimazone, aggregiert. Die Zu- teilung der Bauweise (leicht, mittel, schwer) ist im Abschnitt 2.4.1 beschrieben. Beim Gebäudealter wird zwischen alt, neu und Minergie differenziert. Somit werden Gebäude in die Klassen alt leicht, alt mittel, alt schwer, neu leicht, neu mittel, neu schwer und Minergie eingeteilt. Die Einteilung basiert auf den Minergie-Gebäudelisten (swisstopo, n.d.), sowie auf dem Baujahr aus dem GWR (bis 1980 = alt, ab 1981 = neu). Regionale Zuordnung erfolgt anhand der CH2018 Klimazonen (NCCS BAFU, 2023) (Jura, Mittelland, Voralpen, Alpen, Alpensüdseite) und dem geografischen Schwerpunkt der jeweili- gen Gemeinde (Abbildung 5). Die resultierenden 35 Klassen sind Kombinationen dieser Kriterien (5 Klimazonen, 7 Gebäudeklassen).

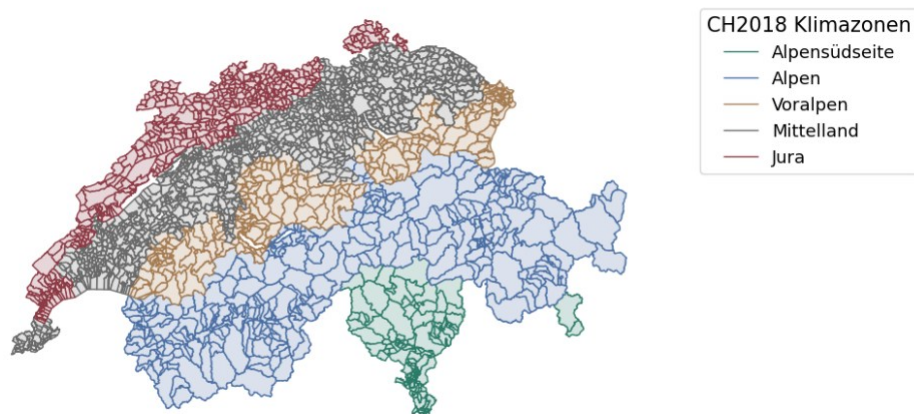


Abbildung 5: Zuordnung der Gemeinden zu den Klimazonen

2.4.4 Fernwärmesystem-Verteilung und -Entwicklung

Die Informationen zu den thermischen Netzen stammen aus dem Datensatz des Bundesamts für Energie zu Nah-, Fernwärme- und Fernkältenetzen (BFE, 2024c). Da in einigen Fällen keine Angaben zur installierten Leistung vorhanden ist, wird diese mithilfe einer im Rahmen von SWEET DecarbCH erstellten Studie zur Archetypisierung von thermischen Netzwerken (Auer et al., 2023), (Brauchli et al., 2025) ergänzt. Dafür werden zunächst die an ein Netz angeschlossenen Gebäude identifiziert. Auf Basis ihres geschätzten Raumwärmebedarfs und unter der Annahme von 2'000 Vollaststunden pro Jahr wird die Leistung der jeweiligen Netze abgeschätzt.

Kategorisierung der Fernwärmenetze. Anschliessend erfolgte eine räumliche Zuordnung der Netze zu den fünf CH2018 Klimazonen (NCCS BAFU, 2023) der Schweiz. Zudem werden die Fernwärmenetze nach ihrer Grösse klassifiziert: kleine Netze (<10 MW Leistung), mittlere Netze (10–50 MW Leistung) und grosse Netze (>50 MW Leistung). Aus der Kombination von Klimazone und Netzgrösse ergeben sich insgesamt 15 Kategorien. Da im finalen Energiesystemmodell nur Fernwärmenetze mit bestimmten Wärmequellen berücksichtigt werden, erfolgt zusätzlich eine Einteilung nach Wärmequelle. Hierbei wird zwischen zwei Gruppen unterschieden:

1. Netze mit Wärmepumpen oder Abwärme aus Kehrrechtverbrennungsanlagen (KVA)
2. Netze mit allen übrigen Wärmequellen

Insgesamt ergeben sich somit 30 Versorgungskategorien. Für jede dieser Kategorien wird der relative Anteil an der gesamten installierten Leistung berechnet. Diese Anteile dienen schliesslich dazu, den in Abschnitt 4.4.2 ausgewiesenen Wärmebedarf der Wohn- und Dienstleistungsgebäude für die Jahre 2035 und 2050 (siehe Tabelle 10), die durch ein Fernwärmenetze versorgt werden, anteilmässig auf die verschiedenen Versorgungskategorien zu verteilen.

Relevante Fernwärmenetzkategorien. Im finalen Energiesystemmodell werden ausschliesslich jene Fernwärmenetze berücksichtigt, die durch Wärmepumpen oder durch Abwärme aus Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) gespeist werden. Die entsprechenden Wärmeverbräuche dieser Netze sind in *Tabelle 11* für das Jahr 2035 und in *Tabelle 12* für das Jahr 2050 dargestellt – jeweils aufgeschlüsselt nach Netzgrösse und Klimaregion. Ergänzend enthalten die Tabellen auch jene Wärmeverbräuche, die direkt durch Wärmepumpen ohne Fernwärmeanschluss gedeckt werden und in aggregierter Form in Tabelle 10 ausgewiesen sind.

Tabelle 11: Wärmebedarfe nach Heizenergieträger, die im FEM berücksichtigt werden, und Klimazone für 2035.

2035 [GWh]	Jura	Mittelland	Voralpen	Alpen	Alpensüd- seite	Total
Wärme- pumpe ohne Fern- wärmean- schluss	2'605.97	10'862.73	2'508.13	2'689.79	861.68	19'528.30
Fernwärme Klein	45.34	206.03	32.36	30.12	5.82	319.67 (im Energie- systemmo- dell nicht be- rücksichtigt)
Fernwärme Mittel	124.37	510.66	49.27	72.97	40.90	798.17
Fernwärme gross	363.46	1'113.15	65.07	56.70	0.0	1'598.38
Fernwärme total	533.17	1'829.83	146.69	159.80	46.72	2'716.21

Tabelle 12: Wärmebedarfe nach Heizenergieträger, die im FEM berücksichtigt werden, und Klimazone für 2050.

2050 [GWh]	Jura	Mittelland	Voralpen	Alpen	Alpensüd- seite	Total
Wärme- pumpe ohne Fern- wärmean- schluss	3'786.42	15'122.58	3'341.59	3'637.40	1'209.70	27'097.69
Fernwärme Klein	61.21	278.13	43.68	40.66	7.85	431.53
Fernwärme Mittel	167.90	689.36	66.51	98.51	55.21	1'077.49
Fernwärme gross	490.65	1'502.68	87.84	76.55	0.0	2'157.72
Fernwärme total	719.75	2'470.17	198.03	215.72	63.07	3'666.74

2.4.5 Wärmeverbrauch nach Temperaturbereich in der Industrie

Für die Abschätzung des industriellen Wärmeverbrauchs wurden Daten des Bundesamts für Energie (BFE) verwendet, welche den erhobenen und teilweise hochgerechneten gesamtschweizerischen Energieverbrauch im Industrie- und Dienstleistungssektor pro Branche und Energieträger – Elektrizität, Heizöl extra-leicht, Erdgas, Kohle, Industrieabfälle, Heizöl mittel und schwer, Fernwärmebezug und Holz – enthalten (BFE, 2024d). Durch die zugehörige Zuweisung der NOGA-Codes zu den jeweiligen Branchen (BFE, 2024a) sowie statistische Auswertungen dieser Codes erfolgt die geografische Zuordnung auf Gemeindeebene und damit auf die CH2018 Klimazonen (siehe Abschnitt 2.4.3).

Relevanter Industrieverbrauch. Im finalen Energiesystemmodell fliessen ausschliesslich Industriebedarfe ein, die künftig über Fernwärmenetze gedeckt werden sollen (andere Wärmequellen sind, wie in Kapitel 2.1 beschrieben, nicht relevant für die Wärmespeicherung und werden deshalb im Modell nicht abgebildet). Berücksichtigt wird also nur jener Anteil des industriellen Wärmeverbrauchs, der entweder über bestehende Fernwärmenetze oder künftig über Netze mit industriellen Wärmepumpen bereitgestellt werden kann. Wir beschreiben in Abschnitt 2.1, weshalb die getroffenen Einschränkungen keine relevanten Auswirkungen auf die resultierenden Speicherbedarfe haben.

Es wird angenommen, dass industrielle Wärmepumpen künftig Wärme für Nieder- und Mitteltemperatur-Fernwärmenetze bereitstellen können. Zur Abschätzung des künftig durch industrielle Wärmepumpen gedeckten Wärmebedarfs wird der Anteil der bestehenden fossil betriebenen Fernwärmenetze im Temperaturbereich <100 °C bzw. 100–200 °C sowie deren Reduktionspotenzial herangezogen.

gen. Gemäss dem ZERO-Basis-Szenario der Energiestrategie 2050+ (BFE, 2022a) wird im Industriesektor eine Reduktion des Gas- und Ölverbrauchs um 30 % bis zum Jahr 2035 und um 62 % bis 2050 erwartet. Grundlage für die Aufteilung des industriellen Wärmebedarfs in Temperaturbereiche bilden branchen- und prozessorientierte Annahmen gemäß Rehfeldt et al. (2018). Für die bestehende Fernwärme wird angenommen, dass diese künftig Wärme im Bereich von 100–200 °C liefern kann.

Die zeitliche Verteilung dieser Bedarfe erfolgt anhand angenommener, normalisierter Lastprofile, die drei typischen Betriebsmodellen entsprechen: durchgängiger Betrieb, Schichtbetrieb (6–22 Uhr) sowie Bürozeiten (7–17 Uhr). Diese Profile wurden den jeweiligen Industriebranchen zugeordnet und abschliessend pro Temperaturbereich und Energieträger aggregiert.

Tabelle 13: Aufteilung der Wärmebedarfe der Industrie für 2035 nach Temperaturbereich (und Wärmebereitstellungstechnologie) und Klimazone

2035 [GWh]	Jura	Mittelland	Voralpen	Alpen	Alpensüdseite
Wärmepumpe (< 100 °C)	182.04	599.67	149.54	95.61	67.43
Wärmepumpe (100 – 200 °C)	215.29	501.80	110.86	88.53	35.60
Fernwärme (100 – 200°C)	525.523	1'136.03	230.20	180.68	80.26

Tabelle 14: Aufteilung der Wärmebedarfe der Industrie für 2050 nach Temperaturbereich (und Wärmebereitstellungstechnologie) und Klimazone

2050 [GWh]	Jura	Mittelland	Voralpen	Alpen	Alpensüdseite
Wärmepumpe (< 100 °C)	376.22	1'239.32	309.04	197.58	139.36
Wärmepumpe (100 – 200 °C)	444.94	1'037.06	229.12	182.97	73.58
Fernwärme (100 – 200°C)	525.53	1'136.03	230.20	180.68	80.26

2.4.6 Zugang der Bedarfe zu den betrachteten Speichertechnologien

Investitionskosten und Platzverfügbarkeit schränken die Adaption von Technologien für unterschiedliche Bedarfe ein. Die implementierten Zugänge sind in Tabelle 16 im Anhang dargestellt. Diese Zugänge wurden wie folgt ausgewählt. Zur Erfüllung von Mitteltemperatur-Bedarfen der Industrie (für

100 – 200 °C) können (Erdbecken-) Speicher nicht genutzt werden, da diese ein auf Wasser basierendes Speichermedium verwenden und nicht unter Druck betrieben werden. Die anderen Zuordnungsmöglichkeiten werden darüber hinaus zugelassen.

2.4.7 Abwärmepotentiale aus Seewasser, Flüssen, Abwasserreinigungsanlagen und Kehr-richtverbrennungsanlagen

Zur Modellierung zusätzlich erschliessbarer Wärmequellen aus der Umwelt (See-, Flusswasserwärmenutzung), Abwasserreinigungsanlagen und der Abwärme aus Kehrrichtverbrennungsanlagen wurden die bereitgestellten Daten des Bundes verwendet. Grundwasser würde ein erhebliches Potential darstellen (BFE, 2024e), wurde jedoch nicht als Wärmequelle berücksichtigt. Dies liegt vor allem an den hohen Anforderungen an geologische Detailinformationen sowie an regulatorischen Einschränkungen, die eine generalisierte Abbildung im Modell erschweren.

Abwärmepotential aus Kehrrichtverbrennungsanlagen. Für die Abwärme aus den Kehrrichtverbrennungsanlagen wurde das Open Dataset (BFE, 2022b) verwendet und die Abwärmebereitstellungsdaten (verfügbar in der Schicht «Heat») aus 2023 verwendet. Nach den Positionsdaten wurden die Anlagen den fünf Klimazonen zugeordnet. Da keine Optimierung für die Aufteilung der Produktion von Wärme und Elektrizität durchgeführt wurde, wurden die Produktionswerte aus 2023 verwendet. Bei der Erstellung des Stundenprofils wurde die bereitgestellte Wärmemenge durch die Jahresstundenzahl (8'760) geteilt und für jede Stunde eine konstante Bereitstellung angenommen.

Abwärmepotential aus Abwasserreinigungsanlagen. Für das Abwärmepotential von den Abwasserreinigungsanlagen wurde das Open Dataset (BFE, 2018a) verwendet. Analog zu den Daten der Kehrrichtverbrennungsanlagen wurden die Anlagen den Klimazonen zugeordnet, die Wärmepotentiale aus der Schicht «HeatSupplier» in der Spalte «HeatPotential_MWha» entnommen. Da nicht alle Anlagen gut erschlossen sind wurde davon ausgegangen, dass nur 50 % des Wärmepotentials genutzt werden kann.

Abwärmepotential aus Seewasser und Flüssen. Zur Erhebung der potenziellen Umweltwärmequellen aus Seewasser- und Flusswärmenutzung wurden die Open Datasets (BFE, 2018b) verwendet. Als Wärmepotentiale für die Seeenergie-Anschlüsse/Flusswärme wurde aus der Schicht «Lakes»/«Rivers» die Spalte «heat_extraction_gwha» verwendet. Für beide Datensets wurde für jede Klimazone bestimmt welcher Anteil an Fläche (für Seen) und an der Linie (für Flüsse) sich in der jeweiligen Klimazone befindet und die Wärmepotential nach Fläche/Länge in der entsprechenden Klimazone aufgeteilt.

2.4.8 Platzbedarf der Speichertechnologien

Um Raumbedarf zur Deckung des ermittelten Speicherbedarfs zu bestimmen, wurden die Speicherdichten (Volumen pro gespeicherter Wärme) bestimmt basierend auf der Übersicht für Erdbeckenspeicher in Lüchinger et al. HSLU (2025). Die untersuchten Speichersysteme, die zur Versorgung von Fernwärmesystemen genutzt werden, zeigten dabei eine mittlere Speicherdichte von 19.75 m³/MWh (mit einem Median von 16.42 m³/MWh und einer Standardabweichung von 7.94 m³/MWh. In den

nachfolgenden Berechnungen wird der gerundete Wert von $20 \text{ m}^3/\text{MWh}$ verwendet. Hier ist zu beachten, dass abhängig von den genutzten Speichertemperaturen respektive der Geometrie der Erdbekenspeicher dieser Faktor stark variieren kann. Ebenso beeinflusst die Geometrie des Speichers massgeblich den Flächenbedarf. In (Schmidt et al., n.d.-a) wird ein Flächen pro Volumenverhältnis von $0.1 - 0.15 \text{ m}^2/\text{m}^3$ vorgeschlagen. Als Vergleich dazu hat das Speichersystem in Hechingen mit einem Volumen von $18'000 \text{ m}^3$ einen Oberflächenbedarf von $80 \times 50 \text{ m}^2$, das heisst ein Flächen pro Volumenverhältnis von $0.22 \text{ m}^2/\text{m}^3$. Für die Berechnungen weiter unten wird von einem Wert von $0.1 \text{ m}^2/\text{m}^3$ ausgegangen.

Für Tankspeicher ist die Variation der Speicherdichten aufgrund der unterschiedlichen Speichertemperaturen noch grösser. In (Schmidt et al., n.d.-b) wird von einer Energiedichte von $60 - 180 \text{ kWh}/\text{m}^3$, was einer Speicherdichte von $5.5 - 16.7 \text{ m}^3/\text{MWh}$ entspricht. In den Berechnungen unten wird von einer Speicherdichte von $10 \text{ m}^3/\text{MWh}$ ausgegangen. Für den Flächenbedarf wird $0.4 - 0.7 \text{ m}^2/\text{m}^3$ angegeben in derselben Quelle. Unten wird ein Wert von $0.55 \text{ m}^2/\text{m}^3$ verwendet. Kosten für Wärmebereitstellungstechnologien

2.4.9 Kostenannahmen für Wärmebereitstellungstechnologien

Die Annahmen zu den Kosten für die Wärmebereitstellungstechnologien sind in Tabelle 15 dargestellt. Das Modell investiert endogen in diese Technologien zur Deckung der Wärmelast je modelliertem repräsentativen Fernwärmenetz.

Tabelle 15: Annahmen zu Wärme-Erzeugungsinvestments

	Investitionskosten (CHF/kW)	Wirkungsgrad / COP ⁵	Lebensdauer (Jahre)	Quelle
Elektro-Heizkessel	47.5	1	15	Mellot et al. (2024)
Gross-Wärmepumpen	781	4.26	20	Mellot et al. (2024)
Industrie Methan-Kessel	191	0.927	20	Mellot et al. (2024)
KWK CCGT mit CCS	1537	Strom-zu-Wärme-Verhältnis: 0.61	25	NEXUS-E (ETH ESC, 2022)

⁵ Ggf. kann der COP abweichen. Siehe Tabelle 16.

2.5 Szenarien

Für die Modellierung wurden gemeinsam mit dem Auftraggeber drei Szenarien definiert, welche in Abbildung 6 visualisiert sind. Die Szenarien basieren alle auf dem ZERO-Basis-Szenario der EP2050+ (BFE, 2021), wurden jedoch in Bezug auf einzelne Parameter angepasst.

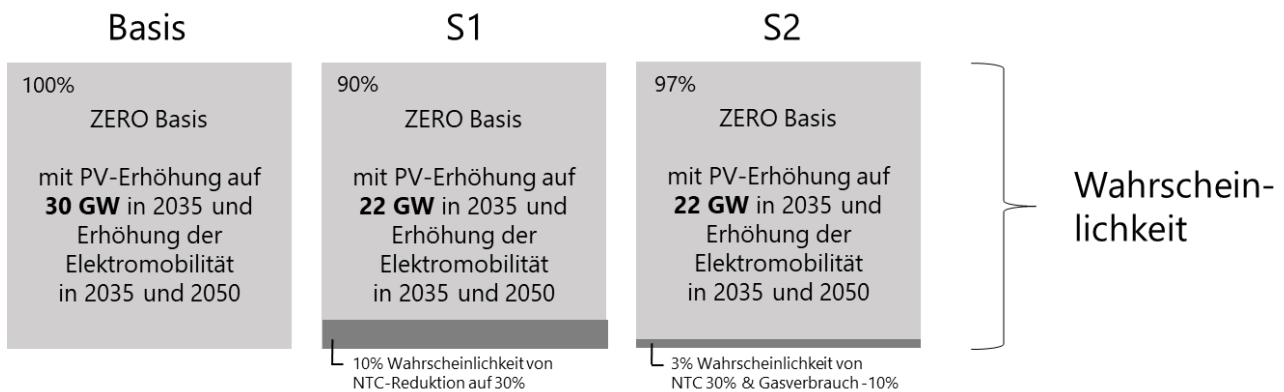


Abbildung 6: Modelliertes Basisszenario und Sensitivitäten S1 und S2

Basis. Im Basis-Szenario wurden die PV- und Elektromobilitätsannahmen aktualisiert. Die aktualisierten PV-Ausbau Annahmen sind 30.1 GW für 2035 und 35.5 GW für 2050. Diese bereits installierten Kapazitäten generieren die in Tabelle 7 dargestellte Strommenge. Zudem wurde der Stromverbrauch für die E-Mobilität für 2035 auf 8.67 TWh und für 2050 auf 17.95 TWh erhöht.

S1: Robustheit für eingeschränkten Stromhandel. Die Sensitivität S1 berücksichtigt ein Szenario mit zwei möglichen Teilszenarien, die jeweils mit einer angenommenen Eintrittswahrscheinlichkeit in die stochastische Optimierung eingehen. Die daraus abgeleiteten Investitionsentscheidungen sind zwar nicht optimal für eines der beiden Teilszenarien im isolierten Fall, stellen jedoch eine bestmögliche Lösung dar unter der Unsicherheit darüber, welches Teilszenario tatsächlich eintreten wird. Anders gesagt: Die resultierenden Investitionen erweisen sich in beiden Teilszenarien als gute Wahl – was die Lösung insgesamt robust gegenüber Unsicherheiten macht.

So nimmt das Szenario zu 90% Wahrscheinlichkeit die Basis-Szenario Welt an, wie sie zuvor beschrieben wird, allerdings mit einem reduzierten PV-Ausbau von nur 22.0 GW. Zu 10% Wahrscheinlichkeit nimmt es dieselbe Welt an, allerdings mit reduzierten Stromhandelskapazitäten (Net Transfer Capacity NTC). Diese Transferkapazitäten sind dabei auf 30% des Ursprungswertes (vgl. Tabelle 8) verringert. Durch die ungleiche Verteilung der Eintrittswahrscheinlichkeiten wird der Fokus der Resultate eher auf eine gute Performance im Falle der Basis-Szenario Welt gelegt. Mathematisch errechnet sich der zu minimierende Wert der Zielfunktion zu 90% aus der Betriebsoptimierung der Basis-Szenario Welt und zu 10% aus der Welt mit eingeschränkten NTC, jeweils für ein ganzes Jahr modelliert. Investitionskosten fließen immer zu 100% in die zu minimierende Kosten-Zielfunktion ein, denn sie fallen unabhängig davon an, welches Szenario sich materialisiert.

S2: Robustheit für eingeschränkten Strom- und Gashandel. Die Sensitivität S2 ist ebenfalls ein Szenario mit zwei Teilszenarien. So nimmt das Szenario zu 97% Wahrscheinlichkeit das erste Teilszenario an, welches eine ans Basis-Szenario angelehnte Welt ist, wie sie zuvor beschrieben wurde, allerdings ebenfalls nur mit einem PV-Ausbau von 22 GW. Zu 3% Wahrscheinlichkeit nimmt es das zweite Teilszenario an, welches reduzierte Stromhandelskapazitäten auf 30% des Ausgangs-NTC-

Wertes hat. Zusätzlich sind die Gasimporte für die im Modell abgebildete Gasnutzung (für die Strom- und Fernwärmeerzeugung), um 10% gegenüber dem Basis-Szenario reduziert.

Vergleich der Sensitivitäten. Die Sensitivität S2 unterscheidet sich von S1 also einerseits durch die geringere Schock-Eintrittswahrscheinlichkeit (nur 3% statt 10%) und andererseits durch die zusätzliche Gas-Importverringerung um 10%.

2.6 Ergebnisse

Im Folgenden diskutieren wir zuerst die Ergebnisse des Energiesystemmodells (Sektoren Strom und Wärme) für das Zieljahr 2035 und anschliessend die Ergebnisse für das Zieljahr 2050. Die Ergebnisse sind so zu verstehen, dass mit dem verwendeten techno-ökonomischen Modell Investitionen in Speichertechnologien vorgeschlagen werden, welche für das gesamte Strom- und Wärmesystem mit den getroffenen Annahmen optimal sind. Die Speicherbedarfe können sich bei anderen Annahmen sowie Szenarien ändern und bei anderen Preisentwicklungen durch andere vergleichbare Technologien gedeckt werden. Bei den Ergebnissen wurde vorausgesetzt, dass sich die Schweiz gemäss EP2050+ (BFE 2021) entwickelt, mit den in den vorigen Abschnitten genannten Anpassungen. Dies fordert einen grossen Ausbau von PV-Anlagen, Windkraftanlagen, Pump- und Speicherkraftwerke sowie hohe Flexibilitätsnutzung bei Wärmepumpen und dem Laden von Elektrofahrzeugen. Im ganzen Verkehrssektor und Wärmebereich ist eine vollständige Dekarbonisierung bis 2050 (Netto-Null) das Ziel. Dies bedeutet einen enormen Ausbau von Wärmepumpen und Elektrifizierung des Verkehrs. Auf Grundlage dieser Annahmen kommt das Modell auf die folgenden Ergebnisse.

2.6.1 Speicherbedarfe für 2035

Das Modell errechnet für die gegebenen Szenarien die ökonomisch optimalen Speicher-Investitionen sowie, falls relevant, zusätzliche Stromerzeugungsanlagen. Neue Erzeugungsanlagen (über die als gegeben angenommenen hinaus) waren jedoch für keines der Hauptszenarien nötig, sodass nur Speicherinvestitionen resultierten. Die Ergebnisse für das Zieljahr 2035 sind in Abbildung 7 dargestellt.

Basisszenario. Im Basisszenario für das Zieljahr 2035 ist im Modell ein signifikanter Zubau von Batterien und Wärmespeichern (Tank- und Erdbeckenspeicher) ökonomisch optimal (rote Balken in Abbildung 3). Dabei stechen Batterien durch ihre hohe Leistung (GW) und Erdbeckenspeicher durch ihre hohe Speicherkapazität (GWh) heraus, die ca. 15 % des Wärmebedarfs entspricht, der durch Speicher adressiert werden kann. Wasserstoff- und Gasspeicher sind in der Schweiz nicht kosteneffizient für die modellierten Szenarien. Im Modell sind für die modellierten Szenarien keine zusätzlichen Stromerzeugungs-Investitionen (PV, Wind, Gas, WKK) über die bereits angenommenen Kapazitäten hinaus optimal.

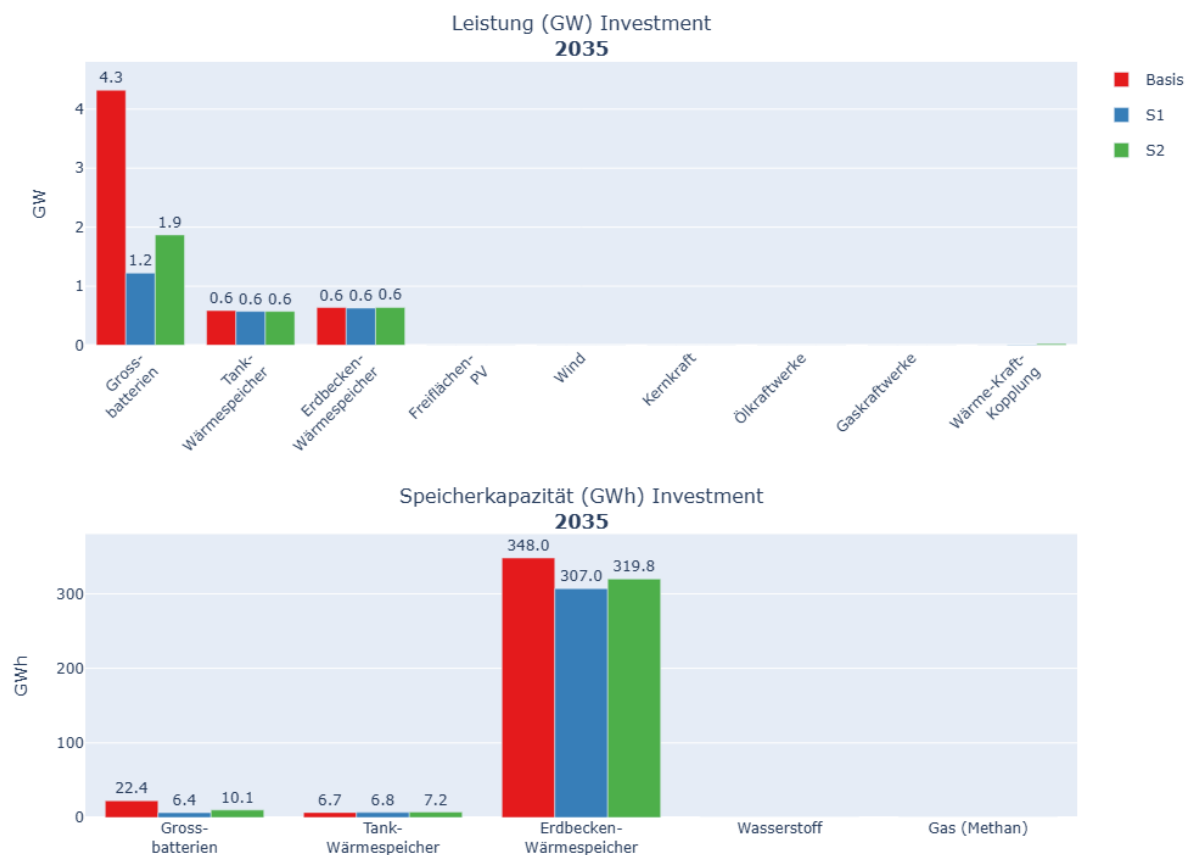


Abbildung 7: Speicherbedarfe für das Jahr 2035 und (keine) zusätzliche Erzeugungsinvestitionen

Batterien. Bei Batterien zeigt sich das typische Muster kurzfristiger Speicher mit hohen Leistungswerten (4.3 GW), jedoch kleinen Speicherkapazitäten (ca. 22 GWh). Dies folgt ihrer Kostenstruktur, denn sie haben ihren relativen Kostenvorteil bei der Leistung, sind dagegen relativ teuer in Bezug auf ihre Speicherkapazität. Sie werden im Modell zum Ausgleich innertäglicher und wöchentlicher Schwankungen verwendet (vgl. Abschnitt 2.6.2). Der sehr hohe Ausbau an Batterien hängt auch mit der Annahme des sehr starken PV-Ausbaus im Basisszenario zusammen (30 GW), denn Batterien und PV sind komplementäre Technologien. In den Szenarien S1 und S2, die wir unten ausführlicher darstellen, ist der Batterie-Ausbau auch deshalb geringer, weil dort nur ein PV-Ausbau von 22 GW angenommen wurde.

Wärmespeicher. Beide hier berücksichtigten Arten von Wärmespeichern, Tank- und Erdbeckenwärmespeicher werden im Modell mit einer optimalen Leistung von ca. 0.6 GW zugebaut, was 75 % der Maximalleistung für Wärme, die Zugang zu Speichertechnologien entspricht. Tank-Wärmespeicher sind jedoch, ähnlich wie Batterien, mit eher kleiner Speicherkapazität (ca. 7 GWh im Basisszenario) optimal. Das entspricht einer Zeit von ca. 12 Stunden für eine vollständige Entleerung, sodass sie auch vor allem zum innertäglichen und innerwöchentlichen Ausgleich zum Einsatz kommen. Erdbeckenwärmespeicher hingegen folgen eher einem saisonalen Muster und werden vom Modell aufgrund ihrer Kostenstruktur mit hohen Speicherkapazitäten (ca. 348 GWh im Basisszenario, was 15% Wärmenachfrage der Fernwärmenetze entspricht) und relativ geringer Leistung zugebaut. Das entspricht

einer Zeit von ca. 24 Tagen für eine vollständige Entleerung. Durch die Kostenstruktur werden die Speicher dabei vor allem für die Überdeckung der Hochpreisphasen (v.a. Dunkelphasen) im Winter genutzt und nicht als flächendeckende saisonale Speicher.

Rolle von Batterien. Der signifikante Zubau von Batterien unterstreicht, dass Grossbatterien künftig eine wichtige Rolle im Energiesystem der Schweiz spielen können. Der massive Preisverfall von Grossbatterien (vgl. Abschnitt 2.2) spiegelt sich somit im Modellergebnis wider. Batterien profitieren in einem künftigen Energiesystem von den Preisunterschieden zwischen Stunden mit viel und solchen mit wenig erneuerbarer Erzeugung, die künftig zunehmen werden. Batterien selbst haben jedoch wiederum einen dämpfenden Effekt auf die Preisvolatilität, sie sorgen also in der Tendenz zu einer flacheren Preiskurve.

Sensitivitäten. Die Ergebnisse der Sensitivitäten sind in Bezug auf Wärmespeicher und in Bezug auf die Nichtrentabilität von Gas- und Wasserstoffspeicherung sehr ähnlich zu denen des Basisszenarios. Die einzige Ausnahme sind Batterien, die in den Sensitivitäten zwar weiterhin stark, jedoch deutlich verringert zugebaut werden.

Batterien profitieren von Aussenhandel. Der Zubau an Batterien ist also im Basisszenario, in dem der Stromaussenhandel in vollem Umfang möglich ist, deutlich höher als in den Sensitivitäten, in denen die Stromhandelskapazitäten (NTCs) mit unterschiedlichen Wahrscheinlichkeiten auf 30% reduziert wurden (für S1 mit einer Wahrscheinlichkeit von 10%, für S2 mit einer Wahrscheinlichkeit von 3%). Der Grund dafür ist, dass Batterien in der Schweiz profitabler sind, wenn (a) viel PV ausgebaut ist (wie es im Basis-Szenario mit ca. 30 GW der Fall ist) und (b) sie voll vom europäischen Aussenhandel profitieren können, was ebenso im Basis-Szenario der Fall ist. Denn mit ihrer flexiblen Wasserkraft-Erzeugungsstruktur ist die Schweiz ohnehin bereits ein Lieferant von innertäglicher Flexibilität und das restliche Europa ein Nachfrager davon. Je mehr diese Systeme getrennt sind, desto höher ist die Preisvolatilität im restlichen Europa und desto flacher die Preiskurve in der Schweiz. Je besser diese Systeme verbunden sind, desto profitabler ist daher der Betrieb von flexiblen Speicherkraftwerken in der Schweiz, wozu Batterien auch zu zählen sind. Dadurch ergibt sich das auf den ersten Blick paradoxe Resultat, dass mit verringertem Aussenhandel weniger Batterien in der Schweiz rentabel sind. In einer Extra-Rechnung haben wir diesen Effekt (dass eingeschränkter Aussenhandel zu weniger Batteriezubau führt) zudem auch isoliert von der PV-Anpassung reproduzieren können. Ein ähnlicher Trend zeigt sich bei den Erdbeckenspeichern (Langzeitspeichern). Bei Tankspeichern zeigt sich vor allem ein stärkerer Ausbau in S2 aufgrund der dort verringerten Gasverfügbarkeit, sodass Tankspeicher genutzt werden, um mit weniger Gas für Wärmespitzenlasten auszukommen.

Keine Wasserstoff- und Gasspeicher. Wasserstoff- und Gasspeicher sind im Modell für die Schweiz nicht ökonomisch effizient. Denn sie sind in den Szenarien nicht notwendig, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die sich ergebenden saisonalen Preisunterschiede reichen nicht aus, um die Investitionen in diese Speicher zu refinanzieren. Auch in Szenarien mit Robustheit für Situationen ganz ohne Aussenhandel, die wir zur Verifizierung der Resultate zusätzlich gerechnet haben, hat sich bestätigt, dass Gas- und Wasserstoffspeicher unter den getroffenen Annahmen für die Schweiz nicht kosteneffizient sind (siehe Exkurs zu Robustheit für Autarkie-Szenario in Abschnitt 2.6.4). In den modellierten Hauptszenarien ist die Schweiz zudem sehr gut in den europäischen Strommarkt integriert, sodass selbst bei einer Verringerung der Stromhandelskapazitäten auf 30%

des normalen Niveaus (in den Szenarien S1 und S2) und auch bei gleichzeitiger Reduktion der Gasimporte um 10% (im Szenario S2) ausreichend Energieimporte (v.a. Strom) möglich sind, um das saisonale Energiedefizit der Schweiz im Winter auszugleichen.

2.6.2 Speicherbedarfe für 2050

Auch für das Zieljahr 2050 haben wir den optimalen Speicherzubau analysiert. Das Modell resultierte auch für 2050 für alle Hauptszenarien in keinen zusätzlichen Erzeugungsanlagen (Erneuerbare oder thermische Kraftwerke). Die Ergebnisse der Speicherbedarfe sind in Abbildung 8 dargestellt. Sie bewegen sich insgesamt auf einem ähnlichen Niveau wie die Ergebnisse für das Zieljahr 2035. Auch für das Zieljahr 2050 werden Batterien und Wärmespeicher zugebaut, und weiterhin keine Wasserstoff- und Gasspeicher. Im Modell sind für die modellierten Szenarien auch für 2050 keine zusätzlichen Stromerzeugungs-Investitionen über die bereits angenommenen Kapazitäten hinaus optimal.



Abbildung 8: Speicherbedarfe für das Jahr 2050

Batterien. Der Zubau von Batterien im Basisszenario ist für das Zieljahr 2050 mit 3.1 GW unterhalb des Resultats für 2035 (4.3 GW), jedoch weiterhin in der gleichen Grössenordnung. Der leichte Rückgang des Bedarfs an Kurzzeitspeicherung hängt auch damit zusammen, dass in den angenommenen Szenarien für die Nachbarländer laut ENTSO-E-Annahmen hohe Elektrolyseur-Leistungen installiert sind, die tendenziell für flachere Preise sorgen und eine Konkurrenz für Kurzfristspeicher wie Batterien darstellen. Ob diese Annahmen so in der Realität in 2050 eintreten, ist – wie alle längerfristigen Annahmen – mit Unsicherheiten behaftet.

Betrieb von Batterien. Der Betrieb von Grossbatterien wird beispielhaft in Abbildung 9 deutlich. Die Abbildung zeigt Stromerzeugung und -verbrauch – einschliesslich des Betriebs von Batterien – im Modell in der Schweiz während einer beispielhaften Woche im Basisszenario für das Jahr 2050. In der Abbildung wird deutlich, dass Batteriespeicher überwiegend in täglichen Zyklen verwendet werden – sie laden meist um die Mittagszeit, wenn die PV-Erzeugung hoch ist, und entladen in den Abend- und Nachtstunden. Batterien, mit ihrer relativ grossen Leistung und geringer Speicherkapazität sind für dieses Betriebsmuster gut geeignet. Es unterstreicht auch die komplementäre Beziehung zwischen PV und Batteriespeichern im Schweizer Energiesystem. Gleichzeitig konkurrieren Batterien direkt mit Pumpspeicherkraftwerken (PSP) sowohl auf der Verbrauchs- als auch auf der Erzeugungsseite: Häufig erfolgt das Laden parallel zum Pumpbetrieb der PSP (Wasser wird in die Speicherbecken gepumpt). Die Entladung der beiden Technologien überschneidet sich jedoch nicht vollständig, da PSP aufgrund ihrer relativ grösseren Energiespeicherkapazität auch über längere Zeiträume hinweg betrieben werden können und zudem eine geringere Effizienz aufweisen. Darüber hinaus stehen Batterien im Wettbewerb mit der Flexibilität des Stromverbrauchs, insbesondere durch Elektrofahrzeuge (EV) und Wärmepumpen, da alle diese Verbraucher versuchen, ihren Strombedarf in preisgünstige Stunden zu verlagern. Schliesslich konkurrieren Batterien auch um Einnahmen aus dem Export – in dieser Woche laden sie nahezu ausschliesslich in Stunden mit niedrigen Preisen, wenn die Schweiz Strom importiert, und speisen in Stunden mit hohen Preisen aus, die mit dem Export verbunden sind. Dies verdeutlicht die Bedeutung des Stromhandels für die Wirtschaftlichkeit von Batterien.

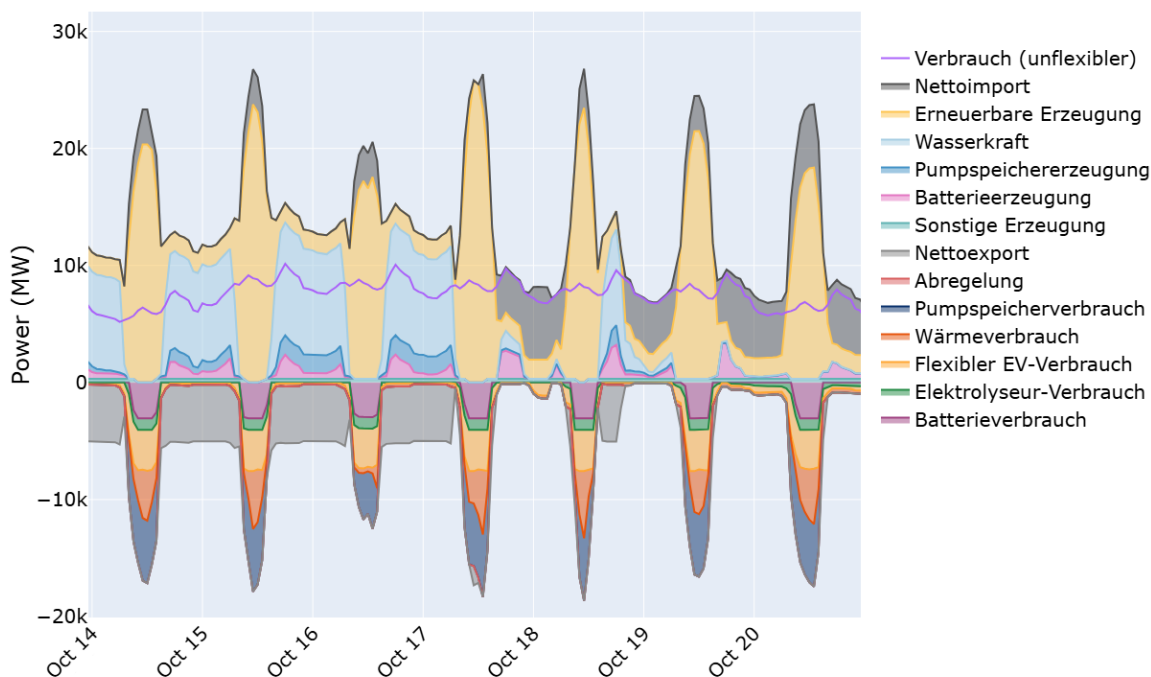


Abbildung 9: Stromezeugung und -verbrauch einer Herbstwoche im Szenario-Jahr 2050

Wärmespeicher. Der optimale Zubau an Wärmespeichern ist insgesamt für 2050 sehr ähnlich wie für 2035. Die Leistungen von Tank-Wärmespeichern gehen, vergleichbar mit dem Rückgang bei Batterien, auch hier leicht zurück, dagegen steigt die Leistung bei Erdbeckenwärmespeichern auf 0.9 GW leicht an, wobei die Speicherkapazität weiterhin um ca. 340 GWh optimal ist. Insgesamt bewegen sich all diese Veränderungen aber in einem sehr kleinen Bereich, und sind, insbesondere aufgrund der

oben im Absatz zu Batterien genannten ambitionierten TYNDP-Annahmen zu Elektrolyse in Europa, die den Effekt haben Preise zu glätten, mit Vorsicht zu betrachten. Die Kernaussage an dieser Stelle ist also eher, dass in den beiden Zieljahren kein grundsätzlich anderer Ausbau angezeigt ist, sondern die Resultate über die Zieljahre hinweg konsistent sind.

Sensitivitäten. Die Sensitivitäten haben kaum Einfluss auf die optimalen Investments. Dies liegt vor allem daran, dass für 2050 in allen Szenarien der gleiche PV-Ausbau angenommen wurde, und sich nur die Möglichkeit zum Stromaussehenhandel und zum Gasimport zwischen den Szenarien unterscheidet, jedoch nicht in kritischem Umfang. Die somit ähnlicheren Szenarien führen daher auch zu ähnlicheren Resultaten, als es in der Modellierung für 2035 der Fall war. Weiterhin ist jedoch in kleinem Umfang der Trend zu erkennen, dass mit reduzierten Aussenhandelsmöglichkeiten der Batterie-Zubau zurück geht. Hier wird einmal mehr deutlich, dass Kurzzeitstromspeicherung insbesondere bei hohen Aussenhandelskapazitäten in der Schweiz attraktiv ist, mit einer stärker abgeschotteten Schweiz jedoch an Attraktivität verliert, da der inländische Schweizer Markt für sich genommen bereits mit Speicherkapazität durch die Wasserkraft gesättigt ist.

2.6.3 Exkurs: Winterimporte

Hauptszenarien. Wir haben die modellierten Szenarien in Bezug auf die resultierenden Netto-Stromimporte je Halbjahr (Sommer, Winter) analysiert. Abbildung 10 zeigt die saisonalen Nettoimporte und -exporte der Schweiz für die Hauptszenarien für die Zieljahre 2035 und 2050. Im Basisszenario bleiben die Schweizer Nettoimporte im Jahr 2035 unter dem Richtwert von 5 TWh, während sie im Jahr 2050 diesen Wert überschreiten.

Sensitivitäten. Die Sensitivitäten haben jeweils in sich zwei Szenarien, die „normale“ Welt und den „Schock“-Zustand, also das jeweils herausforderndere Setting, mit ihren jeweiligen Wahrscheinlichkeiten, die in Abschnitt 2.5 beschrieben sind. In den Sensitivitäten S1 und S2, die jeweils zwei Sub-szenarien aufweisen, zeigt sich, dass die Nettoimporte in Normaljahren zwar ähnlich hoch ausfallen wie im Basisszenario, in sogenannten Schockjahren jedoch deutlich geringer sind. Interessanterweise sinken sie im Schockjahr 2035 sogar unter die 5-TWh-Grenze. Dieser reduzierte Import deutet darauf hin, dass Investitionen, welche die Versorgungssicherheit in Schockjahren gewährleisten, in Normaljahren ökonomisch anders eingesetzt werden können. Anders gesagt ermöglicht der im Szenario vorhandene Kraftwerkspark der Schweiz in kritischen Wintern (entweder freiwillig oder notgedrungen) weniger Strom zu importieren, während sie in typischen Jahren dennoch von höherem Stromhandel profitieren kann.

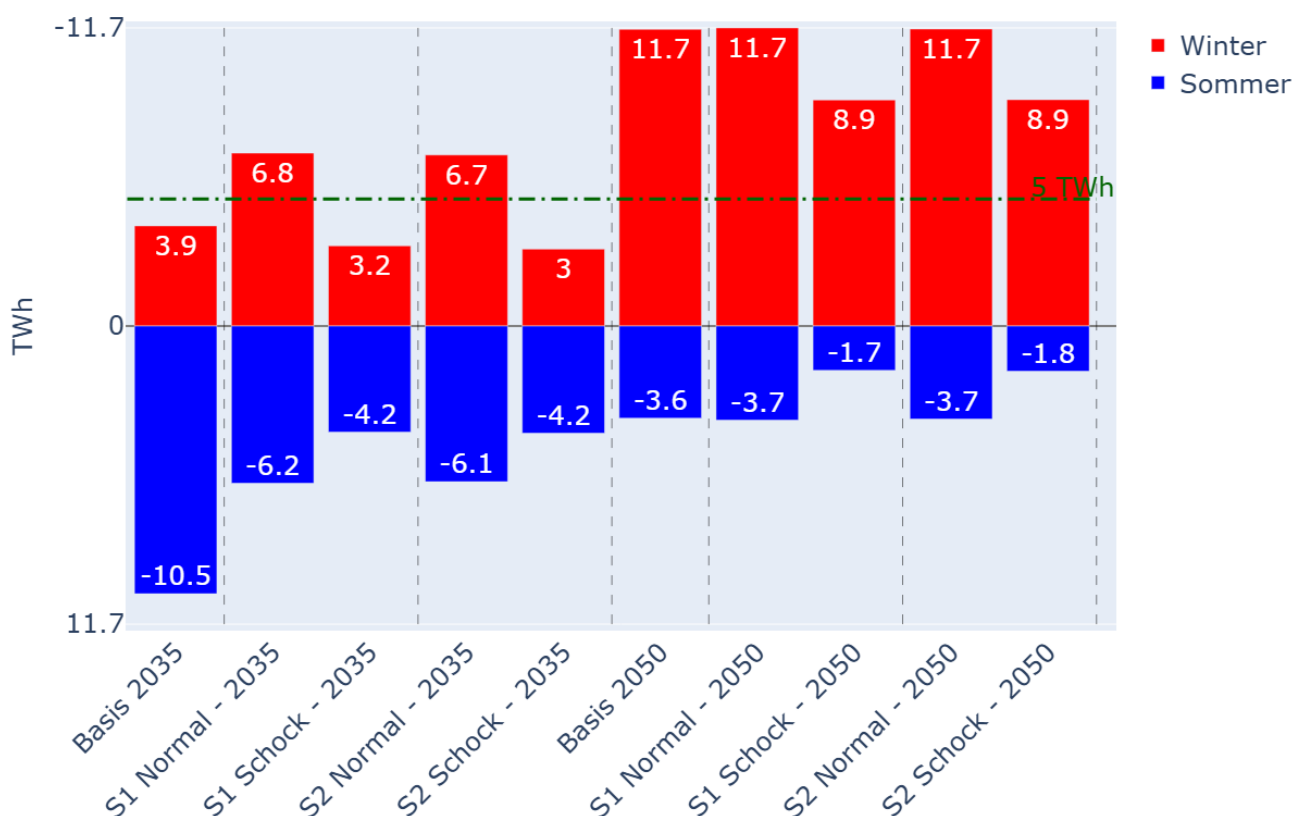
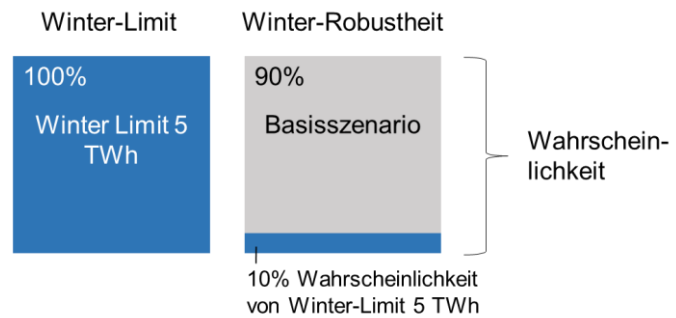


Abbildung 11 Saisonale Netto-Stromimporte der Schweiz für 2035 und 2050 (negative Werte entsprechen Exporten)

Zusatz-Szenarien Winterimport. Da die Szenarien S1 und S2 nicht explizit entwickelt wurden, um das Winterlimit zu berücksichtigen, haben wir zwei zusätzliche Szenarien (**Winter-Limit** und **Winter-Robustheit**) für das Jahr 2050 eingeführt. Die neuen Szenarien werden grafisch in Abbildung 12 dargestellt.



Winter-Limit. Das Winter-Limit-Szenario wurde so modelliert, dass die Schweiz immer das Winter-Limit von 5 TWh einhalten muss. Ein im Modell durch eine Nebenbedingung forciertes Winterlimit auf Nettoimporte kann man sich in der Realität am ehesten als einen Zertifikatmarkt für Stromimporte vorstellen: Für jede importierte Stromeinheit muss ein Zertifikat erworben werden, während für exportierte Stromeinheiten Zertifikate gutgeschrieben werden, die einen Marktwert besitzen. Ein solcher Zertifikat-basierter Mechanismus würde zwar in der Realität zur Erreichung des 5-TWh-Nettoimportziels nicht umgesetzt werden, kann jedoch im Modell eine sinnvolle Näherung an ein System sein, das die Nebenbedingung möglichst ökonomisch einhält.

Abbildung 12: Zusatz-Szenarien zur Analyse des Winterimports

Winter-Robustheit. Das Winter-Robustheit-Szenario wurde so modelliert, dass in 90% der Jahre normale Handelsbedingungen gelten, während in 10% der Jahre eine harte Grenze von maximal 5 TWh Nettoimport im Winter gilt, ähnlich dem Szenario aus Winter-Limit (s.o.). Dieses Szenario eignet sich gut dazu, zu untersuchen, ob die Schweiz gleichzeitig eine grössere Unabhängigkeit von Importen („wenn es darauf ankommt“) erreichen und in normalen Jahren von optimalen Handelsbedingungen profitieren kann.

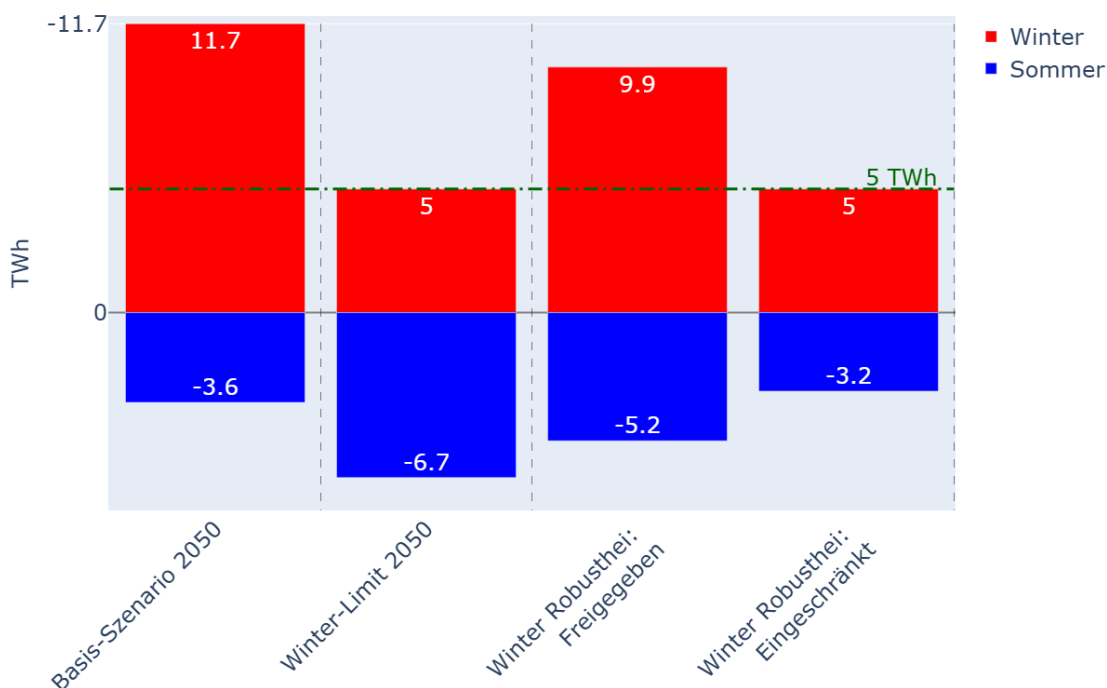


Abbildung 13 Nettoimportprofile der Schweiz für das Jahr 2050 in den Zusatz-Szenarien zur Analyse des Winterimports

Ergebnisse der Zusatz-Szenarien. Die resultierenden Nettoimporte für das Jahr 2050 sind in Abbildung 13 dargestellt; der entsprechende Erzeugungsmix in Abbildung 14. Trotz der Begrenzung auf 5 TWh Nettoimport im Winter in den eingeschränkten Jahren, zeigt Abbildung 13, dass das Winter-Robustheit Szenario in freigegebenen (normalen) Jahren wirtschaftlich optimal höhere Nettoimporte von etwa 10 TWh wählt. Zur Erreichung dieser Flexibilität erfordert das Winter-Robustheit-Szenario höhere Kapazitäten an Batteriespeichern und Freiflächen-PV im Vergleich zum Basisszenario (Batteriespeicher: etwa 4.4 GW gegenüber 3.1 GW im Basisszenario; extra PV: etwa 2.9 GW gegenüber keiner zusätzlichen PV-Kapazität im Basisszenario). Allerdings liegen diese notwendigen Kapazitäten immer noch deutlich unter jenen eines Szenarios, in welchem die Importgrenze von 5 TWh jedes Jahr eingehalten werden muss (in diesem Fall wären etwa 6.5 GW Batteriespeicher und rund 7.8 GW extra PV-Kapazität erforderlich, die zusätzlich zu den installierten 35.5 GW PV gebaut werden müssten).

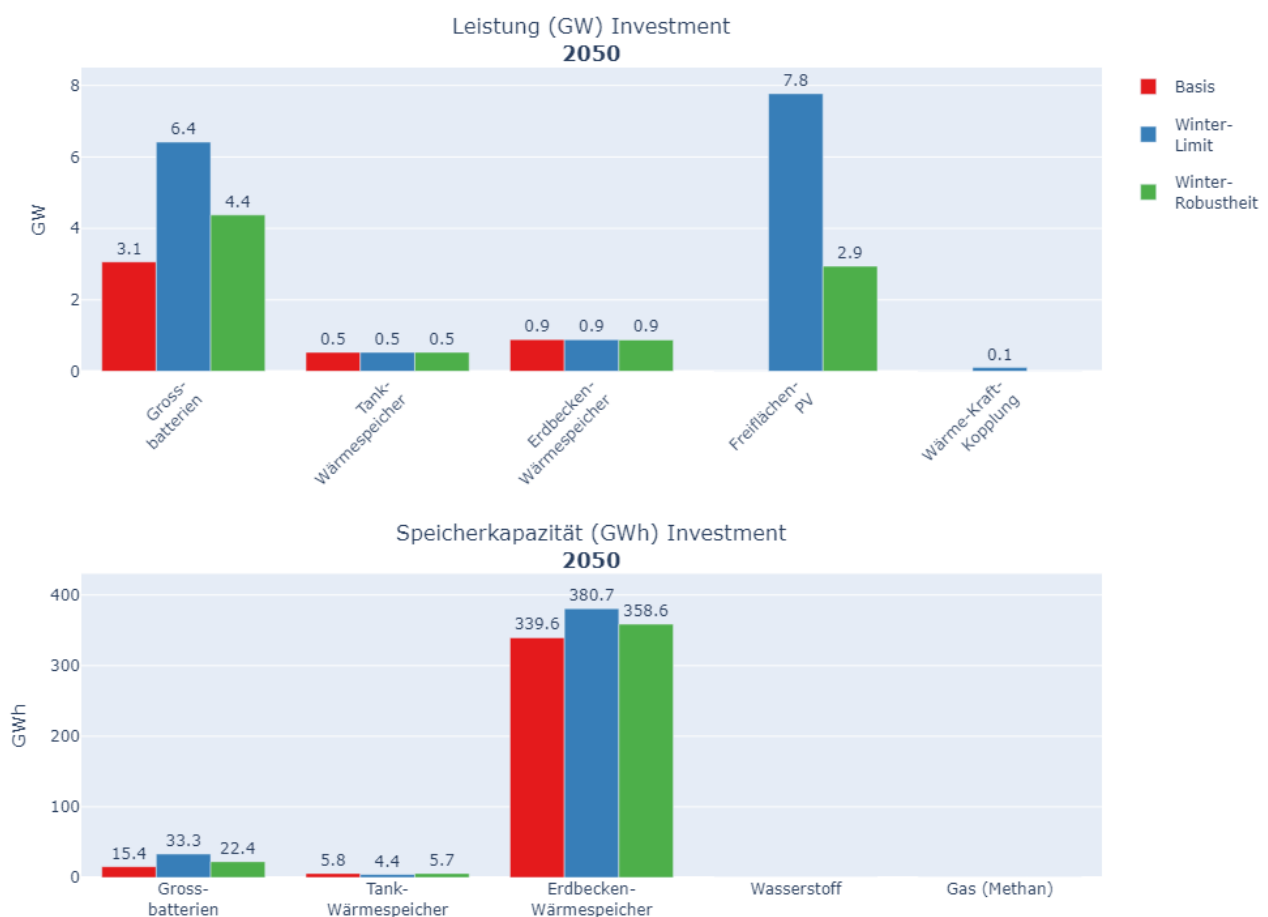


Abbildung 14 Erzeugungsmixe der Schweiz im Jahr 2050 in Szenarien zur Analyse des Winterimports.

Erzeugungsmix Winter-Robustheit. Um besser zu verstehen, wie die Schweiz im Winter-Robustheit-Szenario die Winter-Importlücke schliesst, vergleichen wir die winterlichen Stromerzeugungs- und Verbrauchsmuster der verschiedenen Szenarien. Verglichen mit dem Basisszenario liefert die zusätzlich installierte Photovoltaik-Kapazität im Winter-Robustheit Szenario etwa 1.5 TWh zusätzliche

Stromproduktion im Winter. Zudem erhöht sich im Winter-Robustheit Szenario in den Jahren mit geltender Importbeschränkung die Stromerzeugung aus inländischer Biomasse im Winter um etwa 2.1 TWh. Obwohl die Stromerzeugung aus Biomasse relativ teuer und daher unter normalen Bedingungen nicht optimal ist (vgl. 2.3.1), wird sie bei strengen Importgrenzen wirtschaftlich sinnvoll. Zusätzlich wird der Elektrizitätsverbrauch von Elektrolyseuren (die gemäss EP2050+ zur Wasserstoffherstellung für unterschiedliche Zwecke benötigt werden) in diesen kritischen Wintern vermehrt in die Sommermonate verschoben, was den winterlichen Stromverbrauch der Elektrolyseure um rund 1 TWh reduziert. Darüber hinaus werden Speichertechnologien mit Umwandlungsverlusten in diesen eingeschränkten Wintern weniger intensiv genutzt, um Energieverluste zu minimieren: Konkret verringert sich der Stromverbrauch für Pumpspeicherwerke um etwa 1.9 TWh und für Batteriespeicher um rund 0.3 TWh verglichen mit normalen Jahren im Winter-Robustheit-Szenario.

Importe ungleich Abhängigkeit. Es ist wichtig festzuhalten, dass zwischen der wirtschaftlich motivierten Nutzung physischer Stromimporte und der Importabhängigkeit unterschieden werden muss. Anders ausgedrückt besteht ein Unterschied zwischen der Strommenge, die in einem typischen Jahr aufgrund ökonomischer Vorteile importiert wird, und jener Menge, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zwingend benötigt wird. Die zuvor genannten Anpassungen – beispielsweise der Verzicht auf Arbitrage-Möglichkeiten bei Speichertechnologien – sind unter normalen Marktbedingungen ökonomisch suboptimal. Deshalb vermeidet die Schweiz im Modell solche Massnahmen in typischen Jahren ohne strikte Importbeschränkungen; stattdessen nutzt sie in diesen Fällen bevorzugt die wirtschaftlichen Vorteile aus dem grenzüberschreitenden Stromhandel. Sobald jedoch eine Importrestriktion greift, können sie eingesetzt werden. Ein solches Winter-Robustheits-Szenario kommt daher mit deutlich geringeren Investitionen aus als das Winter-Limit-Szenario, das diese Restriktion in jedem Jahr einhalten muss.

2.6.4 Exkurs: Robustheit für Autarkie-Szenario

Autarkie-Robustheit. In einem Exkurs-Szenario (Abbildung 15) haben wir zusätzlich ein Energiesystem modelliert, das robust gegen eine 3%-wahrscheinliche Energie-Autarkie ist (in der ganzjährig kein Stromhandel möglich ist und zudem kein Gas für Strom- und Fernwärme bereitsteht). Für die restlichen 97% Wahrscheinlichkeit wird mit einem Basis-Szenario (mit 22 GW PV) gerechnet. Die resultierenden Investments sind also auf Basis des angenommenen Systems optimal, um gleichzeitig für beide Situationen zu planen (normale und Autarkie-Situation), unter Einbeziehung ihrer jeweiligen angenommenen Wahrscheinlichkeiten.

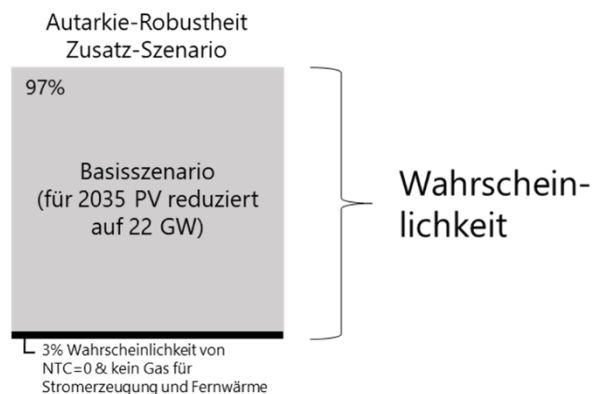


Abbildung 15: Zusatz-Szenario zur Analyse Autarkie Robustheit

Resultate. In Abbildung 16 sind die optimalen Investments für eine Autarkie-Robustheit abgebildet. Für dieses Exkurs-Szenario resultierte das Modell sowohl in Investitionen in Speicher als auch in Erzeugungsanlagen. Das unterstreicht, dass es wichtig ist, dem Modell beide Optionen zur Verfügung zu stellen, damit es eine optimale Balance der unterschiedlichen Lösungsarten (Speicher, Erzeugung) berechnen kann. Im Folgenden gehen wir zuerst auf Speicher-Investments und dann auf Erzeugungs-Investments ein.

Batterien. Auch in diesem Exkurs-Szenario sind Batterien eine der zentralen Speicher-seitigen Lösungen. Mit 3.8 GW für 2035 und 5 GW für 2050 sind deutlich mehr Batteriespeicher als in den anderen Sensitivitäten optimal. Der leicht geringere Batterie-Zubau im Vergleich zum Basis-Szenario in 2035 liegt darin begründet, dass dem Exkurs-Szenario (wie den Sensitivitäten S1 und S2) nur 22 GW PV als Annahme (+4.1 GW endogen investiert) zugrunde liegt, während dem Basis-Szenario 30 GW PV zugrunde liegt, und Batterien komplementär zu PV sind. Der Vergleich mit den anderen Sensitivitäten (S1, S2, siehe Abschnitt 2.6.1) ist daher treffender.

Keine gasförmigen Speicher. Auch in diesem Exkurs-Szenario ist der Zubau von gasförmigen Speichern (Methan und/oder Wasserstoff) in der Schweiz nicht optimal. Selbst in einem vollständigen Autarkie-Szenario mit angenommener Wahrscheinlichkeit von 100% (das wir zum Testen der Modellgrenzen berechnet haben, aber dessen Ergebnisse wir hier aufgrund der unrealistischen Annahme nicht näher darstellen) bleibt dieses Resultat stabil.

Erneuerbare. Insbesondere ein starker Ausbau von Freiflächen-PV (im Bereich 4 bis 5 GW) über das jeweils als gegeben angenommene Mass hinaus ist für beide Zieljahre in diesem Exkurs-Szenario optimal, sowie im 2050-Szenario darüber hinaus ein zusätzlicher Zubau von 1.8 GW Windkraft. Wohl gemerkt gelten die PV-Zahlen für Freiflächen-PV und sind nicht anwendbar auf PV auf privaten Hausdächern, denn dies ist deutlich teurer und gegenüber anderen Stromerzeugungsformen aus Systemsicht häufig nicht konkurrenzfähig, selbst wenn es privatwirtschaftlich zur Eigenverbrauchsmaximierung zum Teil Sinn ergibt, da Netzentgelte und Abgaben gespart werden können, was wiederum die Netzentgelte für die verbleibenden Netznutzer ohne PV-Nutzung erhöht. Aus Sicht des Modells sind jedoch grosse Erneuerbaren-Anlagen (Freifläche und Wind) für eine robuste Planung effizient und aus dem Grund eine sinnvolle Option, da sie sowohl im Autarkie-Krisenfall helfen als auch in normalen Jahren einen Refinanzierungsbeitrag erwirtschaften. Aufgrund ihrer beschränkten zeitlichen

Verfügbarkeit im Jahresverlauf verbleibt jedoch in Krisenjahren eine von anderen Technologien zu füllende Lücke.

Keine Kernkraft. Auch im Exkurs-Szenario (Autarkie-Robustheit) hat das Modell nicht in Kernkraft investiert. Aufgrund der Kostenstruktur der Kernkraft (sehr hohe Fixkosten, tiefe variable Kosten) sind Kernkraftwerke darauf angewiesen, relativ konstant ganzjährig Strom zu erzeugen. In einem europäischen Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien ist jedoch in vielen Stunden ein Überangebot an Strom aus erneuerbaren Energien vorhanden, sodass für Kernkraftwerke potenziell nur die verbleibenden Stunden zur Refinanzierung bleiben. In einem europäischen Strommarkt rechnen sich daher die hohen Investitionskosten für Kernkraft nicht. Auch zur Krisenvorsorge sind sie nicht optimal, denn für diese Zwecke sind Technologien mit tieferen Investitionskosten ökonomischer.

Ölkraftwerk zur Krisenvorsorge. Interessant ist zudem, dass ein mit Heizöl befeuertes Kraftwerk zur Krisenvorsorge in diesem Exkurs-Szenario (mit 3% Autarkie-Wahrscheinlichkeit) optimal ist. Denn Ölkraftwerke sind verglichen mit anderen Stromerzeugungstechnologien wie Kernkraft oder Erneuerbaren günstig zu bauen, jedoch teuer im Betrieb, insbesondere bei den sehr hohen CO₂-Preisen die für 2050 angenommen wurden (im Bereich von Negativemissionstechnologien, die in einer Netto-Null-Welt nötig sind; siehe Abschnitt 2.3.1 zu Kosten-Annahmen). Zu beachten ist dabei, dass im Modell der Import von Öl auch im Krisenfall als möglich angenommen wurde, sodass das Modell keinen Grund hat, Speicher für den Brennstoff zuzubauen. Da die Energiemenge, die mit diesen Kraftwerken im Modell erzeugt wird, jedoch überschaubar ist (2.1 TWh elektrisch in 2050 im Krisenfall des Exkurs-Szenarios), sollte diese jedoch ohnehin problemlos über die bestehenden Pflichtlager in der Schweiz abgedeckt werden können (ca. 68 TWh thermisch). Ölspeicher sind zudem gegenüber anderen Energiespeichern je Energieeinheit aufgrund der hohen Energiedichte und der geringen technischen Anforderungen deutlich günstiger. Da Ölkraftwerke nur in seltenen Krisenereignissen eingesetzt würden, sind sie aus Klimasicht unproblematisch. Der hohe angenommene CO₂-Preis für 2050 würde zudem eine Kompensation oder den Einsatz synthetischer, CO₂-neutraler Brennstoffe ermöglichen, sodass ihre Klimaneutralität auch im Betriebsfall gewährleistet werden kann. Dennoch ist zu betonen, dass unsere Analyse eine rein techno-ökonomische ist, in der politische Akzeptanzfragen nicht berücksichtigt wurden.

Zweistoff-Kraftwerke realistischer. Aufgrund von Modell-Limitierungen wurden keine Zweistoff-Kraftwerke berücksichtigt. Da diese jedoch nur geringe Mehrkosten gegenüber Einstoff-Kraftwerken aufweisen, aber den Vorteil haben, auch für den Spitzenlastbetrieb mit Gas verwendet werden zu können, wäre in der Realität anzunehmen, dass zur Krisenvorsorge keine reinen Ölkraftwerke zugebaut würden, sondern Gaskraftwerke, die auch die Fähigkeit besitzen, den Brennstoff auf Heizöl zu wechseln (Dual-Fuel-Kraftwerke). Die Modellergebnisse in Bezug auf Ölkraftwerke lassen sich also auch dahingehend interpretieren, dass Heizöl in einem Krisenfall, in dem weder Strom noch Gas in die Schweiz importiert werden kann, neben dem verstärkten Ausbau von Erneuerbaren Energien eine

sinnvolle zusätzliche Absicherung darstellt – die in der Realität aber eher über Zweistoff-Gaskraftwerke als spezifische Ölkraftwerke realisiert werden sollte.

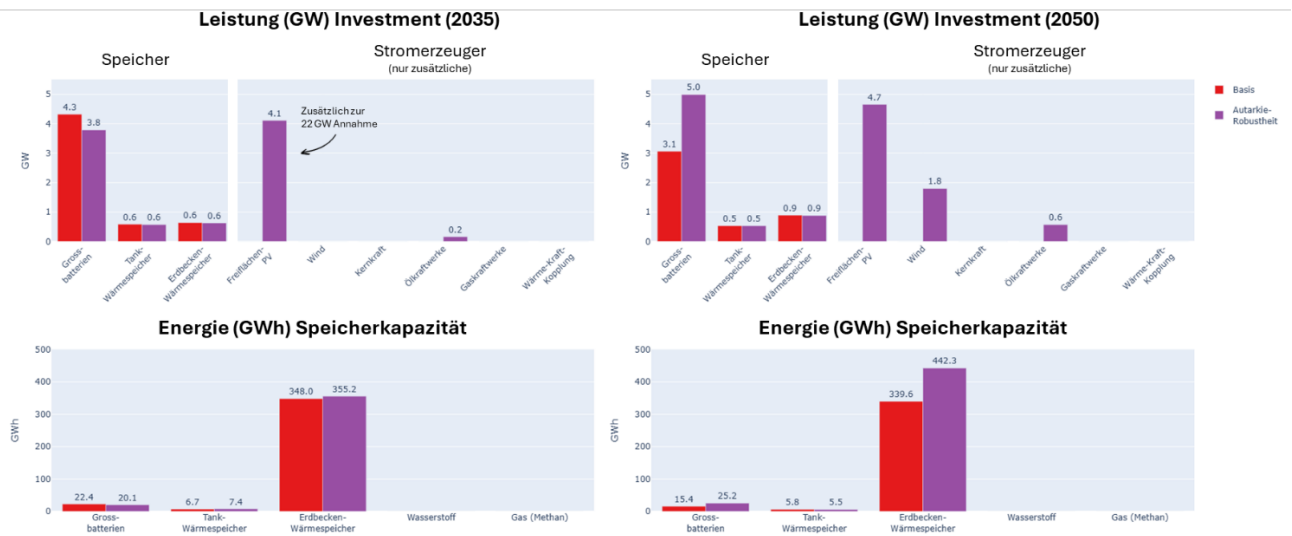


Abbildung 16: Optimale Investments für Autarkie-Robustheit

2.6.1 Exkurs: Elektro-Heizkessel (Power-to-Heat-Anlagen)

Der Fokus unserer Analysen lag auf dem Speicherbedarf. Als Nebenbeobachtung zeigte sich jedoch auch die potenzielle Rolle von Elektro-Heizkessel-Anlagen (auch bekannt als Power-to-Heat-Anlagen oder grosse Widerstandsheizkessel). Diese wandeln elektrische Energie direkt in Wärme um und können damit Wärmepumpen und thermische Speicher ergänzen. Elektro-Heizkessel zeichnen sich im Vergleich zu anderen thermischen Technologien durch sehr niedrige Investitionskosten (CAPEX), jedoch verhältnismässig hohe Betriebskosten (OPEX) aus. Wie Tabelle 15 verdeutlicht, erfordern Elektro-Heizkessel einerseits erheblich geringere Investitionskosten als andere Wärmeerzeuger, andererseits liegt ihr Leistungskoeffizient (COP) allerdings nur bei etwa eins, während Wärmepumpen typischerweise Werte oberhalb von drei erreichen. Dies führt bei Elektro-Heizkesseln zu höheren Grenzkosten pro erzeugter Megawattstunde Wärme. Aufgrund dieses Kostenprofils – niedrige CAPEX, aber relativ hohe OPEX – eignen sich Elektro-Heizkessel insbesondere als Spitzenlasttechnologie im thermischen Versorgungssystem. Aber auch für die Nutzung von PV-Überschussstrom spielen sie eine wichtige Rolle, denn während gleichzeitig PV-Strom abgeregelt werden muss, sind die Grenzkosten von Strom Null, sodass der geringe Wirkungsgrad in solchen Zeitpunkten nicht relevant ist.

Der Elektro-Heizkessel-Einsatz zur Abdeckung von Spitzenlasten verbessert die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems. Indem Elektro-Heizkessel gezielt Lastspitzen übernehmen, reduzieren sie den erforderlichen Investitionsumfang bei Wärmepumpen. Diese geringere Leistung an Wärmepumpen wird dann aber mit einer grösseren Zahl an Volllaststunden betrieben, hat also eine bessere Auslastung. Diese Betriebsstrategie wird in Abbildung 17 exemplarisch dargestellt; sie zeigt die optimale Betriebsweise eines repräsentativen thermischen Systems, welches im Jahr 2050 während einer typischen Herbstwoche die industrielle Niedertemperatur-Wärmenachfrage in der Region Mittelland deckt. Wärmepumpen werden aufgrund ihrer höheren Effizienz zuerst eingesetzt und decken den Grossteil der Wärmegrundlastversorgung ab. Falls die Wärmepumpen ihre maximale Kapazität erreichen, können Elektro-Heizkessel, insbesondere in Zeiten niedriger Strompreise, eingeschaltet werden. Obwohl Elektro-Heizkessel nur während wenigen Stunden im Jahr, meistens bei sehr niedrigen Strompreisen (zum Teil aber auch bei hohen Strompreisen zur Spitzenabdeckung) aktiv sind und dementsprechend nur einen geringen Anteil der jährlichen Wärmeenergie liefern, wird aufgrund ihrer niedrigen Investitionskosten dennoch eine beträchtliche installierte Leistung (mit einer Spitzenleistung von ca. 400 MW_{th}) erreicht, verglichen zur Leistung der Wärmepumpen (ca. 150 MW_{th}). Im gesamten Schweizer Fernwärmesystem für das Jahr 2050 liegt die installierte Gesamtkapazität in unserer Modellierung bei etwa 1,2 GW für Wärmepumpen gegenüber rund 1,9 GW für Elektro-Heizkessel.

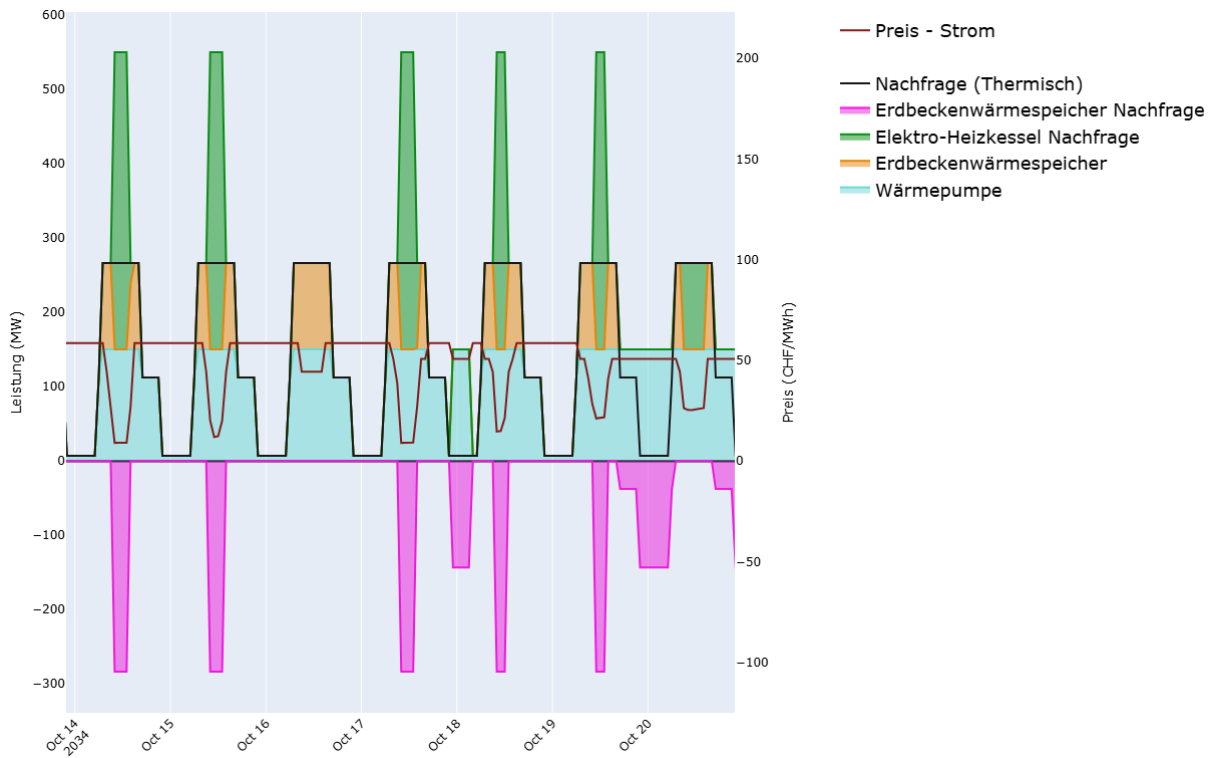


Abbildung 17: Deckung der Industriewärmenachfrage in einer typischen Herbstwoche

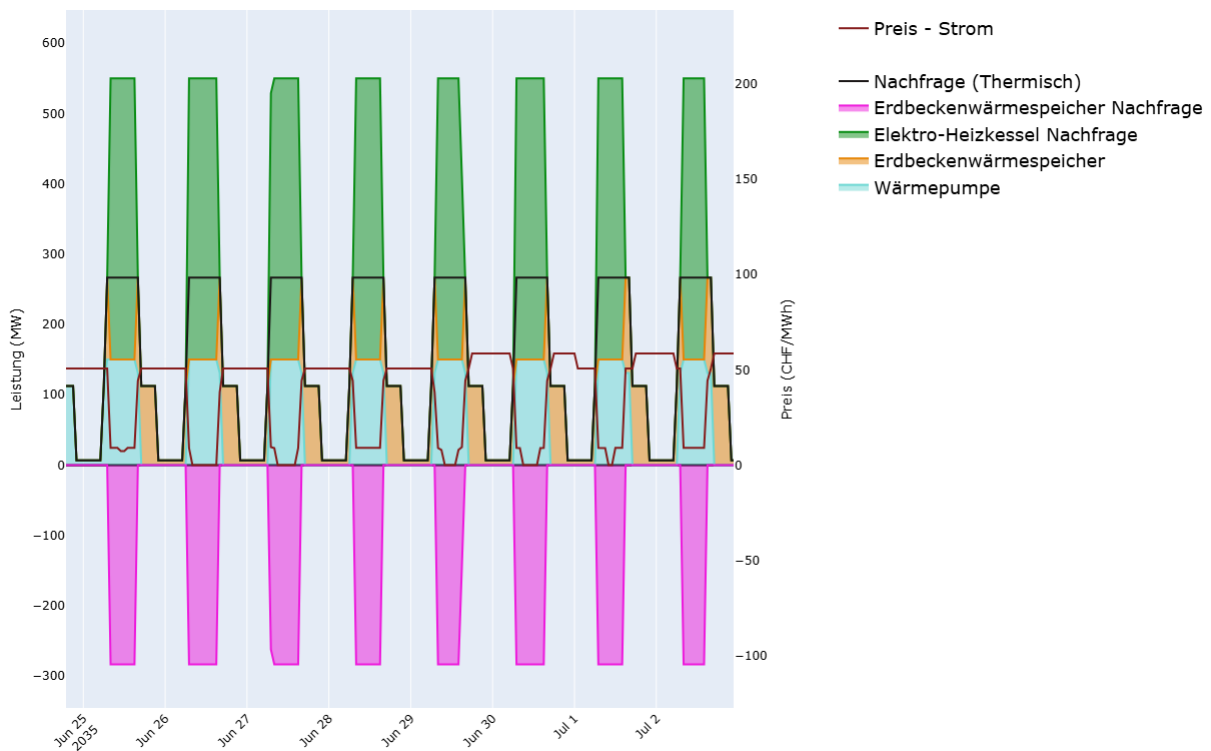


Abbildung 18: Deckung der Industriewärmenachfrage in einer typischen Sommerwoche

Elektro-Heizkessel Anlagen bieten neben den niedrigeren Investitionskosten weitere Vorteile gegenüber anderen möglichen Spitzenlasttechnologien, beispielsweise gasbetriebenen thermischen Anlagen. Da sie direkt mit dem Strommarkt verbunden sind, können sie dynamische Strompreise optimal nutzen und überwiegend in Zeiten niedriger Preise betrieben werden, die häufig mit einem hohen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung zusammenfallen. Diese betriebliche Flexibilität wird in Abbildung 17 und Abbildung 18 veranschaulicht: Im Herbst (siehe Abbildung 17) laufen Elektro-Heizkessel hauptsächlich zu Tageszeiten mit niedrigen Strompreisen. Im Sommer (siehe Abbildung 18) sind sie häufiger in Betrieb, insbesondere mittags, wenn die Strompreise aufgrund einer hohen Solarstromproduktion oft deutlich sinken und teilweise sogar gegen null gehen. Auf diese Weise nutzen sie überschüssige erneuerbare Elektrizität aus und verbessern die ökonomische Gesamteffizienz des thermischen Energiesystems. Die erzeugte thermische Energie kann unmittelbar zur Deckung des aktuellen Wärmebedarfs verwendet oder in thermischen Speichern zwischengespeichert werden, um anschließend die Nachfrage am Abend abzudecken.

Trotz ihrer technischen und ökonomischen Vorteile sind große Elektro-Heizkessel in Fernwärmenetzen heute kaum verbreitet. Der aktuelle regulatorische Rahmen – insbesondere die Tarifstruktur (v.a. Leistungspreise bei Netzentgelten) – führt zu hohen Netzentgelten für Anlagen mit wenigen jährlichen Volllaststunden. Dies benachteiligt Spitzenlasttechnologien wie Elektro-Heizkessel, obwohl deren Betriebszeiten oft zeitgleich mit überschüssiger erneuerbarer Stromerzeugung auftreten, in denen beispielsweise Verteilnetze häufig eher in Rückspeiserichtung an ihre Grenzen stossen, ein Zusatzverbrauch z.T. sogar netzdienlich wäre. Eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere der Netzentgeltstruktur, wäre daher entscheidend, um das volle Potenzial von Elektroheizkesseln als Bestandteil eines effizienten, flexiblen und CO₂-armen Wärmeversorgungssystems auszuschöpfen.

3 Speicherbedarf für netzorientierte Einsatzzwecke

Die steigende Integration erneuerbarer Energien stellt auch die Schweizer Stromnetze vor wachsende Herausforderungen. Aber nicht nur durch die zunehmenden fluktuierenden Einspeisungen von Erneuerbaren-Energien-Anlagen, sondern insbesondere auch durch die wachsende Stromnachfrage (u. a. in den Sektoren Wärmeerzeugung und Verkehr) ist künftig mit deutlichen Netzausbaubedarfen in den Stromverteilungsnetzen zu rechnen (BFE, 2022). Der Einsatz von Speichern kann dabei den notwendigen Netzausbau beeinflussen, da der Strombezug und die Stromeinspeisung in den für die Netzdimensionierung auslegungsrelevanten Zeitpunkten durch Speicher verringert oder unter Umständen auch erhöht werden können. Daher soll in dieser Studie untersucht werden, in welchem Mass Speicherbedarfe für netzorientierte Einsatzzwecke bestehen. Hierzu wird analysiert, wie ein Speichereinsatz in den Stromverteilungsnetzen den langfristig erforderlichen Netzausbaubedarf beeinflusst und in welchem Umfang ein netzorientierter Speichereinsatz daher als sinnvoll erachtet werden kann.

Als Einführung für die Analysen werden in Abschnitt 3.1 zunächst die Herangehensweise beschrieben und die Aufgabenstellung abgegrenzt. Anschliessend wird in Abschnitt 3.2 das methodische Vorgehen erläutert, das für die Ermittlung der Ergebnisse verwendet wird, die in Abschnitt 3.3 dargestellt sind.

3.1 Abgrenzung und Überblick über Herangehensweise

Die vorliegende Studie widmet sich grundsätzlich der Bestimmung von Speicherbedarfen aus verschiedenen Nutzungsperspektiven, was je nach Perspektive unterschiedliche Herangehensweisen erfordert. Während Speicherbedarfe im Rahmen der Energiesystemmodellierungen entsprechend den Darstellungen in Kapitel 2 auf gesamtsystemische Anforderungen bezogen sind und hierüber explizite Bedarfe ausgewiesen werden, erscheint für die Einordnung von Speicherbedarfen für Stromnetze eine abweichende Herangehensweise sinnvoll: Für die Stromverteilungsnetze wird für die Zukunft erwartet, dass eine Vielzahl von Speichern in den Netzen in Betrieb sein werden (Elektrofahrzeuge, PV-Heimspeicher, Wärmepumpen mit thermischen Speichern). In dieser Studie soll daher untersucht werden, ob und in welchem Umfang diese dann bereits vorhandenen Flexibilitätten genutzt werden können, um die Netzausbaubedarfe zu reduzieren (netzorientierter Speichereinsatz). Somit werden Speicherbedarfe hier nicht als Bedarfe für die zusätzliche Errichtung von Speichern, sondern als Bedarfe für die Nutzung vorhandener Flexibilitätten zur Reduktion von Netzausbaubedarfen definiert.

Bei der Untersuchung der Auswirkungen eines netzorientierten Speichereinsatzes auf die Netzausbaubedarfe muss im Weiteren zwischen kurzfristig bis mittelfristig wirksamen Effekten und langfristigen Auswirkungen unterschieden werden. Kurz- und mittelfristige Betrachtungen fokussieren vor allem auf das Potenzial, durch einen netzorientiert angepassten Speichereinsatz einen zeitlichen Aufschub von Netzausbaumassnahmen zu ermöglichen. Demgegenüber stehen bei einem langfristigen

Fokus grundsätzliche Änderungen der langfristig erforderlichen Netzkapazitäten (und somit Ausbaubedarfe) im Vordergrund, die auf praktikable Weise mit einem sogenannten «Grüne Wiese-Ansatz»⁶ abgeschätzt werden können. Die in dieser Untersuchung angewandte Methodik konzentriert sich ausdrücklich auf den langfristigen Betrachtungshorizont und damit auf die Frage, ob und inwieweit durch den netzorientierten Einsatz der in den Verteilungsnetzen verfügbaren Speicher eine dauerhafte Reduktion der erforderlichen Netzdimensionierung erreicht werden kann. Kurz- und mittelfristige Effekte, die sich u. a. auf die Zeitpunkte erforderlicher Ausbaumassnahmen beziehen, sind nicht Teil der Betrachtung.

Zusätzlich zur Einordnung des zeitlichen Fokus ist für die Analysen zum netzorientierten Speichereinsatz auch der Betrachtungsbereich abzugrenzen: Die Einordnung der Auswirkungen eines netzorientierten Speichereinsatzes beschränkt sich in diesem Kapitel explizit auf netzseitige Wirkungen. Demnach werden ausschliesslich mögliche Einsparungen bei Netzausbaubedarfen und den eng damit verknüpften Netzkosten berücksichtigt. Marktliche oder volkswirtschaftliche Effekte, wie beispielsweise Opportunitätskosten durch den Speichereinsatz (z. B. höhere Stromerzeugungskosten im Gesamtsystem oder höhere Strombezugskosten bei den Flexibilitätsnutzern), sind ebenso wenig Bestandteil der Analyse wie eventuelle Transaktionskosten für die Einrichtung oder Anwendung der Steuerungsmöglichkeit oder Kosten aufgrund von Speicherverlusten. Es ist an dieser Stelle also darauf hinzuweisen, dass die Methodik und die daraus abgeleiteten Ergebnisse bewusst auf die Sicht der Stromverteilungsnetze fokussieren, um eine präzise Quantifizierung der potenziellen netzseitigen Wirkungen im Sinne einer oberen Abschätzung aufzuzeigen. Die Analysen stellen somit aber keine vollumfängliche Bewertung inklusive einer weiterführenden Betrachtung aller etwaig auftretenden (volkswirtschaftlichen etc.) Kostenwirkungen dar.

Um die Wirkungszusammenhänge zwischen einem netzorientierten Speichereinsatz und langfristigen Netzausbaubedarfen in den Stromverteilungsnetzen unter Berücksichtigung obiger Einordnungen zu bewerten, werden in dieser Studie unterschiedliche Modelle angewendet.

Das zentrale Analyseinstrument, das zur Ableitung der Netzbedarfe verwendet wird, ist eine *Modell-netzanalyse*, die auf das Szenario «ZERO Basis» der EP2050+ (BFE, 2021) parametrisiert ist (mit einzelnen stützjahresscharfen Anpassungen entsprechend aktuellen Rahmendaten, die eine ambitionierte Entwicklung des Hochlaufs von PV-Anlagen und Elektromobilität umfassen (siehe Abschnitt 2.3)). Mit diesem Berechnungswerkzeug wurden bereits in der BFE-Verteilnetzstudie (BFE, 2022) Netzausbaubedarfe in den Stromverteilungsnetzen detailliert untersucht. Informationen zur Regionalisierung und zum Anschluss der unterschiedlichen Verbraucher und Erzeuger in den betrachteten Netzebenen können daher der vorgenannten Studie entnommen werden. Die Modellierung deckt alle Verteilnetzebenen (Netzebene 2 bis Netzebene 7) der gesamten Schweiz auf Gemeindeebene ab, und zusätzlich können auch Auswertungen für sogenannte Typnetze (grosstädtisch, städtisch, peri-urban, ländlich) durchgeführt werden.

⁶ Beim «Grüne-Wiese-Ansatz» können langfristig erforderliche Netzbedarfe in Abhängigkeit von Änderungen der Versorgungsaufgabe mit moderatem Datenbedarf bestimmt werden, da vereinfachend von bestehenden Netzstrukturen oder deren Alterszustand abstrahiert werden kann, da diese Parameter in der langfristigen Perspektive keine Relevanz besitzen. Im Mittelpunkt für die hier durchgeführten Analysen steht dabei also die Frage, inwiefern ein gezielt netzorientiert optimierter Speichereinsatz den langfristig erforderlichen Netzausbaubedarf reduzieren könnte.

Als weiteres Berechnungswerkzeug wird ein Modell zur Optimierung von Speichereinsätzen verwendet. In diesem Optimierungsmodell kann unter Vorgabe einer entsprechenden Zielfunktion (beim hier verfolgten netzorientierten Anwendungszweck z. B. der Minimierung von Leistungsbezügen oder Rückspeisungen in der betrachteten Netzebene) ein hierfür optimaler Speichereinsatz ermittelt werden. Dazu werden unter Berücksichtigung von Nachfrage- und Erzeugungszeitreihen sowie entsprechenden Annahmen zur Verfügbarkeit von Speichern optimale Einsatzcharakteristika der im Netzgebiet vorhandenen Speicher ermittelt. Das Optimierungsmodell beruht auf durchschnittlichen Parametrierungen für die o. g. Typnetz-Kategorien. Es enthält für jede dieser vier Kategorien eine eigene Parametrierung einer typischen Zusammensetzung des Typnetzgebiets (Verbrauch, Erzeugung, Speicher differenziert nach Speichertyp) und führt hierfür jeweils eine eigene Optimierung durch. Als Ergebnis des Optimierungsmodells ergeben sich neben den Speichereinsatzzeitreihen insbesondere die möglichen Reduktionen der für die Netzauslegung relevanten Leistungen (Nachfrage und Rückspeisung). Diese werden wiederum in die Modellnetzanalyse eingespielt, um im Vergleich zum Referenzfall, in dem Speicher nicht netzorientiert, sondern gemäss ihrem Hauptzweck eingesetzt werden (z. B. der Energiebezugsminimierung von Haushalten), Auswirkungen auf die Netzausbaubedarfe zu ermitteln.

Um unter Annahme der in den betrachteten Auswertungsjahren 2035 und 2050 erwarteten Zusammensetzung von Verbrauch und Erzeugung bewerten zu können, welche Bedarfe für eine netzorientierte Nutzung der vorhandenen Speicher bestehen, werden in dieser Studie verschiedene speichertechnologiespezifische Nutzungsanteile untersucht. Dies bedeutet, dass etwaige Reduktionsmöglichkeiten des Netzausbaubedarfs unter Variation des Anteils der Speicher (differenziert nach Speichertyp, also Elektrofahrzeuge, PV-Heimspeicher und Wärmepumpen) untersucht werden, die für die netzorientierte Einsatzweise herangezogen werden. Dadurch soll ermöglicht werden, auch abhängig vom jeweils betrachteten Typnetz zu bewerten, in welchem Umfang eine netzorientierte Nutzung je Technologie sinnvoll sein könnte.

Als Auswertungsgrössen werden dazu absolute Einsparungen von Netzkosten herangezogen, die anschliessend auch spezifisch auf die genutzte Speicherkapazität bezogen werden. Dadurch kann abgeschätzt werden, in welchem Ausmass eine Nutzung von Speicherkapazitäten für netzorientierte Einsatzzwecke sinnvoll sein kann.

Das hier zunächst grob skizzierte methodische Vorgehen wird im folgenden Abschnitt 3.2 ausführlicher beschrieben. Anschliessend werden die erzielten Ergebnisse in Bezug auf die Auswirkungen eines Speichereinsatzes in den Stromverteilungsnetzen in Abschnitt 3.3 dargestellt.

3.2 Detaildarstellung zum methodischen Vorgehen

Im Folgenden wird das methodische Vorgehen beschrieben, der den im Rahmen der vorliegenden Studie zu netzorientierten Einsatzzwecken durchgeführten Analysen zugrunde liegt. Dazu wird Abschnitt 3.2.1 zunächst ein Überblick über die Modellierungsschritte gegeben. Anschliessend wird auf das Optimierungsmodell zum Speichereinsatz in Abschnitt 3.2.2 sowie auf das eingesetzte Verfahren der Modellnetzanalyse in Abschnitt 3.2.3 detailliert eingegangen. Abschnitt 3.2.4 enthält eine Übersicht über die Parametrierung und den Umfang der durchgeführten Berechnungen.

3.2.1 Übersicht über Modellierungsschritte

Die Methodik gliedert sich in vier wesentliche Schritte, die in Abbildung 19 übersichtlich dargestellt sind. Anhand dieser Schritte wird eine fundierte Bewertung und die Ableitung der Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Ausbaubedarfe und Kosten im Stromverteilungsnetz durchgeführt.

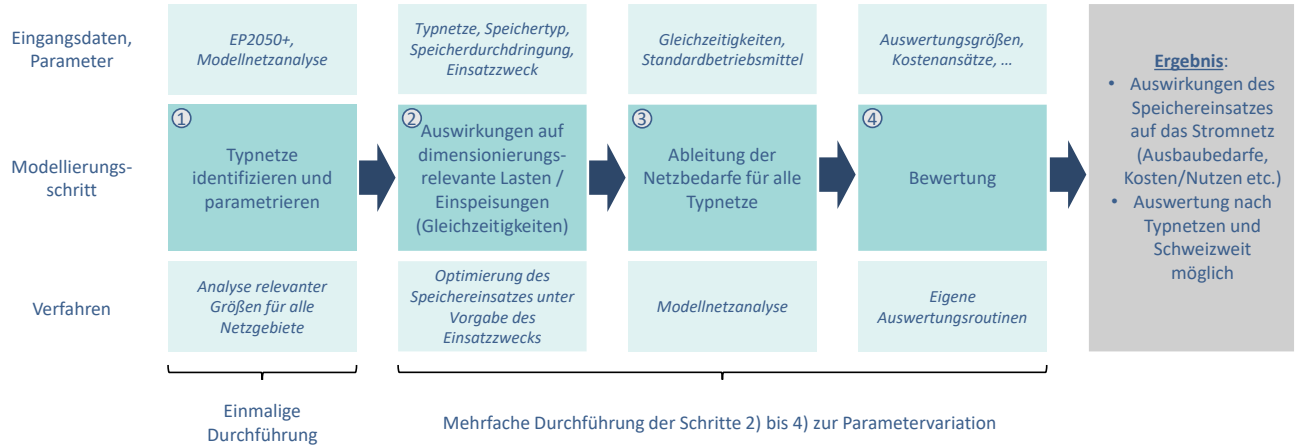


Abbildung 19: Überblick über Modellierungsschritte der Bewertung eines Speichereinsatzes auf die Stromverteilungsnetze

Schritt 1, der einmalig zu Beginn der Analysen durchgeführt wird, umfasst die Identifizierung und Parametrierung der Typnetze: Zur Ableitung typnetz-spezifischer Ergebnisse werden die in der Modellnetzanalyse parametrisierten Gemeinden anhand der Gemeindetypologie in Typnetze eingeteilt. Die vier resultierenden Kategorien, für die in Abschnitt 3.3 zusätzlich zur Auswertung der Ergebnisse für die Gesamtschweiz differenziert wird, sind dabei wie folgt definiert. Sie enthalten im Modell die in Klammern angegebene Anzahl an Gemeinden (und den relativen Anteil bezogen auf die Gesamtanzahl der Schweizer Gemeinden):

- Typnetz 1: Grossstädtische Gemeinden (5 Gemeinden, <1 % an Gesamtschweiz)
- Typnetz 2: Städtische Gemeinden (477 Gemeinden, ca. 22 % an Gesamtschweiz)
- Typnetz 3: Periurbane Gemeinden (975 Gemeinden, ca. 44 % an Gesamtschweiz)
- Typnetz 4: Ländliche Gemeinden (745 Gemeinden, ca. 34 % an Gesamtschweiz)

In **Schritt 2** werden die Auswirkungen eines Speichereinsatzes in den Stromverteilungsnetzen auf die dimensionierungsrelevanten Lasten und Einspeisungen bestimmt. Um diese zu ermitteln, wird ein eigens dafür implementiertes Optimierungsmodell verwendet, das den Einsatz von den im Netz befindlichen Speichern z. B. zur Minimierung der auslegungsrelevanten Höchstlast optimiert. Diese Optimierung wird differenziert nach Typnetz (siehe oben), Speichertyp, Speicherdurchdringung und Einsatzzweck des Speichers durchgeführt. Diese Differenzierungsmöglichkeiten unterscheiden sich wie folgt:

Der Parameter *Speichertyp* beschreibt, welche Art von Speichern für die Modellierung der Verteilnetze betrachtet werden. In den vorliegenden Untersuchungen werden PV-Heimspeicher-Anlagen sowie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen als Speichertypen berücksichtigt, da hier hohe Zuwächse zu erwarten sind und diese Anlagen in den Verteilungsnetzen (insbesondere in Netzebene 7) angeschlossen werden und grosse Auswirkungen auf die Netzbedarfe haben können. Mögliche Auswirkungen weiterer Speichertypen, z. B. Speicher an grösseren öffentlichen Ladepunkten (Ladeparks, Schnellladepunkte etc.) oder Quartierspeicher werden aufgrund der höchstindividuellen Ausprägung

nicht in den eigentlichen Analysen mithilfe des Optimierungsmodells und der Modellnetzanalyse berücksichtigt, aber als Exkurs in Abschnitt 3.3.3 betrachtet.

Der Parameter *Speicherdurchdringung* beinhaltet zum einen die Gesamtzahl der Speichereinrichtungen (differenziert nach Speichertyp), zum anderen aber auch, wie diese anteilig auf die verschiedenen Typnetze verteilt sind (Regionalisierung). Entsprechend der vorliegenden Parametrierung der Modellnetzanalyse auf das Szenario ZERO Basis der EP2050+ (mit einzelnen Anpassungen entsprechend aktueller Rahmendaten, die eine ambitionierte Entwicklung des Hochlaufs von PV-Anlagen und Elektromobilität umfassen), ist die absolute Speicherdurchdringung in der Gesamtheit der Stromverteilungsnetze vorgegeben. Allerdings wird über den Nutzungsanteil, der für die unterschiedlichen Berechnungen variiert wird, explizit eine Annahme getroffen, welche Anteile dieser im System vorhandenen Speicher tatsächlich für die Erbringung von Flexibilität genutzt werden (können).

Für die Untersuchung des *Einsatzzwecks des Speichers* ist ebenfalls nach Speichertyp zu unterscheiden. In dieser Studie wird der primäre Einsatzzweck der in den Stromnetzen vorhandenen Speicher (PV-Heimspeicher, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) mit einem netzorientierten Einsatzzweck verglichen. In der Regel besteht der primäre Einsatzzweck eines Speichers im Haushalt in der Minimierung der Strombezugskosten (Selbstverbrauch), wohingegen ein netzorientierter Einsatzzweck davon abweichend zur Minimierung der zeitgleichen Netzbezüge und Rückspeisungen und damit schliesslich zur Reduktion von Netzausbaubedarfen dienen würde.

Als Ergebnis der Optimierung werden die angepassten dimensionierungsrelevanten Lasten und Einspeisungen in die eigentliche Modellnetzanalyse in **Schritt 3** eingespielt, um die Auswirkungen des optimierten Speichereinsatzes auf die Netzausbaubedarfe zu ermitteln.

Die Ergebnisse der vorgenannten Schritte eins bis drei werden abschliessend in **Schritt 4** im Sinne eines Ergebnisvergleichs untersucht. Dazu werden anhand der in Schritt 3 abgeleiteten Veränderungen in den Netzbedarfen die Auswirkungen von unterschiedlichen Nutzungsanteilen des Speichereinsatzes auf das Stromnetz bewertet. Hierbei findet die Auswertung sowohl als aggregierte Ergebnisdarstellung für die gesamte Schweiz als auch differenziert für die einzelnen Typnetze statt.

Eine detaillierte Beschreibung des implementierten Optimierungsmodells (Schritt 2) kann Abschnitt 3.2.2 entnommen werden. Die Modellnetzanalyse (Schritt 3) wird in einem separaten Abschnitt (Abschnitt 3.2.3) erläutert. Die Ergebnisse aller vier Schritte sind im Anschluss an die weiteren methodischen Beschreibungen in Abschnitt 3.3 zu finden.

3.2.2 Optimierungsmodell für den Speichereinsatz

Die Auswirkungen des Speichereinsatzes auf den Netzausbaubedarf werden im Rahmen dieser Studie in einer Vorstufe zur Modellnetzanalyse durch ein Optimierungsmodell quantifiziert (siehe Schritt 2 in den Beschreibungen im vorherigen Abschnitt). Ziel des Modells ist es, verfügbare Speicher so einzusetzen, dass ihr jeweiliger Einsatzzweck möglichst effizient erfüllt wird. Dies bedeutet, dass der Speichereinsatz z. B. zur Minimierung der Strombezüge der Haushalte (primärer Einsatzzweck) oder zur Minimierung der dimensionierungsrelevanten Nachfragen und Einspeisungen (netzorientierter Einsatzzweck) optimiert wird. Als Randbedingungen (Nebenbedingungen) gehen die vorhandenen

Nachfragen und Einspeisungen im betrachteten Typnetz als stündliche Zeitreihen⁷ in die Optimierung ein. Als Freiheitsgrad (Variablen) gelten die Einsatzcharakteristiken der Speicher, differenziert nach Speichertyp. Die Ergebnisse dieser Optimierung sind zunächst die ermittelten Speichereinsätze, aus denen sich – in Kombination mit den vorgegebenen Einsatzprofilen der Verbraucher und Erzeuger vor Speichereinsatz – die angepassten maximalen Netzbezüge und Einspeisungen ergeben. Diese werden nach Durchführung der Optimierung in die Modellnetzanalyse eingespielt, mit der die Auswirkungen auf die Netzbedarfe ermittelt werden können. Ein Überblick über den grundsätzlichen Aufbau des Optimierungsmodells für den Speichereinsatz ist in Abbildung 20 dargestellt.

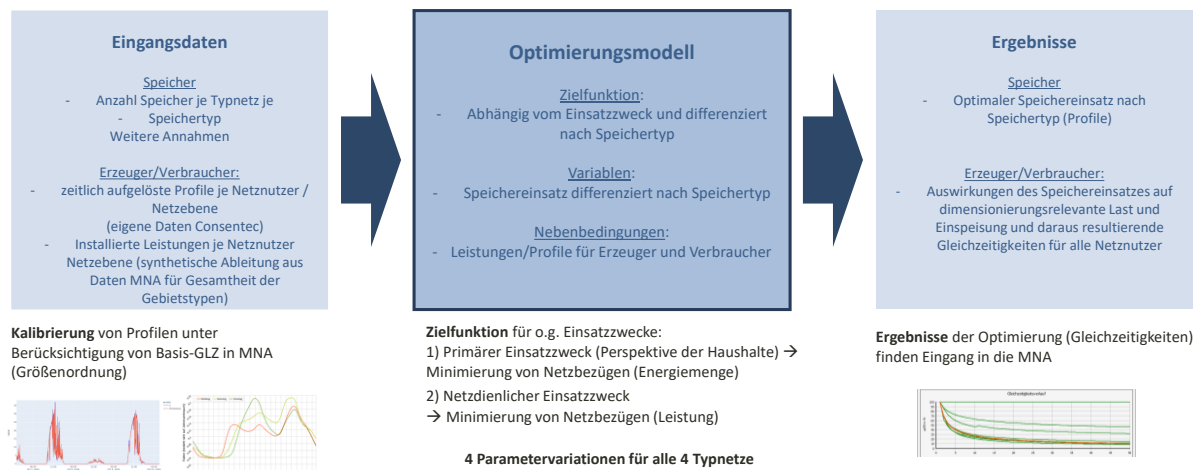


Abbildung 20: Optimierungsmodell für den Speichereinsatz in Stromverteilungsnetzen

Als Eingangsdaten für dieses Modell dienen die in der Modellnetzanalyse hinterlegten Annahmen zur räumlichen (gemeindeschaffen) Verteilung von Verbrauchern und Erzeugern. Für das Optimierungsmodell werden diese Daten für die Parametrierung der vier Typnetze (grosstädtisch, städtisch, peri-urban, ländlich) derart zusammengefasst, dass die Ausprägung dem durchschnittlichen Typnetz entsprechend der Charakteristik der jeweiligen Kategorie in der Schweiz entspricht. Aus dieser Modellierung heraus ergeben sich für jedes der vier betrachteten Typnetze neben Angaben zu konventionellen Verbrauchern (Haushalte) und PV-Erzeugungsanlagen auch die Anzahl der Speicher je Typnetz (Wärmepumpen, Heimspeicher, Elektrofahrzeuge), die zur Berücksichtigung im Optimierungsmodell zur Verfügung stehen. Da für die Reduktion der dimensionierungsrelevanten Nachfragen und Einspeisungen stündlich aufgelöste Analysen erforderlich sind, finden neben den Anzahlen und installierten Leistungen auch stündliche Profile je Netznutzer Eingang in die Berechnung.

Das Optimierungsmodell ist so implementiert, dass unter Berücksichtigung aller oben genannten Eingangsdaten zwei grundsätzliche Betriebsweisen unterschieden werden können. Im ersten Fall, der als primärer Einsatzzweck definiert und als Referenzfall für die weiteren Untersuchungen zum netzdienlichen Einsatz verwendet wird, verfolgt jeder Haushalt das Ziel, den eigenen jährlichen Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu minimieren. Netzseitige Auswirkungen werden in diesem Fall nicht berücksichtigt. Demgegenüber steht mit der zweiten Betriebsweise ein netzdienlicher Einsatzzweck,

⁷ Hier wird differenziert nach PV-Einspeiseganglinien, Nachfragen durch Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen sowie Wärmepumpen-Nachfragen (Zeitreihen beruhen auf eigenen Daten von Consentec). Die Haushaltsnachfragen sind orientiert an den Elcom-Verbrauchsprofilen für Haushalte.

bei dem die Speicher so eingesetzt werden, dass sowohl die resultierende Jahreshöchstlast als auch die maximale PV-Einspeisung (als dimensionierungsrelevante Grössen der Netzbedarfe) aus Sicht der Niederspannungsebene reduziert werden.

Die Umsetzung dieser Ziele erfolgt im Modell durch eine gezielte Einsatzweise von Lade- und Entladevorgängen der vorhandenen Speichertypen. Berücksichtigt werden dabei Heimspeicher in Kombination mit Photovoltaikanlagen, Elektrofahrzeuge, die als Speicher entweder flexibel geladen oder als bidirektionale Energiespeicher genutzt werden können, sowie flexibel steuerbare Wärmepumpen mit thermischem Speicher. Für jeden dieser Speichertypen wird modellseitig ein definierter Nutzungsanteil angenommen, der beschreibt, wieviele Anlagen an der Bereitstellung von Flexibilität teilnehmen. So könnte beispielsweise abgebildet werden, dass alle im Typnetz verfügbaren Heimspeicher in die Optimierung einbezogen werden, während für die Elektrofahrzeuge nur ein beschränkter Anteil der verfügbaren Flexibilität in die Optimierung eingeht. Durch Variationen dieser Nutzungsanteile soll im Rahmen der weiteren Analysen die Sinnhaftigkeit verschiedener Anteile der Flexibilitätsnutzung untersucht werden. Die flexibel einstellbaren Nutzungsanteile beziehen sich immer auf die für alle netzseitigen Analysen gleichermassen festgelegten Annahmen zur Durchdringung von Speichern, die in Abschnitt 3.2.4 zur Parametrierung der Berechnungen beschrieben werden

Zur Gewährleistung einer realitätsnahen Abbildung werden für alle Speichertypen technische Nebenbedingungen berücksichtigt. Für *Elektrofahrzeuge* gehören dazu unter anderem die modellierten Lade- und Entladeleistungen, maximale Speicherkapazitäten (beides angelehnt an Modellierungen in der BFE-Verteilnetzstudie (BFE, 2022)) sowie Speicherverluste. Für die netzorientierte Einsatzweise bei Ladevorgängen wird als Annahme gesetzt, dass der individuell vorgegebene (zeitpunktscharfe) Ladebedarf der Fahrzeuge spätestens nach 24 Stunden vollständig gedeckt sein muss, sodass nur innerhalb dieses Intervalls eine Möglichkeit zur flexiblen Verschiebung besteht. Darüber hinaus kann in Anlehnung an (Bundesrat, 2022) nur ein begrenzter Teil der Batteriekapazität (20 %) und ein begrenzter Teil der Ladeleistung (70 %) für die netzdienliche Einsatzweise eingesetzt werden. Eine weitere Nebenbedingung ergibt sich aus der Verfügbarkeit der Fahrzeuge am Heimladepunkt, die im Modell als stündlich variierende Standzeit abgebildet wird und die näherungsweise abbilden soll, dass Fahrzeuge nicht zu allen Stunden des Tages an Ladepunkten angeschlossen sind. Diese auf eigenen Analysen beruhende Annahme führt z. B. dazu, dass insbesondere im Laufe der Nachtstunden ein grösserer Teil der Fahrzeuge zur Optimierung herangezogen werden kann, während in den Morgen- und Nachmittagsstunden der nutzbare Anteil geringer ausfällt. Ähnlich wie bei der E-Mobilität soll auch beim flexiblen Einsatz von *Wärmepumpen* sichergestellt werden, dass deren originäre Funktion – die Bereitstellung von Heizwärme – nicht eingeschränkt wird. Der im Modell berücksichtigte Haushaltswärmebedarf muss daher jederzeit gedeckt sein, entweder unmittelbar durch den Betrieb der Wärmepumpe oder indirekt über einen thermischen Speicher, der zuvor durch die Wärmepumpe geladen wurde. Zur Abbildung des Wärmespeichers (und der thermischen Trägheit der Gebäude, die ebenfalls zu Verschiebungen der Wärmepumpennachfrage genutzt werden kann) wird die maximale Verschiebedauer auf vier Stunden begrenzt.

Die Modellierung der einzelnen Typnetze und die Optimierung des Speichereinsatzes innerhalb des Modells erfolgen auf Basis sogenannter Modellhaushalte, welche unterschiedliche Kombinationen aus PV-Anlagen, Speichern und elektrischen Verbrauchern repräsentieren. Diese Modellhaushalte decken die Bandbreite aller möglichen Haushaltstypen (im Sinne der Ausstattung mit verschiedenen Technologien) ab, von Haushalten ohne PV-Anlage oder Speicher bis hin zu umfassend ausgestatteten Haushalten, in denen sowohl eine PV-Anlage mit Heimspeicher als auch ein Elektrofahrzeug

und eine Wärmepumpe angenommen werden. Die Häufigkeit der einzelnen Haushaltstypen wird für jedes Typnetz und jedes Betrachtungsjahr auf Basis der in der Modellnetzanalyse detailliert enthaltenen Daten bestimmt. Dabei zeigt sich beispielsweise, dass zu Beginn des Betrachtungszeitraums ein hoher Anteil an Haushalten ohne PV und Speicher vorliegt, der jedoch im Zeitverlauf bis 2050 kontinuierlich sinkt, da die Durchdringung dieser Technologien steigt. Gleichzeitig unterscheidet sich beispielsweise der Anteil an Haushalten mit Elektrofahrzeugen je nach Typnetz: dieser ist in grossstädtischen Netzen beispielsweise geringer als in den anderen untersuchten Typnetzen.

Neben der reinen Anzahl an Haushalten und deren Ausstattung fließen auch die Nennleistungen der eingesetzten Speichereinrichtungen in das Optimierungsmodell ein. Diese variieren ebenfalls über die Zeit und zwischen den Typnetzen (in Anlehnung an die Untersuchungen in der BFE-Verteilnetzstudie (BFE, 2022)). Ergänzend zu den Haushaltslasten inklusive Speicher werden auch Stromnachfragen von öffentlichen Ladepunkten berücksichtigt, da diese die Jahreshöchstlast in der Niederspannungsebene beeinflussen können.

Für die Implementierung des primären Einsatzzwecks (Minimierung der Energiebezüge der einzelnen Haushalte) muss die Optimierung jeweils aus der Perspektive der einzelnen oben genannten Modellhaushalte erfolgen. Abweichend davon ist es beim netzdienlichen Einsatzzweck (Minimierung der Leistungsbezüge und Rückspeisungen) erforderlich einen übergeordneten Ansatz zu verfolgen. In diesem Fall findet die Optimierung aus Sicht der gesamten betrachteten Netzebene statt. Neben den Haushalten selbst werden dabei auch zusätzliche Lasten wie die Strombezüge an öffentlichen Ladepunkten berücksichtigt. Der Einsatz aller verfügbaren Speichereinrichtungen wird dabei so gesteuert, dass sowohl die resultierende Jahreshöchstlast als auch die maximale Einspeiseleistung aus PV-Anlagen in das öffentliche Netz der Niederspannungsebene möglichst gering ausfallen.

Als Ergebnisse des Optimierungsmodells wird unter Berücksichtigung der optimiert ermittelten Speichereinsätze quantifiziert, wie sich die für die Stromnetze relevanten maximalen Netzbezüge und Einspeisungen (im Vergleich zum Szenario mit primärem Einsatzzweck, in dem sich keine Auswirkungen auf die Netzbedarfe ergeben) verändern. Diese ermittelte Veränderung der Last- bzw. Einspeisespitzen wird im weiteren Verlauf in der Modellnetzanalyse genutzt.

3.2.3 Modellnetzanalyse

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen des Strombedarfs und -angebots auf die Stromverteilnetze werden, analog zur Modellierung in der BFE-Verteilnetzstudie (BFE, 2022) mit dem methodischen Ansatz der sogenannten Modellnetzanalyse (MNA) untersucht. Der Modellnetzanalyse liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form zu beschreiben, sodass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen den Eingangsgrössen (räumliche Verteilung und Höhe und zeitlicher Verlauf der Leistung von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen) und Ausgangsgrössen, das heisst der Netzmengengerüste (Leitungen, Transformatoren) und daraus ableitbar auch Kosten der zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe benötigten Netzanlagen untersucht werden können.

Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene – im Rahmen der Studie werden mittels MNA die Leitungsebenen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung (NE 3, NE 5, NE 7),

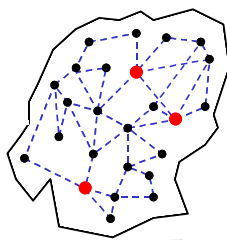
die diese Ebenen verbindenden Umspannebenen (NE 4, NE 6) sowie die Anknüpfungspunkte an das Übertragungsnetz (NE 2) betrachtet – umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- Anschlusspunkte, an denen Lasten oder Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden
- Höchstlast, Anschlussnetzebene und Lastcharakteristik jeder einzelnen Last
- Installierte Erzeugungsleistung, Anschlussnetzebene und Erzeugungscharakteristik jeder einzelnen Erzeugungsanlage
- Grösse der versorgten Fläche, differenziert nach Netzebenen

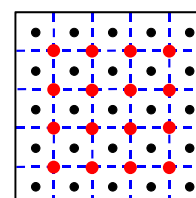
Die genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der Modellnetzanalyse in stark abstrahierter Form nachgebildet unter der Annahme einer homogenen Anordnung je Netzebene und je Teilgebiet. Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene in einem Teilgebiet zu berücksichtigenden Anschlusspunkte einheitliche Last- und Erzeugungseigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmässig auf die Fläche des betrachteten Teilversorgungsgebiets verteilt sind. In dieser Studie wurde die Schweiz, angelehnt an die Untersuchungen, die im Rahmen der BFE-Verteilnetzstudie (BFE, 2022) durchgeführt wurden, in ca. 2.200 Teilgebiete zerlegt betrachtet, die den Gemeinden der Schweiz entsprechen. So wird erreicht, dass die regional teilweise deutlich unterschiedlichen Versorgungsgebietseigenschaften differenziert betrachtet werden.

Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets beschrieben werden durch seine Fläche, die Zahl der Last- und Erzeugungsanschlusspunkte sowie die Höhe der Lasten und der Erzeugungsleistung. Abbildung 21 verdeutlicht am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse die zu berücksichtigenden Anschlusspunkte darstellen, das Prinzip der homogenen Versorgungsaufgabe im Vergleich zu einer realitätstypischen, inhomogenen Struktur.

Realitätstypisches Netz (inhomogene Versorgungsaufgabe)



Modellnetz parametriert je Gemeinde (homogene Versorgungsaufgabe)



- Hausanschluss
- mögl. ON-Trafo
- - - mögl. Trasse

Abbildung 21: Vergleich realer und der für die MNA angenommenen homogenen Versorgungsaufgaben

Die Modellnetzanalyse kann aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist gleichermassen kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei den in dieser Studie relevanten Fragestellungen nach den durchschnittlichen Zusammenhängen zwischen Versorgungsaufgabe, Netzausbaubedarfen und Netzkosten liefert sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse. Zudem werden bei der Parametrierung der Modellnetzanalyse die realen Schweizer Netzmengen differenziert nach Netzebenen als Randbedingung berücksichtigt (die Parametrierung beruht auf (BFE, 2022)). Durch diese an der Realität orientierte Kalibrierung wird erreicht, dass der mittels Modellnetzanalyse bestimmte Umfang des Netzausbaus in guter Näherung dem real bestehenden und auch dem zu erwartenden Ausbauumfang entspricht.

Zusätzlich zur Parametrierung des Modells auf schweizweite Ist-Netzmengen wird die daraus resultierende Kalibrierung auch auf Plausibilität hinsichtlich einzelner Regionen vorgenommen. Hierdurch kann geprüft werden, ob durch die gewählte Parametrierung, die aufgrund verschiedener Charakteristiken der zu versorgenden Gemeinden (Stadt/Land etc.) vorliegenden Unterschiede innerhalb der MNA hinreichend genau abgebildet sind. Für diese Untersuchung können öffentlich verfügbare Daten aus Veröffentlichungen von Netzbetreibern verwendet werden. Auf Basis dieses Abgleichs der Ergebnisse der MNA mit Ist-Daten zu (teilweise nach Netzebenen differenzierten) Netzmengengerüsten für einige Schweizer Gemeinden bzw. Verteilnetzbetreiber⁸ lässt sich feststellen, dass grundsätzliche regionale Wirkungen und Strukturunterschiede (z. B. Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Netzgebieten) gut getroffen werden. Zwar ist zu erkennen, dass in der MNA teilweise sowohl Überschätzungen als auch Unterschätzungen der tatsächlichen Netzmengen einzelner Netzgebiete auftreten können. Die Abweichungen der berechneten Ergebnisse von den realen Ist-Daten liegen hierbei jedoch im kleinen zweistelligen Bereich (ca. 10 – 15 %). Als Ursache hierfür können z. B. Unterschiede in Gemeindegrenzen und Grenzen der Netzgebiete verantwortlich sein, d. h. das reale Netzgebiet ist ggf. nicht exakt übereinstimmend mit Gemeindegrenzen, die in der MNA als Abgrenzungseinheit herangezogen werden. Zusätzlich können auch Netzbetriebsmittel, die in der Realität Versorgungsaufgaben für mehrere Netzgebiete (z. B. Unterwerke NE2) übernehmen, in der MNA jedoch klar einer Gemeinde zugeordnet werden, diesen Effekt bewirken. Zusammenfassend können mit dem Ansatz der MNA, insbesondere unter Berücksichtigung der Modellgenauigkeit, die dieses Verfahren bietet, demnach nicht nur schweizweit, sondern auch regional bzw. nach Struktur des Netzgebietes differenziert die Netzmengen valide abgeschätzt werden.

Im Rahmen der Analysen für die vorliegende Studie lassen sich neben den Ergebnissen für die gesamte Schweiz anhand der Typnetze daher auch durchschnittliche Aussagen zu den spezifischen Entwicklungen je Netzgebiets-Kategorie ableiten.

3.2.4 Parametrierung und Umfang der Berechnungen

Wie in den vorherigen Abschnitten bereits ausgeführt, werden zur Bewertung der Auswirkungen eines netzorientiert angepassten Speichereinsatzes unterschiedliche Nutzungsanteile der verschiedenen Speichertypen für die netzorientierte Einsatzweise untersucht.

Als Bezugsgrösse für die jeweils zu untersuchenden Nutzungsanteile ist eine Parametrierung von Flexibilitätsannahmen erforderlich, d. h. es ist festzulegen, welche grundsätzliche Flexibilität theoretisch durch die verschiedenen Speichertypen bereitgestellt werden könnte. Diese sind für die vorliegenden Untersuchungen wie folgt festgelegt:

- Für PV-Heimspeicher wird konsistent zu (BFE, 2021) angenommen, dass im Betrachtungsjahr 2035 ein Anteil von 50 % der PV-Anlagen einen Heimspeicher haben, während dieser Anteil bis 2050 auf 70 % ansteigt. Als technische Speicherdimensionierung wird für jeden Heimspeicher eine installierte Leistung von 6.4 kW sowie eine Kapazität von 8 kWh angenommen (BMW, 2022).

⁸ Hinweis entsprechend der BFE-Verteilnetzstudie (BFE, 2022): Angaben zu (nach Netzebenen differenzierten) Netzmengengerüsten sind nicht für alle Verteilnetzbetreiber der Schweiz veröffentlicht, sodass die Analyse anhand einiger verschiedener Netzbetreiber, für die entsprechende Daten vorliegen, vorgenommen wird.

- Für Elektrofahrzeuge wird angenommen, dass im Betrachtungsjahr 2035 ein Anteil von 25 % für flexibles Laden zur Verfügung steht. Für 2050 wird ein Anteil von 50 % angenommen. Die Nutzung dieser Flexibilität wird dabei zunächst nicht konkret für unidirektionales oder bidirektionales Laden festgelegt, sondern als Ergebnis der Untersuchungen analysiert. Für eine mögliche bidirektionale Einsatzweise wird der nutzbare Anteil der Batterie auf 20 % der Kapazität und 70 % der maximalen Ladeleistung festgelegt (angelehnt an Bundesrat, 2022). Als durchschnittliche Speicherkapazität für Fahrzeuge wird 50 kWh angenommen. Die Ladeleistungen der Ladepunkte werden entsprechend der BFE-Verteilnetzstudie (BFE, 2022) zeitlich und regional differenziert angenommen.
- Für Wärmepumpen wird angenommen, dass sowohl in 2035 als auch 2050 ein Anteil von 50 % der Wärmepumpen Flexibilität für einen netzorientierten Einsatzzweck bereitstellen könnte. Die Speichergrösse wird mit zwei Stunden (bezogen auf die elektrische Leistung der Wärmepumpe) angenommen, wobei unter Berücksichtigung der thermischen Trägheit der Gebäude eine Verschiebung der Nachfrage von bis zu vier Stunden modelliert wird.

Zur Bewertung der möglichen Reduktionen von Netzausbaubedarfen erfolgt eine Bewertung der verminderten jährlichen Netzkosten. Als Grundlage hierfür werden die in der BFE-Verteilnetzstudie (BFE, 2022) beschriebenen Kostenansätze und Nutzungsdauern der einzelnen Betriebsmittel verwendet. Für die Bewertung der Kosten für Heimspeicher werden die Prognosen aus der Studie «Batteriespeicher in Netzen» des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2022) verwendet, die für einen Speicher mit 6.4 Kilowatt Leistung umgerechnet für 2035 Investitionskosten von umgerechnet 673 CHF pro Kilowattstunde Speicherkapazität und für 2050 von umgerechnet 421 CHF pro Kilowattstunde Speicherkapazität angeben. Als weitere Annahmen werden analog zu den Beschreibungen in Abschnitt 2.2 ein WACC von 5 % sowie eine Nutzungsdauer von 10 Jahren angenommen.

Der Umfang der Berechnungen ergibt sich aus den verschiedenen Varianten, die zu den Nutzungsanteilen und zum verfolgten Einsatzzweck analysiert werden. Um eine möglichst vollständige Einordnung im Rahmen dieser Studie zu ermöglichen, werden unterschiedliche Nutzungsanteile untersucht. Dabei werden neben der ausschliesslichen Betrachtung eines Speichertyps (z. B. zur Beantwortung der Frage, welche Wirkungen sich ergeben, wenn ausschliesslich PV-Heimspeicher als Flexibilität zur netzorientierten Einsatzweise verwendet werden) auch kombinierte Betrachtungen (z. B. eine Nutzung von 10 % der PV-Heimspeicher und 10 % der Elektrofahrzeuge) durchgeführt. Für die ausschliessliche Betrachtung eines einzelnen Speichertyps werden Nutzungsanteile bis zu einer Nutzung von 100 % der vorhandenen Kapazität in mehreren Stufen (5 %, 10 %, 25 %, 50 %, 75 %, 100 %) untersucht. Für die Ergebnisdarstellungen werden die dazwischenliegenden Nutzungsanteile linearisiert. Auch in den kombinierten Betrachtungen werden Nutzungsanteile bis 100 % bewertet, dabei wird der Nutzungsanteil der verschiedenen Speichertypen jeweils in gleicher relativer Höhe angenommen, d. h. bei einem kombinierten Nutzungsanteil von 5 % wird angenommen, dass alle für diese Analysen betrachteten Speichertypen (z. B. PV-Heimspeicher und Elektrofahrzeuge) mit einem Anteil von 5 % für die netzorientierte Einsatzweise herangezogen werden.

Als Referenzfall für alle Untersuchungen dient eine Modellierung, in der Speicher nicht netzorientiert, sondern gemäss ihrem Hauptzweck eingesetzt werden (Energiebezugsminimierung von Haushalten). Für diesen Referenzfall liegen die Netzausbaubedarfe auf demselben Niveau wie die Bedarfe ohne Speichereinsatz (bzw. bei einem ungesteuerten Einsatz), d. h. es lässt sich als erstes Ergebnis dieser

Studie bereits festhalten, dass ein Einsatz von Speichern zur Energiebezugsminimierung von Haushalten weder mit verringerten noch mit erhöhten Netzausbaubedarfen einhergeht. Ziel der Ergebnisauswertung im folgenden Abschnitt ist es, eine im Sinne einer spezifischen Kosteneinsparung günstigsten Kombination von Nutzungsanteilen von Flexibilität zur netzorientierten Einsatzweise abzuschätzen.

3.3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Analysen zur Bewertung der Speicherbedarfe für netzorientierte Einsatzzwecke dargestellt. Dazu werden in Abschnitt 3.3.1 zunächst die Ergebnisse für die gesamte Schweiz aufgezeigt. Anschliessend erfolgt in Abschnitt 3.3.2 die nach Typnetzen differenzierte Auswertung. Daraufhin enthält Abschnitt 3.3.3 einen Exkurs zum Einsatz von Grossspeichern in den Stromverteilungsnetzen.

Als Ergebnisse werden jeweils die prozentuale Kosteneinsparung bezogen auf die gesamten Netzkosten (der Gesamtschweiz oder des jeweiligen Typnetzes) beschrieben. Zusätzlich werden auch spezifische Kosteneinsparungen, also die absoluten Netzkosteneinsparungen im Verhältnis zur genutzten Speicherkapazität dargestellt. Für die folgenden Darstellungen wird die Nutzung von vorhandenen Flexibilität durch PV-Heimspeicher und von Elektrofahrzeugen unter Annahme einer bidirektionalen Lademöglichkeit untersucht. Diese Eingrenzung bezogen auf die betrachteten Speichertypen und deren Nutzung ist auf im Rahmen dieser Studie durchgeführte Vorabanalysen zurückzuführen: Zum Einen lässt sich bei einer Analyse der Auswirkungen eines netzorientierten Einsatzes von Wärmepumpen feststellen, dass die prozentuale Netzkosteneinsparung der gesamten Netzkosten selbst bei vollständiger Nutzung der verfügbaren flexiblen Kapazitäten sehr gering ist (bis zu maximal 1 % bezogen auf den Referenzfall, siehe Abbildung 31 im Anhang). Dies ist darauf zurückzuführen, dass die kumulierten Nennleistungen der Wärmepumpen (vor allem im Vergleich zu anderen Speichereinrichtungen) nur einen geringen Teil der möglichen nutzbaren Flexibilität ausmachen (je nach Typnetz zwischen 13 % und 20 % der Leistung von Heimpladepunkten). Zudem ist die Verschiebedauer deutlich begrenzter als bei anderen Speichereinrichtungen (siehe Abschnitt 3.2.4). Darüber hinaus fallen die maximalen Strombezüge der Wärmepumpen im Rahmen dieser Modellierung insbesondere bei den städtischen und periurbanen Typnetzen im Jahr 2050 nicht in die Höchstlastzeitpunkte. Aus diesem Grund wird die Nutzung von Flexibilität durch Wärmepumpen im Folgenden nicht weiter berücksichtigt. Zum anderen wird in dieser Studie in den weiteren Darstellungen für die Nutzung von Flexibilität durch Elektrofahrzeuge ein bidirektionales Laden unterstellt. Hintergrund sind auch hier Erkenntnisse aus Vorabanalysen in dieser Studie, die zeigen, dass die spezifischen Einsparungen je Fahrzeug bei bidirektionalem Laden etwa Faktor 2 über den Einsparungen bei unidirektionalem Laden liegen (siehe Abbildung 32 im Anhang). Um entsprechend den Darstellungen in Abschnitt 3.1 eine präzise Quantifizierung der potenziellen netzseitigen Wirkungen im Sinne einer oberen Abschätzung aufzuzeigen, wird daher im Folgenden ein bidirektionales Laden unterstellt.

Bei der Interpretation und Einordnung der nachfolgend beschriebenen Ergebnisse sind die Hinweise zur Abgrenzung und Herangehensweise für die vorliegenden Analysen gemäss Abschnitt 3.1 sowie die Hinweise zum Umfang der Analysen (betrachtete Speichertypen, Nutzungsanteile und Einsatzzwecke) entsprechend Abschnitt 3.2.4 zu berücksichtigen.

3.3.1 Gesamtschweiz

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse für die Untersuchungen der Bedarfe eines Einsatzes der vorhandenen Speicher für netzorientierte Einsatzzwecke aus Sicht der Gesamtschweiz beschrieben. Abbildung 22 und Abbildung 23 enthalten zur ersten Einordnung die möglichen gesamten jährlichen Netzkosteneinsparungen für das Betrachtungsjahr 2035 bzw. 2050. Dargestellt sind dabei mögliche jährliche Netzkostenreduktionen in Abhängigkeit der genutzten Speicherkapazität, differenziert nach Speichertypen. Die Differenzierung erfolgt nach Heimspeicheranlagen und Elektrofahrzeugen, zusätzlich wird auch eine kombinierte Betrachtung durchgeführt, in der anteilig sowohl Heimspeicher als auch Elektrofahrzeuge netzorientiert eingesetzt werden. Zur besseren Übersicht sind in den Abbildungen bestimmte Anteile der genutzten Kapazität mit Punkten markiert (5 %, 10 %, 25 %, 50 %, 75 %).

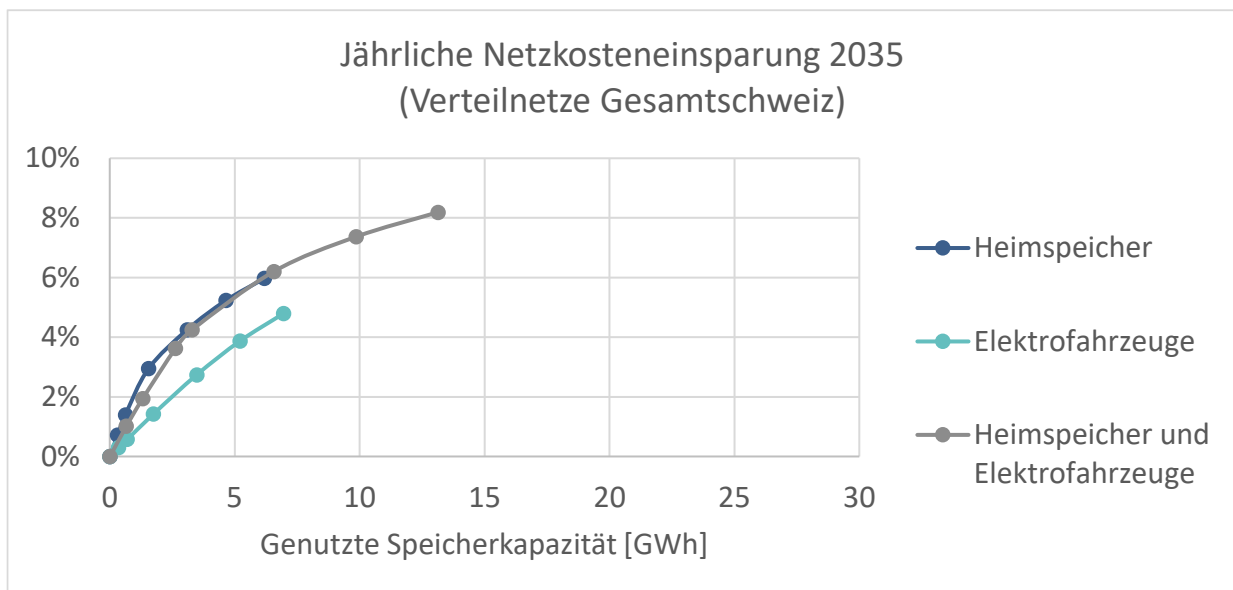


Abbildung 22: Mögliche jährliche prozentuale Netzkosteneinsparung bezogen auf den Referenzfall für verschiedene Nutzungsanteile beim netzorientierten Speichereinsatz für das Betrachtungsjahr 2035

Zusammenfassend ist sowohl für das Betrachtungsjahr 2035 als auch für 2050 festzuhalten, dass die gesamten jährlichen Netzkosteneinsparungen mit steigender genutzter Speicherkapazität zunehmen. Dies gilt sowohl für eine ausschliessliche Nutzung von Heimspeicheranlagen (blaue Linie) als auch für eine ausschliessliche Nutzung von Elektrofahrzeugen (grüne Linie) sowie für die kombinierte Nutzung dieser beiden Speichertypen (graue Linie) im Kontext der netzorientierten Einsatzweise. Dies bedeutet, dass im vorgegebenen Szenariorahmen auch bei vollständiger Ausnutzung der verfügbaren Flexibilitätspotenziale zunächst keine Sättigung der in absoluter Höhe möglichen Netzkosteneinsparungen eintritt.

Darüber hinaus ist zu erkennen, dass Heimspeicher bei gleicher genutzter Speicherkapazität durch eine netzorientierte Einsatzweise höhere jährliche Netzkosteneinsparungen bewirken können als ein alleiniger Einsatz von Elektrofahrzeugen (blaue Linie liegt bei gleichem Wert auf der x-Achse oberhalb der grünen Linie). Auch dieser Effekt gilt grundsätzlich für beide Betrachtungsjahre. Es ist jedoch für das Betrachtungsjahr 2050 zu sehen, dass durch die höhere nutzbare Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge in 2050 bei einem Nutzungsanteil von 100 % der Elektrofahrzeuge (entspricht dann in etwa 18 GWh) mit knapp 8 % dieselbe jährliche Netzkosteneinsparung (gleicher Wert auf der y-Achse)

erreicht werden könnte wir bei einem Nutzungsanteil von 100 % der nutzbaren PV-Heimspeicher, die mit einer Kapazität von etwa 11.5 GWh angenommen werden. Die höheren Einsparpotenziale durch den netzorientierten Einsatz von Heimspeichern im Vergleich zu Elektrofahrzeugen ist auf die höhere Verfügbarkeit dieses Speichertyps zurückzuführen: während Heimspeicher immer am Netz angeschlossen sind, ist für Elektrofahrzeuge anzunehmen, dass diese nicht zu jeder Stunde des Tages an einem Ladepunkt stehen und somit nicht vollständig für die Erbringung netzorientierter Flexibilität bereitstehen (siehe auch Annahmen in Abschnitt 3.2.4).

Als weitere Erkenntnis lässt sich aus den Auswertungen für die Gesamtschweiz ableiten, dass wie zuvor beschrieben zwar die ausschliessliche Nutzung von Heimspeichern als netzorientierte Flexibilität Vorteile gegenüber der ausschliesslichen Nutzung von Elektrofahrzeugen zu diesem Zweck bieten könnte. Allerdings zeigt die kombinierte Betrachtung von Heimspeichern und Elektrofahrzeugen (graue Linie), dass durch diese Kombination bei gleicher Höhe der genutzten Speicherkapazität vergleichbare Ergebnisse erzielt werden können. In 2050 würde zum Beispiel ein kombinierter Nutzungsanteil von 20 % der Heimspeicher und 20 % der Elektrofahrzeuge zu derselben jährlichen Kosteneinsparung führen wie ein Nutzungsanteil von 50 % der Heimspeicher (bei ausschliesslicher Nutzung der Heimspeicher zum netzorientierten Einsatz): In beiden Fällen wäre bei knapp 6 GWh genutzter Speicherkapazität in 2050 eine jährliche Netzkosteneinsparung von etwa 6 % möglich.

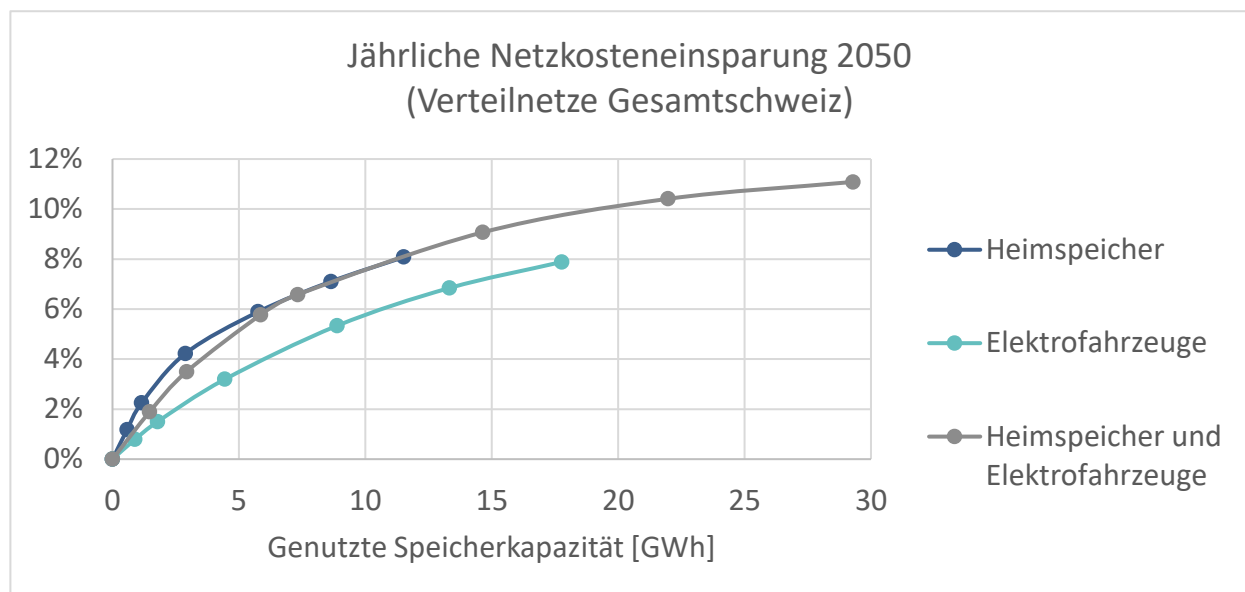


Abbildung 23: Mögliche jährliche prozentuale Netzkosteneinsparung bezogen auf den Referenzfall für verschiedene Nutzungsanteile beim netzorientierten Speichereinsatz für das Betrachtungsjahr 2050

Zur weiteren Einordnung der Effekte und der Sinnhaftigkeit der Nutzung vorhandener Flexibilitäten in den Stromverteilungsnetzen sind in Abbildung 24 und Abbildung 25 die spezifischen jährlichen Kosteneinsparung in Abhängigkeit der genutzten Speicherkapazität (in CHF pro Jahr und pro Kilowattstunde) aufgezeigt.

Im Gegensatz zur gesamten jährlichen Kosteneinsparung, die mit zunehmender genutzter Speicherkapazität steigt, ist die jährliche Kosteneinsparung pro genutzte Speicherkapazität sowohl in 2035 als auch in 2050 bei geringer genutzter Speicherkapazität am höchsten und sinkt mit zunehmender genutzter Kapazität. Dies bedeutet, dass mit zunehmender genutzter Speicherkapazität der Grenznut-

zen für die Nutzung der vorhandenen Flexibilitäten abnimmt. Während die spezifischen Kosteneinsparungen für Heimspeicher in 2035 im Bereich der ersten genutzten Kapazitäten noch bei etwa 120 bis 130 CHF/a/kWh (2050 vergleichbar) liegen, sinkt dieser Wert auf unter 60 CHF/a/kWh (beziehungsweise unter 50 CHF/a/kWh in 2050), wenn die vollständigen Kapazitäten der Heimspeicher verwendet werden. Für Elektrofahrzeuge ist der Rückgang des spezifischen Nutzens nicht derart stark ausgeprägt, dafür liegt das absolute Niveau aber bereits für die ersten genutzten Kapazitäten im Bereich um 50 CHF/a/kWh (2035) bis 60 CHF/a/kWh (2050) und sinkt für die vollständige Nutzung der vorhandenen Flexibilitäten auf etwa 40 CHF/a/kWh (2035) und 30 CHF/a/kWh. Dass der Rückgang in 2050 stärker ausgeprägt ist, liegt vor allem daran, dass für dieses Betrachtungsjahr mehr Kapazitäten zur Verfügung stehen. Durch Elektrofahrzeuge können per Annahme in 2035 bei einem Nutzungsanteil von 100 % z. B. 7 GWh Speicherkapazität zur Verfügung. Im Betrachtungsjahr 2050 liegt dieser Wert etwa zweieinhalbmals so hoch (knapp 18 GWh).

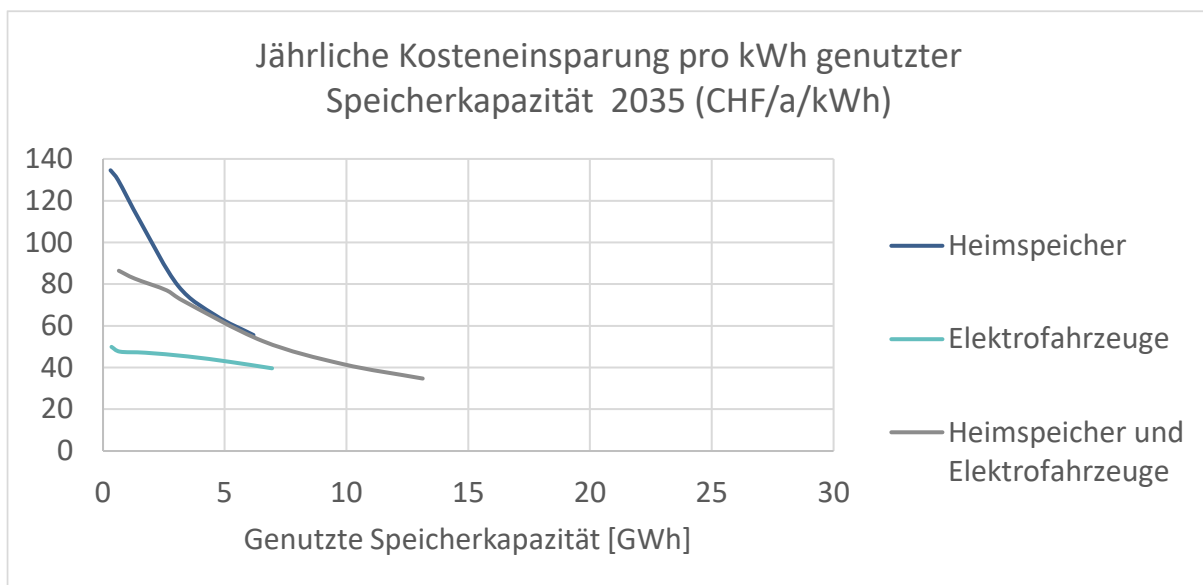


Abbildung 24: Mögliche jährliche Kosteneinsparung pro genutzter Speicherkapazität bezogen auf den Referenzfall für verschiedene Nutzungsanteile beim netzorientierten Speichereinsatz für das Betrachtungsjahr 2035

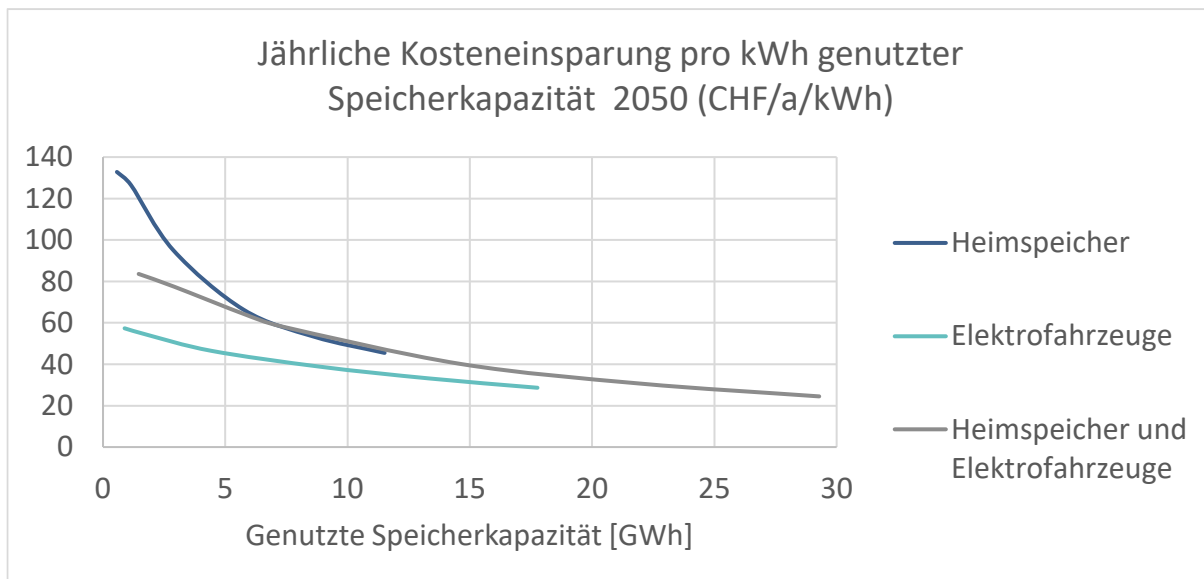


Abbildung 25: Mögliche jährliche Kosteneinsparung pro genutzter Speicherkapazität bezogen auf den Referenzfall für verschiedene Nutzungsanteile beim netzorientierten Speichereinsatz für das Betrachtungsjahr 2050

Als erstes Fazit lässt sich demnach festhalten, dass es in einem gewissem Umfang sinnvoll sein kann, Speicher netzorientiert einzusetzen und eine höhere genutzte Kapazität dabei höhere jährliche Netzkosteneinsparungen bewirken kann. Auf der anderen Seite scheint es allerdings nicht sinnvoll, die vorhandenen Flexibilität vollständig für netzorientierte Einsatzzwecke zu nutzen, da der spezifische Nutzen jeder genutzten Kilowattstunde sinkt je mehr Kapazität genutzt wird. Um die möglichen Wirkungen weiter einzugrenzen, werden im folgenden Abschnitt die Auswirkungen differenziert nach den vier betrachteten Typnetzen analysiert (grosstädtisch, städtisch, periurban, ländlich).

In diesen Ergebnissen geht es bewusst um die Nutzung von ohnehin im Netz vorhandenen Speichern, sodass an dieser Stelle keine Abwägung mit Investitionskosten getroffen wird. Die Frage, ob es sich lohnen würde, dass ein Netzbetreiber Speicher explizit zu diesem Zweck errichtet, wird im Exkurs in Abschnitt 3.3.3 zu Grossspeichern behandelt.

3.3.2 Typnetze und Fazit

Auch für die modellierten Typnetze werden analog zu den Darstellungen für die Gesamtschweiz jeweils die jährliche Netzkosteneinsparung gegenüber dem Referenzfall in Prozent sowie die jährliche Einsparung pro genutzter Speicherkapazität in CHF pro Jahr und pro Kilowattstunde ausgewertet. Da die Wirkungen in den Betrachtungsjahren 2035 und 2050 vergleichbar ausfallen und demnach zu denselben Erkenntnissen führen, werden in diesem Abschnitt lediglich die Ergebnisse für das Zieljahr 2050 gezeigt. Die Darstellungen für 2035 können darüber hinaus dem Anhang entnommen werden.

In den Grafiken in Abbildung 26 bis Abbildung 29 werden die Ergebnisse getrennt nach den betrachteten Typnetzen dargestellt. Zunächst lässt sich auch hier festhalten, dass – vergleichbar mit den Wirkungen für die gesamte Schweiz – auch in allen betrachteten Typnetzen die jährliche Netzkosteneinsparung mit zunehmender genutzter Speicherkapazität ansteigt, während die spezifische jährliche Kosteneinsparung pro genutzter Speicherkapazität sinkt (abnehmender Grenznutzen der Speicher). Dennoch sind im Vergleich der Typnetze unterschiedliche Ausprägungen in den Wirkungen eines netzorientierten Einsatzes der vorhandenen Speicherkapazitäten zu erkennen.

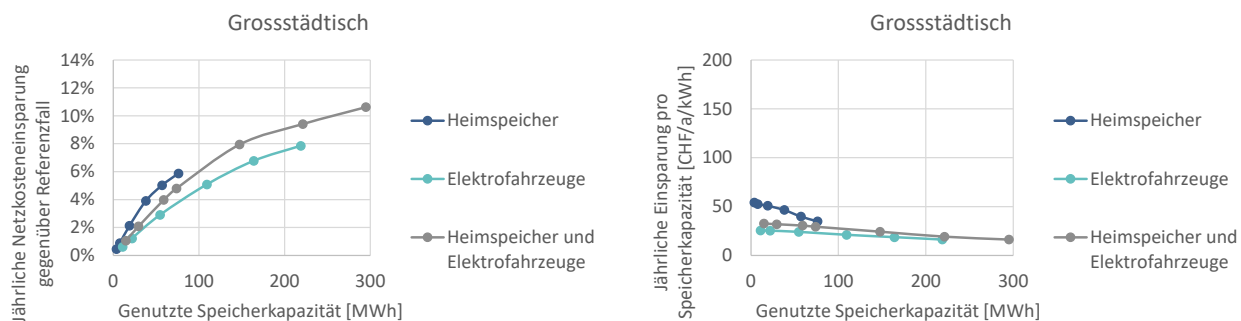


Abbildung 26: Grossstädtische Typnetze: Mögliche jährliche prozentuale Netzkosteneinsparung und jährliche Kosteneinsparung pro genutzter Speicherkapazität für verschiedene Nutzungsanteile beim netzorientierten Speichereinsatz für 2050

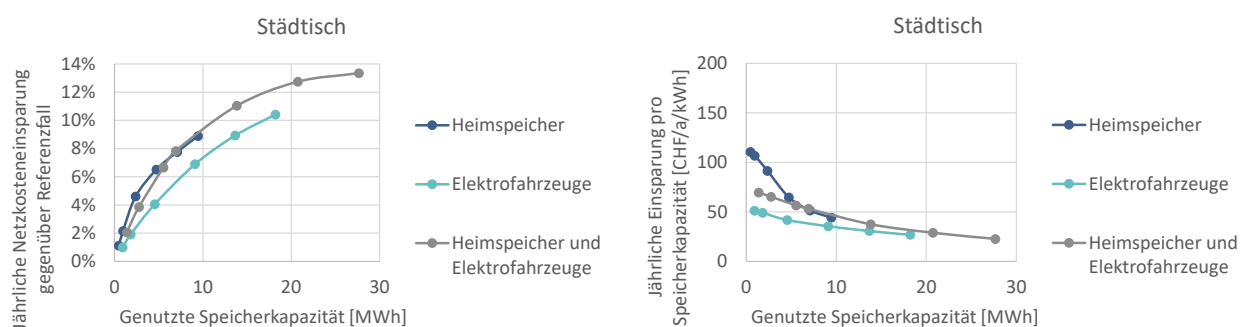


Abbildung 27: Städtische Typnetze: Mögliche jährliche prozentuale Netzkosteneinsparung und jährliche Kosteneinsparung pro genutzter Speicherkapazität für verschiedene Nutzungsanteile beim netzorientierten Speichereinsatz für 2050

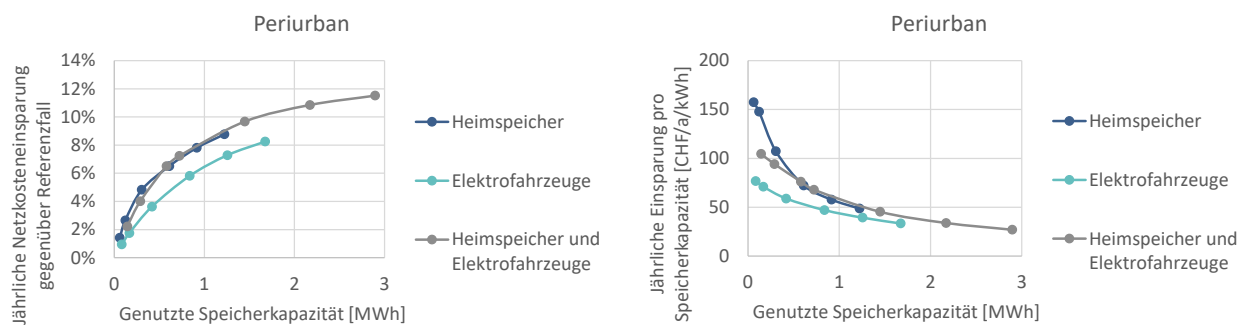


Abbildung 28: Periurbane Typnetze: Mögliche jährliche prozentuale Netzkosteneinsparung und jährliche Kosteneinsparung pro genutzter Speicherkapazität für verschiedene Nutzungsanteile beim netzorientierten Speichereinsatz für 2050

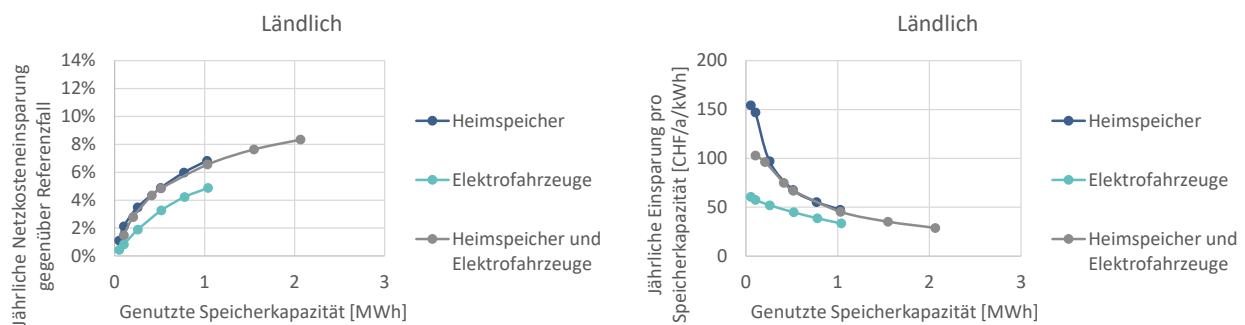


Abbildung 29: Ländliche Typnetze: Mögliche jährliche prozentuale Netzkosteneinsparung und jährliche Kosteneinsparung pro genutzter Speicherkapazität für verschiedene Nutzungsanteile beim netzorientierten Speichereinsatz für 2050

Die jährlichen Netzkosteneinsparungen können durch eine vollständige Nutzung der für die netzoriente Einsatzweise zur Verfügung stehenden Elektrofahrzeuge in grossstädtischen und städtischen Gebieten höher ausfallen als die durch Heimspeicher (Grund dafür ist insbesondere die insgesamt höhere verfügbare Speicherkapazität). In periurbanen Typnetzen übersteigt die jährliche Netzkosteneinsparung bei ausschliesslicher Nutzung von Heimspeichern (Nutzungsanteil 100 %) jedoch die der Elektrofahrzeuge. In ländlichen Netzen liegen die maximal möglichen Einsparungen für diese beiden Speichertypen bei einem Nutzungsanteil von 100 % in etwa in gleicher Höhe.

Bei einer kombinierten Betrachtung von Heimspeichern und Elektrofahrzeugen liegt die maximal mögliche jährliche Netzkosteneinsparung (Nutzungsanteil 100 % für die verfügbaren Speicherkapazitäten) mit 13 % bis 14 % jährlicher Kosteneinsparung gegenüber dem Referenzfall für die städtischen Typnetze am höchsten. Darauf folgen die Kosteneinsparungen für die periurbanen Netze, die im Maximum (ebenfalls Nutzungsanteil 100 % bei kombinierter Betrachtung von Heimspeichern und Elektrofahrzeugen) bei knapp 12 % liegen. Für grossstädtische Typnetze liegt dieser Wert bei knapp über 10 %, während er bei ländlichen Typnetzen mit 8 % am kleinsten ausfällt. Für die spezifische Kosteneinsparung pro genutzter Kilowattstunde Speicherkapazität ist dieses Verhältnis davon abweichend ausgeprägt: für ländliche und periurbane Typnetze kann bis zu knapp über 150 CHF/a/kWh durch die ersten genutzten Kapazitäten von Heimspeichern erreicht werden, während diese Werte bei knapp über 100 CHF/a/kWh in städtischen Typnetzen und knapp über 50 CHF/a/kWh in grossstädtischen Typnetzen liegen. Bei einem Nutzungsanteil von 100 % in der kombinierten Betrachtung (sowohl bei Heimspeichern als auch Elektrofahrzeugen werden 100 % der für den netzorientierten Einsatzzweck zur Verfügung stehenden Flexibilitäten genutzt) sinkt dieser Wert auf 30 CHF/a/kWh in ländlichen Typnetzen, auf etwa 25 CHF/a/kWh in periurbanen und städtischen Typnetzen und auf 16 CHF/a/kWh in grossstädtischen Netzen. Es ist also zu erkennen, dass die auf die genutzte Speicherkapazität bezogene spezifische Kosteneinsparung je Kilowattstunde in ländlichen Netzen am höchsten ist, während die gesamte jährliche Netzkosteneinsparung in Prozent dort am niedrigsten ausfällt.

Wie bereits in den Vorbemerkungen zu Beginn dieses Kapitels in Abschnitt 3.1 erläutert, sollen Speicherbedarfe für netzoriente Einsatzzwecke hier nicht als Bedarfe für die zusätzliche Errichtung von Speichern, sondern als Bedarfe für die Nutzung vorhandener Flexibilitäten zur Reduktion von Netzausbaubedarfen ermittelt werden. Zusammenfassend lässt sich in diesem Sinne jedoch – auch unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus den Ergebnissen für die Gesamtschweiz – folgendes ableiten:

Eine vollständige Nutzung aller verfügbaren Speicherkapazitäten würde unter den hier getroffenen Annahmen zwar in allen Typnetzen zu den höchsten jährlichen Netzkosteneinsparungen führen, jedoch sinken die spezifischen Kosteneinsparungen pro kWh mit steigender genutzter Speicherkapazität deutlich. Durch die netzorientierte Einsatzweise vorhandener Flexibilitäten können also relevante Größenordnungen von Gesamt-Netzkosteneinsparungen erreicht werden, optimal im Sinne einer maximalen Wirkung pro Speichereinrichtung wäre es allerdings eigentlich, dabei möglichst wenige Einrichtungen zu nutzen. Um Ausprägungen für sinnvolle Nutzungsanteile von Flexibilitäten für netzorientierte Einsatzzwecke zu ermitteln, können die obigen Ergebnisse als Orientierungshilfen für Netzbetreiber dienen, wie langfristig erforderliche Netzkapazitäten (und somit Ausbaubedarfe) durch einen netzorientierten Speichereinsatz reduziert werden können, auch wenn der Bedarf aufgrund der individuellen Ausprägungen und Speicherdurchdringung für einzelne reale Netze stets einzelfallabhängig zu bewerten ist.

Als Beispiel für eine Nutzung der zuvor beschriebenen Ergebnisse als Orientierungshilfe kann z. B. ein Fall betrachtet werden, in dem für ein Netzgebiet eine jährliche Netzkosteneinsparung von mindestens 5 % für das Betrachtungsjahr 2050 als relevante Größenordnung festgelegt wird, die mindestens durch eine netzorientierte Einsatzweise von Speichereinheiten erreicht werden müsste. Zusätzlich würde auf den höchstmöglichen spezifischen Nutzen der genutzten Speicherkapazität abgezielt. Daraus könnte aus den obigen Abbildungen abhängig davon, in welche Typnetz-Kategorie das Netzgebiet einzuordnen wäre, folgendes für eine anvisierte Netzkosteneinsparung von den hier beispielhaft angesetzten 5 % im Jahr 2050 abgeleitet werden.

Grossstädtisches Netz: Sollen für die netzorientierte Einsatzweise zur jährlichen Netzkosteneinsparung in 2050 von etwa 5 % nur Heimspeicher eingesetzt werden, müssten etwa 75 % der für diesen Zweck verfügbaren Speicherkapazität genutzt werden (entspricht etwa 57 MWh im gebildeten Typnetz). Sofern nur Elektrofahrzeuge für die netzorientierten Einsatzzwecke herangezogen werden sollen, müssten etwa 50 % genutzt werden (entspricht etwa 110 MWh). Für den Fall, dass sowohl Heimspeicher als auch Elektrofahrzeuge für die netzorientierte Einsatzweise eingesetzt werden sollen, müssten jeweils etwa 25 % genutzt werden (dies entspricht in Summe etwa 75 MWh).

Städtisches Netz: Sollen für die netzorientierte Einsatzweise zur jährlichen Netzkosteneinsparung in 2050 von etwa 5 % nur Heimspeicher eingesetzt werden, müssten etwa 25 % der für diesen Zweck verfügbaren Speicherkapazität genutzt werden (entspricht etwa 2.4 MWh im gebildeten Typnetz). Sofern nur Elektrofahrzeuge für die netzorientierten Einsatzzwecke herangezogen werden sollen, müssten etwa 30 % genutzt werden (entspricht etwa 6 MWh). Für den Fall, dass sowohl Heimspeicher als auch Elektrofahrzeuge für die netzorientierte Einsatzweise eingesetzt werden sollen, müssten jeweils etwa 15 % genutzt werden (dies entspricht in Summe etwa 4 MWh).

Periurbanes Netz: Sollen für die netzorientierte Einsatzweise zur jährlichen Netzkosteneinsparung in 2050 von etwa 5 % nur Heimspeicher eingesetzt werden, müssten etwa 25 % der für diesen Zweck verfügbaren Speicherkapazität genutzt werden (entspricht etwa 0.3 MWh im gebildeten Typnetz). Sofern nur Elektrofahrzeuge für die netzorientierten Einsatzzwecke herangezogen werden sollen, müssten etwa 35 % genutzt werden (entspricht etwa 0.6 MWh). Für den Fall, dass sowohl Heimspeicher als auch Elektrofahrzeuge für die netzorientierte Einsatzweise eingesetzt werden sollen, müssten jeweils etwa 15 % genutzt werden (dies entspricht in Summe etwa 0.4 MWh).

Ländliches Netz: Sollen für die netzorientierte Einsatzweise zur jährlichen Netzkosteneinsparung in 2050 von etwa 5 % nur Heimspeicher eingesetzt werden, müssten etwa 75 % der für diesen Zweck

verfügbaren Speicherkapazität genutzt werden (entspricht etwa 0.5 MWh im gebildeten Typnetz). Sofern nur Elektrofahrzeuge für die netzorientierten Einsatzzwecke herangezogen werden sollen, müssten etwa 100 % genutzt werden (entspricht etwa 1 MWh). Für den Fall, dass sowohl Heimspeicher als auch Elektrofahrzeuge für die netzorientierte Einsatzweise eingesetzt werden sollen, müssten jeweils etwa 25 % genutzt werden (dies entspricht in Summe etwa 0.5 MWh).

3.3.3 Exkurs: Einsatz von Grossspeichern in den Stromverteilungsnetzen

Neben den in den zuvor dargestellten Analysen betrachteten Speichertypen (PV-Heimspeicher, Elektrofahrzeuge, tlw. Wärmepumpen), können auch Grossspeicher theoretisch in den Stromverteilungsnetzen angeschlossen werden, um durch eine netzorientierte Einsatzweise die langfristig erforderlichen Netzkapazitäten (und somit Ausbaubedarfe) zu reduzieren. Die Wirkungen dieser Grossspeicher sind allerdings in hohem Masse einzelfallabhängig und können nicht pauschal für alle Gemeinden oder Typnetze im Rahmen der zuvor angewendeten Modellnetzanalyse bewertet werden. Dennoch soll in diesem Exkurs eine grobe Abschätzung erarbeitet werden, wie ein Einsatz von Grossspeichern mit netzorientiertem Einsatzzweck sich auf die Netzbedarfe auswirken kann.

Bei möglichen Grossspeichern in den Stromverteilungsnetzebenen sind aus heutiger Sicht insbesondere Anwendungszwecke wie Quartierspeicher und grössere Speicher an grossen Ladeparks denkbar. Grossspeicher an Ladeparks würden voraussichtlich insbesondere durch den Anreiz für Ladeparkbetreiber die Anschlussleistung zu reduzieren errichtet. Der Speicherbedarf obliegt damit hauptsächlich der betriebswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit und ist einzelfallabhängig z. B. auch abhängig von der Strombeschaffungsstrategie des Ladeparkbetreibers. Dadurch dürften sich keine zusätzlichen originären Speicherbedarfe für den Netzbetreiber oder für netzorientierte Einsatzzwecke ergeben. Grössere Speicher wie Quartierspeicher hingegen würden bei einem netzorientierten Einsatzzweck mit ihren Wirkungen denen der PV-Heimspeicher entsprechen. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass grössere Speicher nicht in der Netzebene 7 sondern ab der Netzebene 6 angeschlossen würden und somit die Kostenwirkungen der Netzebene 7 nicht berücksichtigt werden dürfen, so dass die Gesamt-Kosteneinsparungen geringer ausfielen als die durch die Nutzung der Flexibilität von PV-Heimspeichern für einen netzorientierten Einsatzzweck. Anders als bei PV-Heimspeichern, die als vorhandene Kapazitäten im Stromnetz angenommen werden, wäre für Grossspeicher (wie Quartierspeicher) die Investition in diese Speicher mit den möglichen Netzkosteneinsparungen zu vergleichen, um zu identifizieren, ob sich eine Errichtung dieser Speicher explizit für einen netzorientierten Einsatzzweck lohnen kann.

Im Folgenden wird daher eine Einordnung vorgenommen, ob allein durch die im Netz möglichen Kostenreduktionspotenziale (die in den Analysen zum Einsatz von Heimspeichern für die Typnetze in Abschnitt 3.3.2 aufgezeigt werden, abzüglich der Kosteneinsparungen in Netzebene 7) eine Investition in Speicher für einen netzorientierten Einsatzzweck lohnenswert sein könnte. Dabei wird im Sinne einer oberen Abschätzung weiterhin lediglich auf die Netzkostenwirkungen eines netzorientierten Einsatzes abgezielt. Wie bereits in den Vorbemerkungen in Abschnitt 3.1 zur Erläuterung, bedeutet dies, dass marktliche oder volkswirtschaftliche Effekte ebenso wenig wie eventuelle Transaktionskosten oder Kosten aufgrund von Speicherverlusten nicht betrachtet werden. Die hier verwendeten spezifischen Investitionskosten orientieren sich an abweichend von den Annahmen zu Speichertechnologien für die Untersuchung von Speicherbedarfen für das Energiesystem Strom und Wärme (Kapitel 2) an Prognosen zu Kosten für PV-Heimspeicheranlagen (siehe Abschnitt 3.2.4). Grund dafür ist, dass die Speicheranlagen, die in den Stromverteilungsnetzen für netzorientierte Zwecke eingesetzt werden,

tendenziell nicht die Grössenordnungen der für Systemzwecke eingesetzten Grossbatterien erreichen und damit in der Kosteneinordnung auch eher ein Kostenansatz für kleinere Speichereinheiten heranzuziehen ist. Die Ergebnisse sind aber auch hier als Grössenordnung und somit als Richtwerte für Netzbetreiber zu verstehen und können genutzt werden, um grundsätzliche Speicherbedarfe für netzorientierte Einsatzzwecke zu bewerten.

Abbildung 30 zeigt das Verhältnis der jährlichen Netzkosteneinsparungen durch einen netzorientierten Einsatz der Speichereinheiten (basierend auf den Ergebnissen zum Heimspeichereinsatz entsprechend Abschnitt 3.3.2, abzüglich der Kosteneinsparungen in Netzebene 7) zu den abgeschätzten annualisierten (d. h. auf jährliche Zahlungen umgerechnete) Investitionskosten für diese Speicher. Ein Wert grösser eins bedeutet, dass die Netzkosteneinsparungen die Investitionen übersteigen, während ein Wert kleiner eins bedeutet, dass die Netzkosteneinsparungen geringer als die erforderlichen Investitionen ausfallen. Die Kostenwirkungen für die Netzebene 7 sind dabei nicht berücksichtigt, da hier davon ausgegangen wird, dass Grossspeicher in der Netzebene 6 angeschlossen würden. Um von der absoluten Speicherdurchdringung zu abstrahieren und die Grafiken in Abbildung 30 vergleichbar zu machen, ist hier auf der x-Achse nicht die genutzte Speicherkapazität, sondern der Nutzungsanteil in Prozent (bezogen auf die in den Netzen verfügbare Heimspeicher-Kapazität im entsprechenden Betrachtungsjahr) dargestellt.

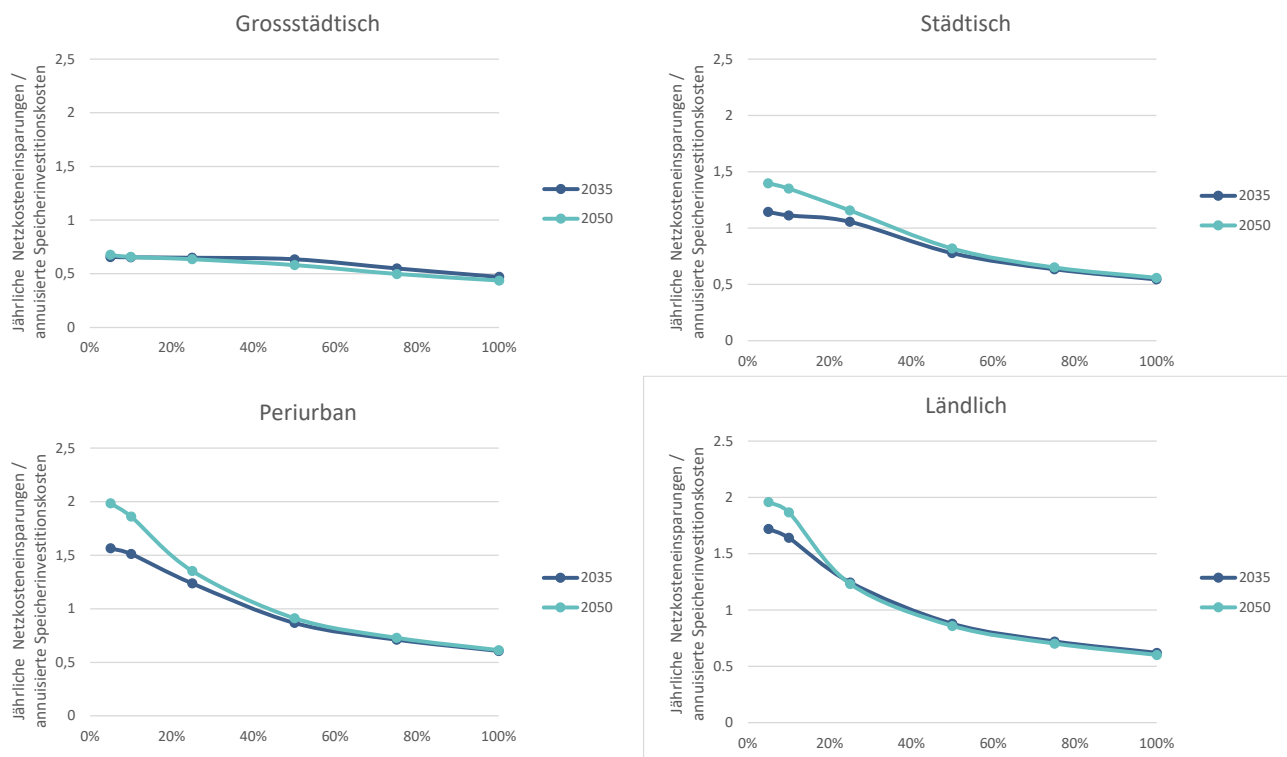


Abbildung 30: Verhältnis der möglichen jährlichen Netzkosteneinsparung zu den annualisierten Investitionskosten für Speicher zur netzorientierten Einsatzweise zu den für 2035 und 2050

Es ist zu erkennen, dass (analog zu den Erkenntnissen für die spezifischen Kosteneinsparungen in Abschnitt 3.3.2) das Verhältnis von jährlicher Netzkosteneinsparung zu annualisierten Investitionskosten höher ausfällt, je kleiner der Nutzungsanteil gewählt wird. Für grossstädtische Typnetze liegt das Verhältnis auch bei geringen Nutzungsanteilen bei Werten kleiner als eins, was bedeutet, dass die Investitionskosten die Netzkosteneinsparungen übersteigen würden. Für städtische Typnetze

zeichnet sich bei geringen Nutzungsanteilen bis etwa 20 % (2035) oder 30 % (2050) ab, dass die Netzkosteneinsparungen die erforderlichen Investitionen übertreffen könnten. Bei periurbanen und ländlichen Typnetzen liegen diese Werte noch etwas höher: Die möglicherweise zu erzielende Netzkosteneinsparung fällt im Vergleich zu den annualisierten Investitionskosten höher aus (bis zu etwa Faktor 2 bei sehr geringen Nutzungsanteilen). Zusätzlich könnten auch bis etwa 40 % Nutzungsanteil höhere Netzkosteneinsparungen erreicht werden als Investitionskosten erforderlich wären.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass es sich hier um einen vereinfachten Kostenvergleich handelt, der ausserhalb der Stromverteilungsnetze liegende Kosten nicht berücksichtigt. Zusätzlich hängen die Erkenntnisse massgeblich davon ab, wie sich das Verhältnis von Kosten für Netzausbau zu Kosten für Stromspeicher in der Zukunft entwickelt. Unter diesen Umständen lässt sich jedoch eine etwaig mögliche Sinnhaftigkeit für die Errichtung von Speichern zu netzorientierten Einsatzzwecken in städtischen, periurbanen und ländlichen Typnetzen feststellen – allerdings bei einem ausgeprägteren Fokus auf geringe Speicherkapazität (Korrelation mit hohen spezifische Kosteneinsparungen). Für die Abwägung zur Speicherinvestition in realen Netzen ist auch hier eine netzspezifisch einzelfallabhängige Bewertung erforderlich.

4 Speicherbedarf für Systemstabilität

Für die im Gesamtprojekt im Vordergrund stehende Untersuchung des Speicherbedarfs in der Schweiz stellt sich neben den bereits untersuchten Themen zusätzlich auch die Frage, ob die abzu-
sehenden Entwicklungen im Energiesystem (unter anderem zunehmende Asynchrongeräte auf der Erzeugungs- und Lastseite, also wechselrichterbasierte Solar- und Winderzeugung einerseits und zunehmend gleichrichterbasierte Lasten andererseits) dazu führen könnten, dass auch aus Systemsicherheitsgründen zusätzliche Speicher erforderlich sein könnten. Diese Frage wird in diesem Kapitel untersucht. Die Bewertung erfolgt dabei ohne den Einsatz von quantitativen Modellierungen, da bereits qualitative Argumente dagegensprechen, dass Systemsicherheitsaspekte einen signifikanten und explizit für diesen Zweck zu tätigen Speicherzubau notwendig machen. Diese qualitative Einordnung erfolgt im Folgenden zu den Themenbereichen Regelenergie, Blindleistung, Momentanreserve (Trägheit) sowie Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit.

Im Bereich der **Regelenergie** wird kein signifikanter zusätzlicher Speicherbedarf erwartet (auch wenn die grundsätzliche Anforderung an Flexibilität auch in der Zukunft besteht). Die zunehmende Verfügbarkeit steuerbarer flexibler Lasten im Energiemarkt stellt eine effektive Konkurrenz zu Speicherlösungen dar und diese alternativen Flexibilitätsoptionen können Schwankungen im Netz voraussichtlich kostengünstiger ausgleichen als dedizierte Speichersysteme. Zudem ist zu erwarten, dass auch eine künftige mögliche Intraday-Vermarktung von aus anderen Gründen erstellten Batterien (siehe Ergebnisse aus Abschnitt 3.3) einen dämpfenden Effekt auf Regelenergievolumina haben wird. Ein möglicher Anwendungsfall für Speichertechnologien könnte jedoch der Ausgleich von Prognosefehlern sein, die erst während der Lieferviertelstunde auftreten (Sekundärregelung). Hier könnten schnell reagierende Speichersysteme einen wertvollen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Darüber hinaus zeigen die empirischen Entwicklungen in Nachbarländern wie Deutschland jedoch, dass der massive Ausbau erneuerbarer Energien nicht zwangsläufig zu einem erhöhten Regelleistungsbedarf führt – ein als "Balancing Paradox" bezeichnetes Phänomen, bei dem trotz zunehmender Volatilität der Erzeugung das Regelleistungsvolumen sinkt (Joos & Staffell, 2019; Ocker & Ehrhart, 2017; Koch & Hirth, 2019). Das zugrundeliegende Marktdesign erweist sich als zusätzlicher entscheidender Faktor für den Bedarf an Regelenergie. Beispielsweise könnte die Implementierung eines Einpreissystems, wie es Swissgrid für den 1. Januar 2026 vorgesehen hat (Swissgrid, 2025), systemische Unausgeglichheiten verringern und damit den Bedarf an Ausgleichsmassnahmen insgesamt reduzieren. Derzeit hat die Schweiz mit dem Zweipreis-Ausgleichsenergiesystem ein Marktdesign das für Bilanzgruppen keinerlei Anreize bietet, in Echtzeit die Systembilanz auszugleichen, und entsprechend hohe Unausgeglichheiten sowie Regelenergievolumina und -preise nach sich zieht. Mit der vorgeschlagenen Änderung durch Swissgrid ist zu erwarten, dass sich die aktuelle Lage in dem Bereich bessert. Dadurch kann statt Regelenergie der Intraday-Handel stärker zur Lösung von Prognoseänderungen beitragen. Auch wenn Speichertechnologien technisch grundsätzlich gut an Regelenergiemärkten teilnehmen können, dürfte zudem die wirtschaftliche Bedeutung für diesen Einsatzzweck durch zunehmende Kannibalisierungseffekte möglicher Geschäftsmodelle gegenüber heute eher sinken. So ist zu erwarten, dass die Hauptidealstruktur künftiger Speicherprojekte voraussichtlich in Arbitragegeschäften an Strom-Spotmärkten (inkl. einem künftig voraussichtlich liquideren Intraday-Markt) liegt. Zusammenfassend erscheint ein ausschliesslich durch Regelenergie getriebener signifikanter Speicherbedarf somit nicht absehbar – mit der möglichen Ausnahme spezifischer Anwendungen in der Sekundärregelung, die einer detaillierteren Quantifizierung bedürfen, die jedoch ausserhalb des Umfangs der vorliegenden Studie liegt.

Auch aufgrund von **Blindleistungsbedarf** ist kein direkter Bedarf an weiteren Batteriespeichern zu erwarten. Grund dafür ist, dass Blindleistungskompensation mit deutlich geringen Kosten erreichbar ist, wenn direkt diejenigen Geräte dazu befähigt bzw. durch Vorschriften technisch passend ausgelegt werden, die die Spannungshaltungsprobleme verursachen wie z. B. neue lokale Erzeuger oder Lasten (ef.Ruhr et al, 2021). Dies scheint aus Kostengesichtspunkten strikt dominant gegenüber dem Zubau neuer Batteriespeicher allein oder primär zur Blindleistungskompensation. So ist es beispielsweise sinnvoller, eine neue Solaranlage direkt mit einem ausreichend dimensionierten Wechselrichter auszustatten, der verursachte Spannungshaltungsprobleme der neuen Anlage direkt selbst kompensiert, als eine Batterie daneben zu platzieren, dessen Wechselrichter das Gleiche tun würde. Es ist jedoch davon auszugehen, dass auch für Batteriespeicher Blindleistungskompensation (weiterhin) nötig sein wird, um die Effekte der Ein- und Ausspeisung der Batterie selbst zu kompensieren.

Die Bereitstellung von **Momentanreserve (Trägheit)**, die traditionell durch die rotierende Masse konventioneller Kraftwerke gewährleistet wird, kann kosteneffizient durch alternative Technologien realisiert werden. Die Nutzung netzbildender Wechselrichter bei Solar- und Windenergieanlagen stellt dabei eine geeignete Option dar. Diese Technologie ermöglicht es, synthetische Trägheit bereitzustellen, ohne dass dafür zusätzliche Batteriespeicher installiert werden müssen. Besonders in Ländern wie der Schweiz, die derzeit einen erheblichen Teil ihrer Systemträgheit durch Laufwasserkraftwerke sicherstellen, könnte bei steigendem Bedarf an Trägheit die Verpflichtung zur Implementierung netzbildender Wechselrichter in erneuerbaren Energieanlagen sowie in aus anderen Gründen gebauten Grossbatteriespeichern eine sinnvolle Massnahme darstellen. Dies würde die Systemstabilität gewährleisten, ohne in der Notwendigkeit spezifischer neuer Speicherbedarfe für diese Zwecke zu resultieren. Auch hier lässt sich also feststellen, dass aus systemtechnischer und ökonomischer Perspektive keine spezifischen Speicherbedarfe allein zur Erbringung von Momentanreserve existieren. Stattdessen sollte der Fokus auf der Integration netzstabilisierender Funktionalitäten in bestehende und neue erneuerbare Energieanlagen und Grossbatteriespeicher liegen, was eine kosteneffizientere Lösung für die Bereitstellung von Systemträgheit im Vergleich zu spezifisch für den Zweck neu errichtete Energiespeicher darstellt.

In Bezug auf **Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit** ist für die Schweiz zu erwarten, dass sie durch ihr Wasserkraft-basiertes Kraftwerksportfolio auch in Zukunft ausserordentlich gut in der Lage sein wird, mit bestehenden Anlagen diese Bereiche abdecken zu können. Ein expliziter Speicherbedarf ist also auch für diesen Anwendungszweck nicht absehbar. Zudem sind Batterien von ihrer Kostenstruktur her eher ungeeignet für die Erbringung von Schwarzstartfähigkeit, da sie dafür ständig einen mindestens teilweise gefüllten Speicherstand aufweisen müssten und somit in der Höhe des vorzuhaltenden Speichers im Normalbetrieb nicht nutzbar sind. Dies ist bei z. B. Laufwasserkraftwerken anders, die einen ungestörten Normalbetrieb trotz Schwarzstart-Bereitschaftsbetrieb beibehalten können.

Die Fähigkeit zur Bereitstellung ausreichender **Kurzschlussströme** ist ein wesentlicher Aspekt der Netzstabilität und Systemsicherheit in elektrischen Energieversorgungssystemen. In konventionellen Stromnetzen werden Kurzschlussströme hauptsächlich durch synchrone Generatoren in thermischen und hydraulischen Kraftwerken geliefert, die bei Fehlern im Netz hohe Ströme einspeisen können. Mit der fortschreitenden Energiewende und dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien stellt sich jedoch die Frage nach alternativen Quellen für Kurzschlussströme. Es ist zu erwarten, dass Wechselrichter, die bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen zum Einsatz kommen, diese Funktion übernehmen können. Diese leistungselektronischen Komponenten lassen sich so konfigurieren, dass sie im

Fehlerfall kurzfristig erhöhte Ströme einspeisen können. Im Vergleich dazu wären dedizierte Speichersysteme, die ausschliesslich zur Bereitstellung von Kurzschlussströmen installiert würden, sowohl aus ökonomischer als auch aus technischer Sicht ineffizient. Die Investitions- und Betriebskosten für Batteriespeicher überstiegen den Nutzen deutlich, wenn ihre einzige Funktion die Bereitstellung von Kurzschlussströmen wäre. Auch in Bezug auf die Bereitstellung von Kurzschlussströmen ist also kein expliziter Speicherbedarf abzusehen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Speicherbedarf nicht wesentlich durch die Erfordernisse zur Bereitstellung von Systemstabilität getrieben sein dürfte. Im Bereich der Regelenergie ist tendenziell eine gleichbleibende Bedeutung (und gegenüber heute ein sinkendes Preisniveau in der Regelenergie) zu erwarten, wobei die Entwicklung entsprechender Marktmechanismen entscheidend sein wird. Unter Umständen kann ein Bedarf für Speicher zur Erbringung von Sekundärregelleistung (für den Ausgleich von Prognosefehlern) bestehen. Für die Bereitstellung von Blindleistung, Momentanreserve (Trägheit), Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit sowie Kurzschlussstrombereitstellung gibt es keine expliziten Speicherbedarfe, da in der Regel kosteneffiziente Lösungen ohne zusätzliche Speicher (durch Wasserkraft und andere Technologie(ausrüstungen)) möglich sind, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Dennoch ist zu berücksichtigen, dass vorhandene Speicher durch die mögliche Flexibilität zukünftig einen Beitrag zur Systemstabilität leisten können, auch wenn zu erwarten ist, dass künftige Geschäftsmodelle eher mit Fokus auf Arbitrage und Flexibilität in Spotmärkten liegen.

5 Diskussion der künftigen Rolle von Energiespeichern

In diesem Kapitel diskutieren wir die Rolle von Energiespeichern im Energiesystem, und zeigen Infrastrukturbedarfe und Bedarfe für mögliche Folgestudien auf.

Einordnung der Ergebnisse zu Strom- und Brennstoffspeichern

In Bezug auf Stromspeicher werden für die Schweiz abgesehen von der Wasserkraft in Zukunft vor allem Grossbatterien eine relevante Rolle spielen. Die Rolle von Heimspeichern (Batterien in Haushalten) ist ambivalent. Gasförmige Speicher werden nicht benötigt, Heizölspeicher könnten jedoch eine Rolle zur Krisenvorsorge behalten.

Heimspeicher. Heimspeicher (Batteriespeicher in privaten Haushalten in Kombination mit PV-Anlagen) werden heute vor allem dazu genutzt, den Eigenverbrauchsgrad von Haushalten zu maximieren, also möglichst viel des produzierten PV-Stroms selbst zu nutzen, um den hohen Endkundenstrompreis für Strombezug zu vermeiden. Der systemische Wert davon ist jedoch gering und steht in keiner adäquaten Relation zu den dadurch steigenden Netzkosten für verbleibende Netznutzer, sodass Heimspeicher aus energiewirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll sind. Denn den aus privater Perspektive eingesparten Netzentgelten und Abgaben steht heute kein vergleichbarer systemischer Nutzen gegenüber, sodass die verbleibenden Netznutzer die gleich gebliebenen Gesamtkosten des Netzes durch für sie steigende Netztarife tragen müssen. So zeigen die Analysen zum Referenzfall des Betriebs von Heimspeichern (vgl. Abschnitt 3.2.4), dass eine eigenverbrauchsoptimierende Betriebsweise den Netzausbaubedarf *nicht* reduziert. Das liegt daran, dass die Nutzung der PV-Heimspeicher nicht in die auslegungsrelevanten Situationen für das Netz (z. B. kalte Winterabende) fällt, entweder weil die PV-Heimspeicher in dieser Stunde leer sind oder weil es keinen Anreiz gibt, den Speicher genau in dieser Stunde einzusetzen. Dadurch kann bei dieser Einsatzweise die auslegungsrelevante Nachfrage (oder Einspeisung) zumindest nicht so weit reduziert werden, dass Netzausbauten verringert werden können. Die Verbrauchsverschiebung führt zwar tendenziell zu geringeren Energiebezugskosten für das EVU, da oft Verbrauch zu höherpreisigen Zeiten vermieden wird. Diese Kosteneinsparungen sind jedoch klein, verglichen mit dem privatwirtschaftlichen Eigenverbrauchsvorteil durch Vermeidung von Netzentgelten und Abgaben. Gleichzeitig zeigen die Analysen aus Kapitel 3 jedoch, dass bereits vorhandene Heimspeicher durch optimale Einsatzsignale mit einer netzorientierten Einsatzweise zur Vermeidung von Netzausbau beitragen können. Da jedoch ähnliche Grössenordnungen von Netzausbaueinsparungen auch allein durch die netzoptimale Steuerung von Elektroautos erreicht werden können, die im Gegensatz zu Heimspeichern nicht spezifisch für energiewirtschaftliche Zwecke angeschafft werden müssen, leitet sich auch daraus kein energiewirtschaftlicher Bedarf zum Zubau von Heimspeichern ab. Es unterstreicht jedoch, dass diejenigen Heimspeicher, die bereits existieren, effizienten Anreizen ausgesetzt werden sollten, um sich Netzausbau-verringern zu verhalten. Beispiele für solche Anreize können dynamische Netzentgelte sein, die erste Schweizer Verteilnetzbetreiber bereits optional eingeführt haben. Für die Zwecke der Energiebilanz des Gesamtsystems (Kapitel 2) werden Heimspeicher aufgrund ihrer höheren Kosten im Vergleich zu Grossspeichern nicht benötigt.

Anreize für netzdienlichen Einsatz. Verschiedene Instrumente wären denkbar, um eine netz- und systemdienliche Betriebsweise von bestehenden Heimspeichern und nachfrageseitigen Flexibilitäten anzureizen. Eine detaillierte Analyse solcher Anreizinstrumente ist nicht Fokus der hier vorliegenden Studie. Jedoch sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass insbesondere dynamische Tarife (Netz- und Energietarife) sich besonders gut für diesen Zweck eignen. Würden Netzentgelte beispielsweise

so dynamisch ausgestaltet sein, dass sie während kritischer Winter-Abendstunden deutlich höher als in Zeiten mit unkritischer Netzbelastung sind, würde dies den Fehlanreiz zu einem Überausbau von Heimspeichern für PV-Eigenverbrauch verringern, andererseits aber den Einsatz bestehender Heimspeicher und lastreduzierender Nachfrageflexibilität auf die Zeitpunkte konzentrieren, in denen sie besonders hilfreich für die Entlastung des Systems sind.

Grossbatterien. Im Gegensatz zu Heimspeichern, die oft mangels Anreizen eher suboptimal eingesetzt werden, werden Grossspeicher typischerweise auf verschiedenen Strommärkten (Day-Ahead, Intraday, Regelenenergie und Ausgleichsenergie) optimiert und decken damit für einen effizienten Strommarkt verschiedene Funktionen gleichzeitig ab. Einerseits dienen sie dem Ausgleich von Strompreisen aufgrund typischer Erzeugungs- und Verbrauchsmuster (PV-Mittagsspitze, Verbrauchsspitze am Abend), andererseits aber auch zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen am Strommarkt. Ihr Effekt auf Strompreise ist generell ein tendenziell glättender, sie verringern also Preise in Hochpreisphasen und erhöhen Preise in Tiefpreisphasen, und sorgen so für weniger volatile Strompreise. Da sie nicht von vergleichbaren Eigenverbrauchs-Vorteilen wie Heimspeicher profitieren, ist ihr Zubau bislang allein marktlich getrieben, sie werden somit nur so weit zugebaut, wie dem auch ein systemischer Mehrwert gegenübersteht (definiert durch den Wert der Umwandlung von Tiefpreisstrom zu Hochpreisstrom, sowie den Wert von kurzfristigem Ausgleich). Die stark gesunkenen Preise für den Bau von Grossspeichern (vgl. Abschnitt 2.2) haben in Nachbarländern bereits zu einem starken Zubau geführt. So lagen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern Anfang 2025 Anschlussbegehren für 226 GW Batteriespeicher vor ([PV Magazin, 2025](#)), bei einer Spitzenlast des deutschen Stromsystems von 80 GW. Auch wenn diese Speicher nicht alle gebaut werden dürften, ist dennoch mit tatsächlichen Projektumsetzungen im deutlich zweistelligen GW-Bereich zu rechnen. Aufgrund dieser Entwicklungen, sowie den besonders hohen Regelenenergiepreisen in der Schweiz, ist ein ähnlicher Trend auch hierzulande absehbar und wird durch erste grössere Projekte (darunter eins mit 20 MW/65 MWh, [INTILION, 2025](#) & [Primeo Energie 2023](#)) untermauert. Unsere Modellergebnisse bestätigen zudem, dass auch langfristig für 2035 und 2050 Grossbatterien eine wichtige Rolle einnehmen, mit einem Zubau von über 4.3 GW im Szenario für 2035 und 3.1 im Szenario für 2050.

Infrastrukturbedarf Grossbatterien. Zur Errichtung von Grossbatterien sind geeignete Flächen mit Möglichkeit zum Netzanschluss nötig. Idealerweise werden sie in der Nähe von ohnehin vorhandenen Umspannwerken oder ehemaligen Kraftwerksstandorten errichtet. [Fraunhofer ISE \(2022\)](#) schätzt den Flächenbedarf für Grossbatteriespeicher auf 5 Hektaren (ha) pro GWh. Für eine Leistung von 4.3 GW mit einer Kapazität von 22.4 GWh für 2035 wäre somit eine Fläche von 112 ha nötig (1.12 km²). Da für Grossbatterien (im Gegensatz zu Wärmespeichern) keine unmittelbare Nähe zu Verbrauchern nötig ist, können sie tendenziell an günstigeren Flächen und in grossen zusammenhängenden Batterie-standorten gebaut werden, sofern ein Netzanschluss gegeben ist. Bei der Planung müssen Feuer-schutzaspekte berücksichtigt werden. Insgesamt sind für den Zubau von Grossbatterien keine relevanten Infrastruktur-Hürden erkennbar. Ein grosser Zubau von Speicherkapazität sollte jedoch auch mit Blick auf die Netztopologie erfolgen. Möglicherweise könnten auch Anreize zur geographischen Investitionssteuerung durch den Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid sinnvoll sein.

Methan- oder Wasserstoffspeicher. Kavernenspeicher spielen für das Schweizer Energiesystem (Strom und Wärme) in unseren Modellergebnissen für die berechneten Szenarien keine Rolle. Denn die Deckung von Spitzenlasten wird hierzulande bereits zuverlässig durch die bestehende Wasserkraft gewährleistet. Für den reinen Ausgleich von saisonalen Unausgeglichheiten, was die rele-

vante Herausforderung des Schweizer Energiesystems darstellt, ist die Wasserstoffherstellung, -speicherung und -rückverstromung zu teuer. Auch die Speicherung und Verstromung von Gas ist aus Kostengesichtspunkten nicht effizient: Für einen Betrieb in regulären Jahren im Basiszenario sind dafür die Kosten der Speicherung in der Schweiz zu hoch, für einen Betrieb als Sicherheitsreserve für Schocksituationen sind hingegen die Investitionskosten in den Speicher zu hoch. Denn der Bau von Gasspeichern ist etwa um den Faktor 14 teurer als der Bau von Heizölspeichern. Die Industrie hat durch Zweistoffanlagen zudem in gewissem Umfang die Möglichkeit bei Gas-Knappheiten auf andere Brennstoffe umzusteigen (siehe Abbildung 29 in [BFE, 2023](#)).

Heizölspeicher. In den betrachteten Szenarien wurde angenommen, dass Heizöl jederzeit problemlos importiert werden kann. Dadurch resultiert modellbasiert kein Speicherbedarf für Öl. Diese Annahme kann als realistisch angesehen werden, da Heizöl vielseitig transportierbar ist – etwa per Schiff, Bahn oder Strasse – und keine besonderen Anforderungen hinsichtlich Kühlung oder Druck stellt. Aus Energiesystemensicht deckt die Speicherung von Heizöl (oder anderen flüssigen Brennstoffen einschliesslich E-Fuels) jedoch einen interessanten Bereich des Lösungsraums ab. Es ist der Speicher mit den mit Abstand geringsten Investitionskosten je Speicherkapazität (MWh) und sehr geringen Platzanforderungen (ca. 1.5 TWh_{th} können in einem zylindrischen Tank von 100 m Durchmesser gelagert werden). Damit ist er besonders prädestiniert für Reserve-Anwendungsfälle, in denen die Nutzung sehr unwahrscheinlich (oder selten) ist, aber für aussergewöhnliche Krisen bereitsteht. Aufgrund dessen, dass die Auslegung von Gaskraftwerken als Zweistoffanlagen, also auch zur Verbrennung von Heizöl geeigneter Anlagen, oft nur mit geringen Mehrkosten von ca. 10-20% einhergeht, könnte es Sinn ergeben, die ohnehin in den EP2050+ vorgesehenen Gaskraftwerke von vornherein zweistofffähig auszulegen. Falls auch für Szenarien mit Ölimportrestriktionen vorgesorgt werden soll, kann es sinnvoll sein bestehende Pflichtlager zu erhalten (also nicht zurückzubauen oder zu verkleinern), selbst wenn der Ölverbrauch in der Schweiz für Heizzwecke rückläufig ist. Die heutige Regelung koppelt die Pflichtlagergrösse an den Verbrauch ([BWL, 2025](#)). Für Reserveeinsatzzwecke ergibt das jedoch keinen Sinn: Denn die Idee von Reserven ist, dass man sie in normalen Jahren nicht nutzt, was aus Klimaschutz-Gesichtspunkten auch geboten ist. Wenn eine autarke Stromproduktion aus Heizöl für einen gewissen Zeitraum mit Zweistoffkraftwerken ermöglicht werden soll, müssten die Regelungen also ggf. geändert werden, sodass die Pflichtlager auch dann aufrechterhalten werden, wenn der Verbrauch in normalen Jahren auf nahe Null zurückgeht.

Einordnung der Ergebnisse zu thermischen Speichern

Im Basisszenario wird für die Jahre 2035 und 2050 ausgegangen von einem Speicherbedarf von 6.7/5.8 GWh (je für 2035/2050) an kompakte Mitteltemperaturspeichern repräsentiert durch Tankspeichern und 348/339.6 GWh an Erdbeckenwärmespeicher als Vertreter von Grossspeichern (siehe Abschnitt 2.6). Um diesen Wert mit Ergebnissen anderer Studien zu vergleichen ist essenziell diesen in Bezug zu den 2.4/3.67 TWh Bedarf für Fernwärmesysteme und 4.19/6.38 TWh für die Industrie (vergleiche Tabelle 5) zu setzen. Mit diesen Werten ergibt sich ein Speicherbedarf von 5.4 % (2035) respektive 3.5 % (2050) des Gesamtbedarfs. Berücksichtigt man, dass Erdbeckenwärmespeicher nur Zugang zu den Bedarfen für Fernwärme und Niedertemperaturwärme der Industrie haben, erhöhen sich die Anteile der Erdbeckenwärmespeicher auf 10.0 % (2035) und 5.7 % (2050). Eine provisorische Sensitivitätsstudie mit dem Modell zeigte, dass bei der Reduktion der Kosten von Erdbeckenwärmespeicher auf 50 % der Speicherbedarf sich um einen Faktor 1.9 steigern würde. Die Studie fokussierte dabei auf Erdbeckenwärmespeicher, da diese aktuell eine der kostengünstigsten Technologien für grosse thermische Speicher bieten. Nichts destotrotz zeichnet sich eine weitere deutliche Reduktion

der Kosten durch die geeignete Wahl eines Standorts und geeigneter Isolationsmaterialien ab. Andere Studien, allen voran das Positionspapier von AEE (Guidati et al., 2022), sagen zwar einen deutlich grösseren Speicherbedarf voraus, unterscheiden sich allerdings im zugänglichen Bedarf deutlich und resultieren in einem ähnlichen Speicherbedarf von 5 – 15 % des gesamten Verbrauchs. Die aktuelle Studie richtet sich nach den Prognosen der Energieperspektiven 2050 +, die im Basisszenario, welches hier verwendet wird, eine sehr defensive Verbreitung von thermischen Netzen vorhersagt. Die AEE-Studie andererseits, geht von einem fast 10-fach höheren Anteil an Anschlussmöglichkeiten (thermische Netze und Gebäudekomplexe) aus, was den Speicherbedarf entsprechend vergrössert. Ein zentraler Aspekt für die Umsetzbarkeit der Studienresultate ist die Frage, mit welchen Technologien (ATES, BTES, CTES, PTES) sich die ermittelten grossen Speicherkapazitäten konkret realisieren lassen. Im Rahmen des nationalen Fokus dieser Studie kann diese Fragestellung jedoch nicht in der notwendigen Tiefe beantwortet werden, da für jedes potenzielle Projekt geeignete Standorte identifiziert, die geologischen Gegebenheiten bewertet und insbesondere die standortbezogenen Kosten analysiert werden müssen.

Infrastrukturbedarf thermischer Speicher. Mit den in Abschnitt 2.4.8 präsentierten Umrechnungsfaktoren resultiert aus den obigen Speicherbedarfen ein Flächenbedarf von 70 Hektaren (2035) respektive 68 Hektaren (2050) für die Erdbeckenspeicher (etwa 98 / 95 Fussballfelder ausgehend von der Standardgrösse von $105 \times 68 \text{ m}^2 = 0.71$ Hektaren). Für die Tankspeicher verbleiben aufgrund des deutlich geringeren Bedarfs 3.7 ha (2035) respektive 3.2 ha (2050) für die Schweiz.

Verbleibende Forschungsfragen

In der vorliegenden Studie konnten Bedarfe an Speicherinvestitionen berechnet werden, die auch für seltenere Szenarien robust sind. Vor dem Hintergrund, dass jedoch in der Investitionsrechnung privater Akteure seltene Schockszenarien häufig nicht ausreichend berücksichtigt werden, stellt sich die Frage, ob Mechanismen nötig sind, den Zubau von Speicherreserven für solche Ausnahmefälle auf effiziente Weise anzureizen. Derzeit beschafft die Schweiz jährlich eine Wasserkraftreserve, welche ausserhalb des Strommarktes eingesetzt wird und keine zusätzliche Energie ins System bringt. Wasserkraftspeicher gehören aufgrund ihrer Kostenstruktur aus hohen Fixkosten und ohne nutzungsbasierte Kosten jedoch genau zu der Art von Speichertechnologien, die ihre Vorteile dann ausspielen kann, wenn sie jedes Jahr voll genutzt wird. Für Reservezwecke wäre genau die Gegenteilige Kostenstruktur wünschenswert: Ein Speicher, der tiefe Fixkosten, aber hohe variable Kosten hat (beispielsweise Ölspeicher in Verbindung mit einem Zweistoffkraftwerk bei sehr hohen CO₂-Preisen). Es stellt sich daher die Frage, wie Reservemechanismen ökonomisch optimal ausgestaltet werden können, um für aussergewöhnliche Ereignisse eine saisonale Reserve vorzuhalten.

Die vorliegende Studie fokussiert in Bezug auf Wärmespeicher auf Tank- und Erdbeckenwärmespeicher, da diese zwei Technologien als repräsentativ für unterschiedliche technische und wirtschaftliche Charakteristika gelten. Um die Frage zu beantworten, welche Technologie wo in der Schweiz optimal installiert wird, sind jedoch eine Reihe von Zusatzfragen zu beantworten, die im Rahmen dieser Studie nicht adressiert werden konnten:

- Wie lässt sich dieser Speicherbedarf räumlich und technologisch für Haushalte, Handel aber auch die Industrie realisieren?
Grosse Bedarfe sind oft mit hohen Bevölkerungsdichten und urbanen Gebieten assoziiert, in denen Platz für Speicher knapp ist. Dabei bieten sich die Möglichkeiten, diese Speicherkapazitäten ausserhalb des Stadtgebiets zu realisieren (vgl. Speicherprojekte in Wien und Droninglund) oder aber alternative Speicherkonzepte (z. B. Suurstoffi Rotkreuz in Zug oder Swatch

Omega in Biel) zu nutzen. Eine Herausforderung hier wird auch sein die teilweise auftretende räumliche Trennung zwischen Abwärme, Bereitstellung und Bedarf zu überwinden (z.B. bei Kehrlichtverbrennungsanlagen, Industrieunternehmen oder Datencentern)

- Wie verändern sich die Speicherbedarfe unter zu erwartenden Änderungen der Annahmen? Mögliche Aspekte könnten ein höherer Bedarf nach Klimatisierung im Sommer, höhere Adaption von Fernwärmesystemen, höhere Ziele zur Nutzung von Industrieabwärme, höhere/tiefere Renovationsrate, oder auch die Korrekturen der Modellannahmen durch zusätzlich verfügbare Daten.
- Wie kostengünstig müssten Speichertechnologien werden, um damit eine saisonale Speicherung zu begünstigen und welche Zusatznutzen (Spitzenlastreduktion) lassen sich erzielen?

Die resultierenden Speicherkapazitäten hier weisen für nationale Dimensionen nur einen Bedarf für mittelfristige Speicherung (ca. 20 Tage) auf, um damit über kurze Dunkelflauten hinweg zu kommen. Eine Reduktion der Speicherkosten fördert aber die saisonale Speicherung, da von den deutlich günstigeren Bereitstellungskosten profitiert werden kann.

6 Literaturverzeichnis

- Auer, M., Brauchli, L., Duran Adroher, N., Schuetz, P., Villasmil, W., & Worlitschek, J. (2023). *SWEET Call 1-2020: DeCarbCH – 3.1.1 Selection of representative districts*. <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=71200&Load=true>
- Bernal, S., Berthold, M., Bertsch, S., & Eschmann, M. (2023). *Feldmessungen von Wärmepumpen-Anlagen 2022/23*.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2022). *Batteriespeicher in Netzen*. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/studie-batteriespeicher-in-netzen-schlussbericht.pdf>
- BFE – Bundesamt für Energie. (2018a, Oktober). *Potenzial der Abwasserreinigungsanlagen für Wärmenutzung*. <https://opendata.swiss/de/dataset/thermische-netze-warme-und-kalteangebot>
- BFE – Bundesamt für Energie. (2018b, Dezember). *Potenzial der Seen und Flüsse für Wärmeentzug und Wärmeeinleitung*. <https://opendata.swiss/de/dataset/potenzial-der-seen-und-flusse-fur-war-meentzug-und-warmeeinleitung>
- BFE – Bundesamt für Energie. (2021). *Energieperspektiven 2050+*. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/_politik/energieperspektiven-2050-plus.html
- Bundesamt für Energie BFE (2022). *Verteilnetzstudie: Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze*. Bundesamt für Energie BFE. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/74145.pdf>
- BFE – Bundesamt für Energie. (2022a). *Energieperspektiven 2050+ – Technischer Bericht*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVib-GljYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvMTA3ODM=.html>
- BFE – Bundesamt für Energie. (2022b, Dezember). *Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA)*. <https://opendata.swiss/de/dataset/kehrichtverbrennungsanlagen-kva>
- BFE – Bundesamt für Energie (2023). *Energiestrategie 2050. Monitoring-Bericht 2023 (ausführliche Fassung)*. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11581>
- BFE – Bundesamt für Energie. (2024a). *Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor – Resultate 2023*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVib-GljYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvMTE4MTc=.html>
- BFE – Bundesamt für Energie. (2024b). *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2023*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVib-GljYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvMTE3OTY=.html>
- BFE – Bundesamt für Energie. (2024c). *Thermische Netze (Nahwärme, Fernwärme, Fernkälte)*. <https://opendata.swiss/de/dataset/thermische-netze-nahwarme-fernwarme-fernkalte>

BFE – Bundesamt für Energie. (2024d, Juli). *Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor. Resultate 2023, Datentabelle.* <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/8788>

BFE – Bundesamt für Energie. (2024e). *Geodatenatz zum Wärmenutzungspotenzial in den Lockergesteins-Grundwasserleitern der Schweiz.* <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/digitalisierung/geoinformation/geodaten/wasser/potenzial-waermenutzung-grundwasser.ex-turl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVib-GljYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvMTE3MzM=.html>

BFE – Bundesamt für Energie. (n.d.). *Dimensionierung von Wärmepumpen.* <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/165>

Brauchli, L., Duran Adroher, N., Villasmil, W., Auer, M., Lucas, E., Schuetz, P., & Worlitschek, J. (2025). Identification of District Heating and Cooling System Archetypes: A Novel Approach Applied to a Case Study in Switzerland. *Energy*, 2025, 137159. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.137159>

CARBURA. (2024). *Geschäftsbericht 2023.* Zürich: CARBURA. https://www.carbura.ch/fileadmin/user_upload/editors/web_dokumente/pdf_dokumente/Geschaeftsberichte/2023_CAR-BURA_GB_DE.pdf

Colthorpe, A. (2025, 5. Februar). Behind the numbers: BNEF finds 40% year-on-year drop in BESS costs. *Energy-Storage.news.* <https://www.energy-storage.news/behind-the-numbers-bnef-finds-40-year-on-year-drop-in-bess-costs/>

Cozza, S., Chambers, J., Geissler, A., Wesselmann, K., Gambato, C., Branca, G., Cadonau, G., Arnold, L., & Patel, M. K. (2019). *GAPxPLORE: Energy Performance Gap in existing, new, and renovated buildings – Learning from large-scale datasets.* <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:129181>

Darudi, A., Savelsberg, J., & Schlecht, I. (2024). *Thrive in sunshine, brace for thunder: Least-cost robust power system investments under political shocks.* ECONSTOR. <https://www.econstor.eu/handle/10419/306555>

ef.Ruhr, Consentec GmbH, Fraunhofer IEE, TU Dortmund, & Rheinische Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn. (2021). *Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung.* <https://www.publikationen-bundesregierung.de/pp-de/publikationssuche/marktgestuetzte-beschaffung-von-blindleistung-1967470>

Ehrhart, K. M., A. Eicke, L. Hirth, F. Ocker, M. Ott, I. Schlecht, R. Wang (2024). *Analysis of a capacity-based redispatch mechanism.* SSRN. <https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4830366>

EnergieSchweiz. (n.d.). *Heizkurve richtig einstellen.* Zugriff: 17. April 2025. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9982>

ENTSO-E. (2021). *TYNDP 2022 Scenarios Final Storyline Report.* https://www.entsoe.eu/sites/default/files/2021-04/entsog_entso-e_TYNDP2022_Joint_Scenarios_Final_Storyline_Report_210426_WEB.pdf

ETH ESC. (2022). *Nexus-e: Interconnected Energy Systems Modeling Platform.* Zürich: ETH. https://nexus-e.org/wp-content/uploads/2022/08/Nexuse_Report_InputData_v2.pdf

- Guidati, G., Baldini, L., Worlitschek, J., & Haller, M.** (2022). *Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – mit Sommerwärme Strom im Winter sparen*. [https://speicher.aeesuisse.ch/wp-content/uploads/sites/15/2022/05/FESS Saisonale Waermespeicher Positionspaper 2205.pdf](https://speicher.aeesuisse.ch/wp-content/uploads/sites/15/2022/05/FESS_Saisonale_Waermespeicher_Positionspaper_2205.pdf)
- Herrera, M. P., Schwarz, M., & Hug, G.** (2024). Spatio-Temporal Modeling of Large-Scale BEV Fleets' Charging Energy Needs and Flexibility. *SEST 2024*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/SEST61601.2024.10694497>
- INFRAS** (2023). *Handbook Emission Factors for Road Transport (HBEFA) Version 4.2*. HBEFA.
- Joos, M., & Staffell, I.** (2018). *Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118300091?via%3Dihub>
- Klauser, D.** (2016). *Solarpotentialanalyse für Sonnendach.ch*. Ursprünglicher Link: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/geoinformation/geodaten/solar/solarenergie-eignung-hausdach.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGlicjYX/Rpb24vZG93bm9vYXQvODE5Ng==.html> Neuere Version (jedoch ohne detaillierte Methodenbeschreibung) verfügbar unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/digitalisierung/digitale-applikationen/sonnendach.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGlicjYX/Rpb24vZG93bm9vYXQvODE5Ng==.html>
- Koch, C., & Hirth, L.** (2019). *Short-term electricity trading for system balancing: An empirical analysis of the role of intraday trading in balancing Germany's electricity system*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032119304836?via%3Dihub>
- Kober, T. P.** (2024). *Long-term Integration of Large-scale Gas Storage in Switzerland*. PSI; ETH Zürich. <https://www.dora.lib4ri.ch/psi/islandora/object/psi%3A63482>
- Lazard** (2024). *Levelized Cost of Energy+*. New York: Lazard. <https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-vf.pdf>
- Link, K.** (2024). *Statistik der geothermischen Nutzung in der Schweiz*. EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE.
- Lüchinger, R., Hendry, R., Walter, H., Worlitschek, J., & Schuetz, P.** (2025). *Cost Analysis for Large Thermal Energy Storage Systems*. ASME Journal of Engineering for Sustainable Buildings and Cities. 6(2). <https://doi.org/10.1115/1.4069122>
- Mellot, A., Moretti, C., Tröndle, T., & Patt, A.** (2024). *Mitigating future winter electricity deficits: A case study from Switzerland*. *Energy Conversion and Management*. <https://ars.els-cdn.com/content/image/1-s2.0-S0196890424003674-mmc1.pdf>
- MeteoSchweiz** (n.d.-a). *Heiztag*. Zugriff: 17. April 2025. <https://www.meteoschweiz.admin.ch/wetter/wetter-und-klima-von-a-bis-z/heiztag.html>
- MeteoSchweiz** (n.d.-b). *IDAWEB Plattform – Dienstleistung von MeteoSchweiz*. Zugriff: 22. April 2025. <https://gate.meteoswiss.ch/idaweb/more.do>
- NCCS BAFU** (2023, September). *CH2018 Grossregionen*. <https://www.nccs.admin.ch/nccs/de/home/regionen/grossregionen.html>
- NREL** (2024). *Annual Technology Baseline: Utility-Scale Battery Storage*. https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage

- Ocker, F., & Ehrhart, K. M. (2017). *The “German Paradox” in the balancing power markets*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116305330?via%3Dihub>
- Pongelli, A., Priore, Y. D., Bacher, J. P., & Jusselme, T. (2023). *Definition of Building Archetypes Based on the Swiss Energy Performance Certificates Database*. *Buildings*, 13(1). <https://doi.org/10.3390/buildings13010040>
- Rehfeldt, M., Fleiter, T., & Toro, F. (2018). *A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry*. *Energy Efficiency*, 11(5), 1057–1082. <https://doi.org/10.1007/S12053-017-9571-Y>
- Schlecht, I., & Weigt, H. (2014). *Swissmod - A Model of the Swiss Electricity Market*. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2446807>
- Schmidt, T., Bäuerle, Y., Haller, M., & Ruesch, F. (n.d.-a). *Erdbecken-Wärmespeicher – Faktenblatt 4: Wärmespeicher in thermischen Netzen*.
- Schmidt, T., Bäuerle, Y., Haller, M., & Ruesch, F. (n.d.-b). *Factsheet Stahltank druckbehaftet*.
- Schneeberger, S., Lucas, E., Meister, C., & Schuetz, P. (2024). *Wärmebedarfsschätzung für Wohngebäude*. 18. Symposium Energieinnovation 2024.
- Schneeberger, S., Meister, C., & Schuetz, P. (2025). *Estimating the heating energy demand of residential buildings in Switzerland using only public data*. [unveröffentlicht].
- Schweizer Bundesrat (2022). *Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 22.3569 «V2X- («vehicle-to-grid») und Smart-Charging-Technologien»*. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/91110.pdf>
- SIA (2015). *SIA 2024 – Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik*.
- SIA (2016). *SIA 380/1 Heizwärmebedarf*.
- Siekkinen, V. (2024). *The difference between hydrogen visions and the reality: Investment values*. <https://sites.uwasa.fi/vepe/en/2024/12/11/the-difference-between-hydrogen-visions-and-the-reality-investment-values/>
- Stelter, J., & Nishida, Y. (2013). *Focus on Energy Security: Costs, Benefits and Financing of Holding Emergency Oil Stocks*. https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2015/04/FocusOn-EnergySecurity_FINAL.pdf
- Streicher, K. N., Berger, M., Panos, E., Narula, K., Soini, M. C., & Patel, M. K. (2021). *Optimal building retrofit pathways considering stock dynamics and climate change impacts*. *Energy Policy*, 152, 112220. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2021.112220>
- swisstopo (n.d.). *minergiegebaeude*. Zugriff: 17. April 2025. https://data.geo.admin.ch/browser/index.html#/collections/ch.bfe.minergiegebaeude/items/minergiegebaeude?.language=en&asset=asset-minergiegebaeude_2056.xtf.zip
- Swissgrid (2025). *Neuer Preismechanismus für Ausgleichsenergie ab 2026*. <https://www.swiss-grid.ch/de/home/newsroom/newsfeed/20250328-01.html>
- UVEK (2021). *Gemeinsame Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft*. Bern: UVEK. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/69601.pdf>

Van Liedekerke, A., Schwarz, M., & Gjorgiev, B. (2023). *Vehicle-to-grid in Switzerland: A first estimate of the value of vehicle-to-grid for the Swiss electricity system*. ETH Zürich. https://nexus-e.org/wp-content/uploads/2023/02/Report_Helion_VanLiedekerke_V2G_Study-5.pdf

Anhänge

Anhang: Speicherbedarf Energiesystem Strom und Wärme

Tabelle 16: Übersicht der im Modell abgebildeten Wärmenetze und Technologien. Einzelheiten zu den Designentscheidungen sind in Abschnitt 2.4 zu finden.

	Industrie		Fernwärme	
	Niedertemperatur ($<100\text{ °C}$)	Mitteltemperatur ($100 - 200\text{ °C}$)	Gross	Mittel & Klein
Anzahl abgebildeter Wärmenetze	5 (je eines pro Region)	5 (je eines pro Region)	4 (je eines pro Region, ausser Südalpen)	1
Abwärmepotenziale aus See- und Flusswasser und Abwasserreinigungsanlagen	-	-	Wärmepumpe mit COP von 5	-
Abwärmepotential aus Kehrlichtverbrennungsanlagen	-	Ja	-	-
Investitionsmöglichkeiten in thermische Energiespeicherung				
• Erdbeckenwärmespeicher	Ja	-	Ja	Ja
• Tankwärmespeicher	Ja	Ja	Ja	Ja
Investitionsmöglichkeiten in die Versorgung				
• Gross-Wärmepumpen	Wärmepumpe mit COP von 2.5	Wärmepumpe mit COP von 1.5	Wärmepumpe mit COP von 4.26	Wärmepumpe mit COP von 4.26
• Industrie Methan-Kessel, WKK, CCGT mit CCS, Elektroheizkessel (P2H)	Ja	Ja	Ja	Ja

Anhang: Speicherbedarf für netzorientierte Einsatzzwecke

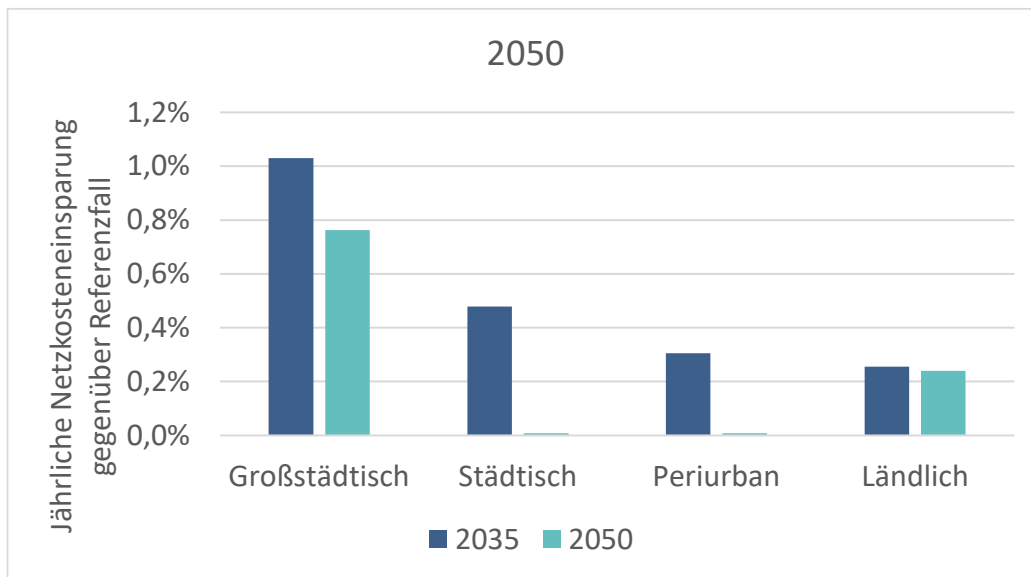


Abbildung 31: Auswirkungen eines netzorientierten Einsatzes von Wärmepumpen auf die Netzkosten in den Stromverteilungsnetzen (Gesamt Schweiz), Darstellung für das Stützjahr 2050 bei Nutzung der vollständigen durch Wärmepumpen vorhandenen Flexibilität (Nutzungsanteil 100 %)

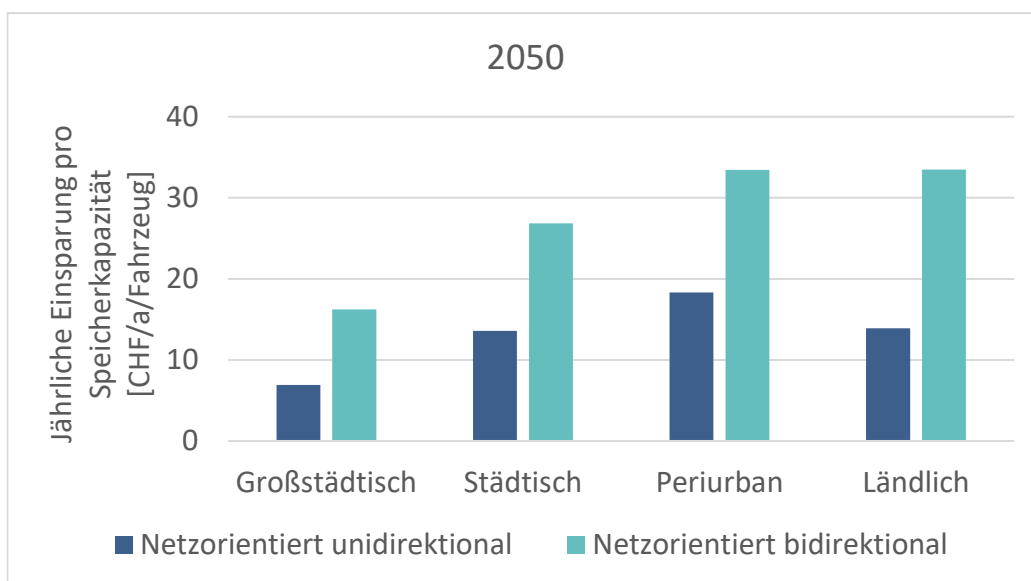


Abbildung 32: Vergleich der Auswirkungen einer unidirektionalen und bidirektionalen Nutzung von Elektrofahrzeugen bei netzentriertem Einsatz auf die Netzkosten in den Stromverteilungsnetzen (Gesamt Schweiz), Darstellung für das Stützjahr 2050 bei Nutzung der vollständigen durch Elektrofahrzeuge vorhandenen Flexibilität (Nutzungsanteil 100 %)

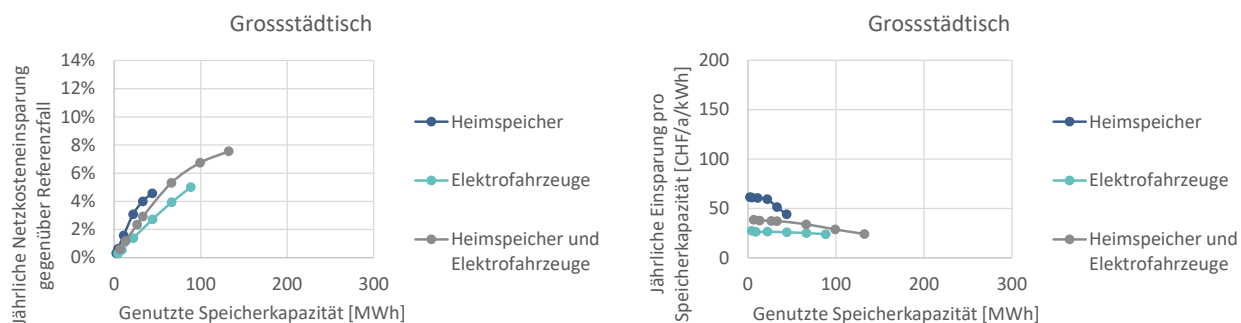


Abbildung 33: Grossstädtische Typnetze: Mögliche jährliche prozentuale Netzkosteneinsparung und jährliche Kosteneinsparung pro genutzter Speicherkapazität für verschiedene Nutzungsanteile beim netzorientierten Speichereinsatz für 2035

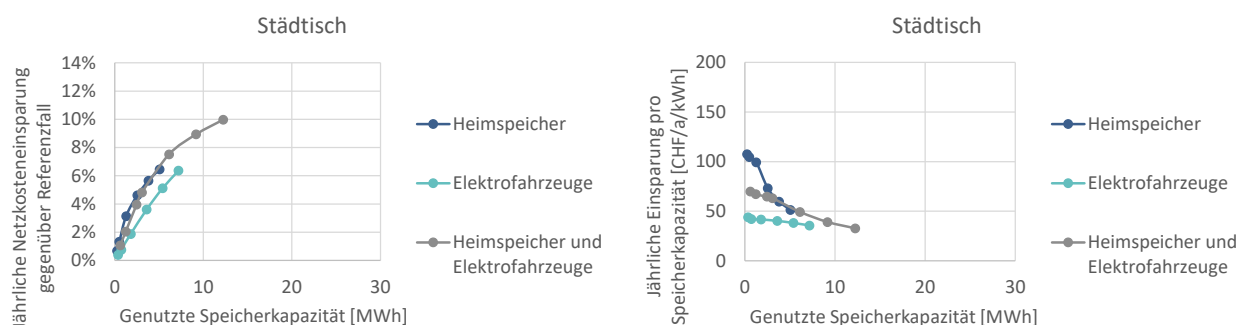


Abbildung 34: Städtische Typnetze: Mögliche jährliche prozentuale Netzkosteneinsparung und jährliche Kosteneinsparung pro genutzter Speicherkapazität für verschiedene Nutzungsanteile beim netzorientierten Speichereinsatz für 2035

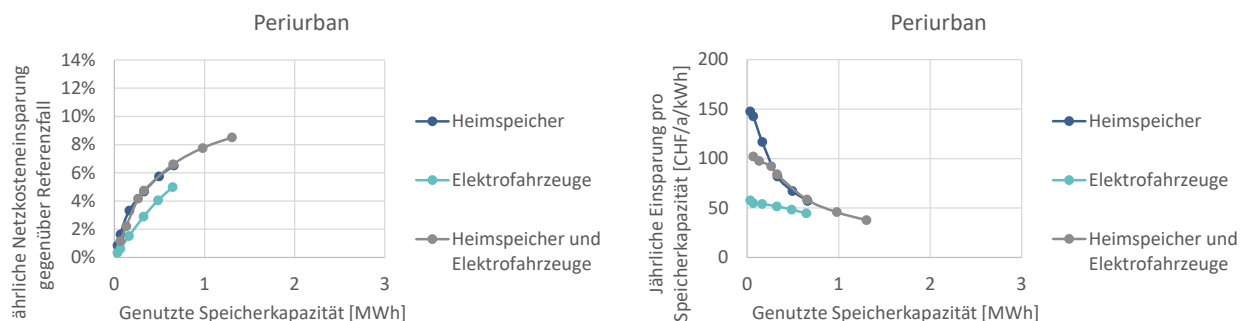


Abbildung 35: Periurbane Typnetze: Mögliche jährliche prozentuale Netzkosteneinsparung und jährliche Kosteneinsparung pro genutzter Speicherkapazität für verschiedene Nutzungsanteile beim netzorientierten Speichereinsatz für 2035

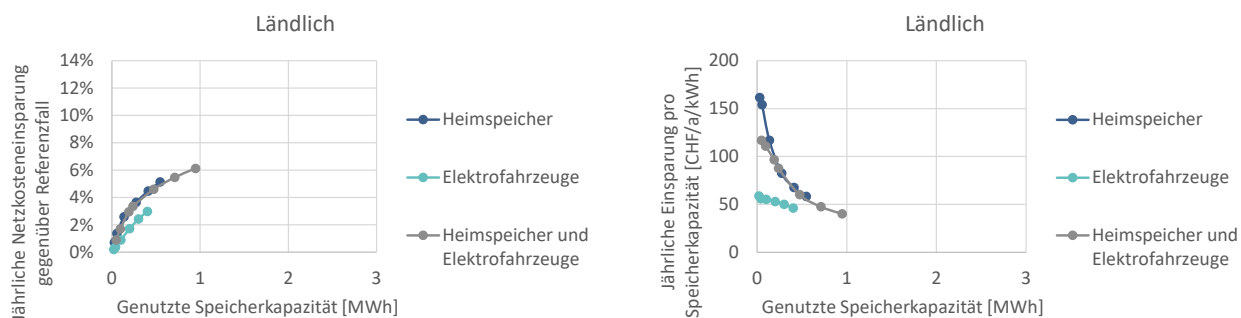


Abbildung 36: Ländliche Typnetze: Mögliche jährliche prozentuale Netzkosteneinsparung und jährliche Kosteneinsparung pro genutzter Speicherkapazität für verschiedene Nutzungsanteile beim netzorientierten Speichereinsatz für 2035