

Bereitstellung von Flexibilität durch Elektromobilität und Gebäude

Synthesebericht
Kurzfassung

Ein Bericht des PATHFINDER-Konsortiums
Oktober 2025

Bereitstellung von Flexibilität durch Elektromobilität und Gebäude

Synthesebericht *Kurzfassung*

Redaktor:innen

Siobhan Powell^a
Adamantios Marinakis^a
Lea Ruefenacht^a

Autor:innen

Arnau Aliana^a
Federica Bellizio^b
Philippe Buchecker^a
Hanmin Cai^b
Yi-Chung Barton Chen^b
Ali Darudi^a
Turhan Demiray^a
C. Yaman Evrenosoglu^a
Jared Garrison^a
Thomas Hübner^a
Binod Koirala^b
Morris Krainz^e
Adamantios Marinakis^a
Curtis Meister^c
Adrien Mellot^a
Lucas Miehé^a
Christian Moretti^a
Alejandro Nuñez-Jimenez^a
María Parejeles Herrera^a
Siobhan Powell^a
Francesco Sanvito^g
Nikolaos Savvopoulos^a
Ingmar Schlecht^d
Sarah Schneeberger^c
Philipp Schütz^c
Malin Siegwart^c
Christian Winzer^d

Interne Gutachter:innen

André Bardow^a
Gianfranco Guidati^a
Christian Schaffner^a
Evelina Trutnevvyte^e
Mario Paolone^f

Externe Gutachter:innen

Dominik Born^k
Mevina Feuerstein^j
Yves Hertig^l
Jill Huber^l
Mirjam Koschⁱ
Alexander Sauer^h
Arnaud Walterⁱ
Simon Weiher^m

^a ETH Zürich

^b Empa

^c HSLU

^d ZHAW

^e UNIGE

^f EPFL

^g TUDelft

^h Fraunhofer IPA

ⁱ BFE

^j A+W

^k IWB

^l BKW

^m AXPO

Hinweis zur Zitierung:

PATHFNDR Consortium (2025). *Synthesis Report: Flexibility provision from electromobility and buildings*. Edited by Siobhan Powell, Adamantios Marinakis, and Lea Ruefenacht. ETH Zurich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, UNIGE, EPFL, and TU Delft.

Danksagung:

Diese Arbeit wurde vom PATHFNDR-Konsortium durchgeführt, das im Rahmen des SWEET-Programms (SWEET Call 1-2020) des Bundesamts für Energie (BFE) gefördert wird. Das Konsortium wird von der ETH Zürich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, UNIGE, EPFL und der TU Delft geleitet.

Dieser Bericht entstand durch den gemeinsamen Einsatz der beteiligten Autor:innen und Redaktor:innen. Wir danken allen Autor:innen für ihre Beiträge zur Forschung, Analyse und Ausarbeitung dieses Berichts. Unser Dank gilt ebenfalls den internen und externen Gutachter:innen für ihr wertvolles Feedback und fachliche im Begutachtungsprozess sowie den Mitgliedern des PATHFNDR-Beirats und des Evaluations- und Monitoring-Gremiums für ihre konstruktiven Beiträge.

Die Redaktor:innen sind verantwortlich für die Struktur des Berichts und die Zusammenführung der Ergebnisse. Die Autor:innen sind verantwortlich für die Inhalte in ihren jeweiligen Kapiteln. Die internen und externen Gutachter:innen haben Anmerkungen und Vorschläge zu früheren Entwürfen gemacht, um die Qualität und Verständlichkeit des Berichts zu verbessern; Inhalt und Schlussfolgerungen liegen jedoch in der alleinigen Verantwortung der Autor:innen.

Hinweis:

Dieser Bericht stellt in erster Linie Forschungsergebnisse aus dem PATHFNDR-Projekt dar und ergänzt diese, wo sinnvoll, durch ausgewählte externe Literatur, um die Ergebnisse zu unterstützen, zu kontextualisieren oder zu vertiefen. Ausführliche Literaturübersichten finden sich in den zitierten Publikationen und Berichte.

Der Bericht stellt szenariobasierte Resultate für das Schweizer Energiesystem bis 2050 vor, mit Schwerpunkt auf den Auswirkungen von Flexibilität durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Diese Ergebnisse sind Projektionen und keine Prognosen oder Vorhersagen. Sie beruhen auf empirischen Daten sowie systemischen Modellierungen mittels kostenoptimaler Optimierung unter den angegebenen Annahmen. Die Resultate hängen von Eingangsdaten, sozioökonomischen und technologischen Annahmen sowie methodischen Entscheidungen ab. Sie sind daher als indikative «Bestschätzungen» zu interpretieren und nicht als präzise Werte, insbesondere aufgrund bestehender Unsicherheiten bezüglich Technologieakzeptanz, Preisen und Regulierung. Die Verantwortung für die Analyse und deren Interpretation liegt bei den Autor:innen.

«Bestschätzungen» und hängen von Daten, Methoden und Unsicherheiten bei KI-gestützte Werkzeuge wurden zur Unterstützung bei der Korrektur von Grammatik und Stil sowie zur Überarbeitung einzelner Textabschnitte für mehr Verständlichkeit und Lesbarkeit eingesetzt. Die Autor:innen tragen die volle Verantwortung für den Inhalt der endgültigen Veröffentlichung.

Kurzfassung

Kernaussagen

- **Flexibilität ist für das Energiesystem von grossem Wert**, da die Verschiebung der Nachfrage von Elektrofahrzeugen (EV, Electric Vehicle) und Wärmepumpen (WP) eine höhere Integration erneuerbarer Energien, niedrigere Systemkosten, geringere Netto-Stromimporte und niedrigere durchschnittliche Grosshandelsstrompreise ermöglicht sowie den zusätzlichen Kapazitätsbedarf bei Gaskraftwerken und Batteriespeichern verringern kann.
- **Flexibilität ist in erheblichem Mass verfügbar**, da EV und WP eine verschiebbare Nachfrage bieten: WP können die thermische Trägheit von Gebäuden und/oder Warmwasserspeichern nutzen, während EV Flexibilität sowohl innerhalb von Ladevorgängen als auch über verschiedene Ladestandorte hinweg bieten.
- **Eine flexibilitätsorientierte Planung** nutzt die Flexibilität der Endnutzerinnen und -nutzer, um den Bedarf an Netzausbau und -verstärkung zu verschieben oder zu reduzieren. Dies geschieht, indem die Last durch WP und das Laden von EV verlagert oder reduziert wird und die Einspeisung von Solarstrom mit nur geringen Erzeugungsverlusten begrenzt wird.
- **Flexibilitätsfreundliche Regulierung** ist entscheidend, um Endnutzerinnen und Endnutzer, Betreiber und Aggregatoren zu befähigen, Infrastruktur zu installieren (z.B. ein landesweites "Recht auf Laden" im Einklang mit Standards für intelligentes Laden), Automatisierung einzuführen (z.B. interoperable, flexibilitätsfähige Steuerungen) und aktiv an der Bereitstellung und Nutzung ihrer Flexibilität teilzunehmen (z.B. durch aktualisierte Tarife und verbesserten Marktzugang).
- **Dynamische und hybride Tarife** mit standardmässigem Opt-out und automatischer Steuerung können den Stromverbrauch von EV und WP auf Zeiten mit niedrigen Preisen und hoher Erzeugung erneuerbarer Energie verlagern, wodurch Flexibilität geschaffen, Spitzenlasten gesenkt und Netzausbau hinausgezögert werden können.

- **Die Teilnahme von Endnutzerinnen und Endnutzern an Flexibilität** steigt, wenn Programme die Planung automatisieren, eine direkte Laststeuerung auf Geräteebe-
nutzen, standardmässig eine Opt-out-Anmeldung mit klaren Übersteuerungsmöglichkeiten
vorsehen und Absicherungsverträge anbieten, während Komfort geschützt und Kosten
gesenkt werden.
- **Flexibilität auf Nachbarschaftsebene** koordiniert gemeinsam genutzte WP und die
thermische Trägheit von Gebäuden in einem gemeinsamen Wärmenetz, reduziert
Lastspitzen und Netzüberlastungen, erhält den Komfort, senkt Einstiegshürden und
eröffnet neue Einnahmequellen.
- **Die öffentliche Unterstützung für Flexibilitätsmassnahmen** ist insgesamt hoch und
gut konzipierte Programme, die Risiken verringern, den Komfort erhalten und Kosten
senken, können die Teilnahme in grossem Massstab ermöglichen.

Die Energiestrategie in der Schweiz erfordert eine rasche Elektrifizierung im Verkehrs- und Heizungssektor sowie die vollständige Dekarbonisierung der Stromversorgung. Die Erreichung des nationalen Ziels der Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050 hängt von der Integration grosser Mengen neuer erneuerbarer Energien ab, während gleichzeitig fossile Brennstoffe für Heizung und Verkehr schrittweise ersetzt werden. Derzeit stellt die Wasserkraft die wichtigste Quelle für Flexibilität auf Systemebene dar, während geregelte Elektroboiler das Hauptinstrument für Flexibilität auf Netzebene sind. Allerdings entwickeln sich WP und EV zunehmend zu wertvollen, ergänzenden Quellen für Flexibilität auf der Nachfrageseite – sowohl auf System- als auch auf Netzebene.

Dieser Bericht hebt die Rolle von WP und EV als zentrale Ermöglicher von Flexibilität hervor, die den Übergang zur Netto-Null-Zukunft sowohl durch Systemausgleich als auch durch Netzmanagement unterstützen. Die Flexibilität von WP und EV ist wichtig, weil sie eine zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs in Einklang mit der Erzeugung erneuerbarer Energien erlaubt, wodurch Systemkosten, Strompreise und -importe gesenkt und die Netzbelastung reduziert werden. So kann die Elektrifizierung im Rahmen des Schweizer Netto-Null-Pfads zuverlässig und kosteneffizient voranschreiten. Die Ausschöpfung des vollen Flexibilitätspotenzials erfordert technologische Innovationen, aktualisierte regulatorische und politische Rahmenbedingungen sowie verbesserte Markt- und Betriebsmechanismen. Entsprechend behandelt der Bericht zunächst das Flexibilitätspotenzial auf System- und Verteilnetzebene, analysiert anschliessend die Flexibilität von EV und WP, gefolgt von regulatorischen, politischen, betrieblichen und marktwirtschaftlichen Aspekten sowie Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz. Der Bericht schliesst mit einer Darstellung der Herausforderungen, Chancen und Empfehlungen für die beteiligten Akteure.

Auf einen Blick: Potenzial der Flexibilität von WP und EV auf Systemebene in der Schweiz bis 2050*

Szenariobasierte Modellresultate; die Werte sind ungefähre Angaben (keine Vorhersagen).

Alle Veränderungen werden im Vergleich zu einem "Both off"-Szenario ohne WP- oder EV-Flexibilität angegeben.

- Erhebliche verschiebbare Last (5 TWh durch WP und 3 TWh durch EV)
- Zusätzliche Integration erneuerbarer Energien (+4% durch vermiedene Abregelung von PV und Wind)
- Niedrigere Gesamtsystemkosten (nur WP: –2%, nur EV: –2%, kombiniert: –4%)
- Geringere Netto-Stromimporte (nur WP: –12%, nur EV: –10%, kombiniert: –22%)
- Tiefere durchschnittliche Grosshandelsstrompreise (nur WP: –5%, nur EV: –2%, kombiniert: –7%)
- Weniger benötigte Gaskraftwerkskapazität (nur WP: –8%, nur EV: –14%, kombiniert: –31%)
- Weniger benötigte Batteriespeicherkapazität auf Systemebene (nur WP: –11%, nur EV: –17%, kombiniert: –33%)

** Die Ergebnisse sind szenariobasierte Projektionen bis 2050 (keine Prognosen) aus Kostenoptimierungs-Modellen unter festgelegten Annahmen. Zahlen sind indikative Angaben und hängen von Daten, Methoden und Unsicherheiten bei Technologieakzeptanz, Preisen und Regulierung ab.*

Die in diesem Bericht präsentierten Ergebnisse und Analysen gehen, soweit nicht anders vermerkt, von einem fortgesetztes Abkommen zur Integration des Schweizer Stromsystems mit den Nachbarländern ("CH-EU Stromabkommen" [1]) aus und stehen im Einklang mit den geplanten Entwicklungen des Schweizer Energiesystems bis 2050, wie sie im aktuellen Mantelerlass zum Stromversorgungsgesetz / Energiegesetz dargestellt sind [2]), etwa Förderung von Flexibilitätsaggregation, dynamischen Netztarifen und Datenzugang. Der Fokus der Forschung liegt auf der Schweiz, der Stromhandel mit Nachbarländern wird auf Systemebene berücksichtigt. Wesentliche Regulierungsänderungen im Rahmen der Schweizer Energiestrategie (z.B. ein Wegfall der Integration der Schweiz in die EU-Elektrizitäts- und Ausgleichsmärkte durch das CH-EU-Stromabkommen [1]) würden die Rolle der EV-WP-Flexibilität verändern und ihren Beitrag langfristig möglicherweise noch wertvoller machen. Zukünftige Forschungsarbeiten sollen diese Optionen vertiefen.

Flexibilitätspotenzial auf Systemebene

Szenariobasierte Modellierungsergebnisse für das Jahr 2050 zeigen, dass die Flexibilität von WP und EV die Schweiz dabei unterstützen kann, ihre Ziele von 45 TWh erneuerbarer Energie aus nicht-wasserkraftbasierten Quellen und Netto-Null-CO₂-Emissionen zu erreichen. Eine umfassende Elektrifizierung führt jedoch zu einer erheblichen zusätzlichen Nachfrage. Bis 2050 wird der jährliche Stromverbrauch in der Schweiz – je nach Modellannahmen – auf 9 bis 17 TWh für WP und 11

bis 17 TWh für EV geschätzt (siehe vollständigen Bericht, Abschnitt ??). Im Vergleich zu einem geschätzten jährlichen Stromverbrauch ohne EV und WP von 53 TWh im Jahr 2050 bedeutet dies einen zusätzlichen Strombedarf von mindestens 17% für WP und 22% für EV, während dem der Endenergiebedarf insgesamt sinkt.

Wenn dieser zusätzliche Bedarf flexibel gesteuert wird, sind die Vorteile für das Energiesystem beträchtlich. Simulationen zeigen, dass das System im Jahr 2050 die verfügbare Flexibilität effizient nutzen kann: 26% der Schweizer WP-Nachfrage (4,5 TWh) und 20% der Schweizer EV-Nachfrage (3,4 TWh) werden verschoben – insgesamt also etwa 8 TWh verschiebbare Last. Zum Vergleich: Der Beitrag anderer Flexibilitätsquellen zur Lastverschiebung betrug in den vier untersuchten Szenarien bis zu 1,0 TWh bei Batteriespeichern, 8,2 TWh bei Netto-Stromimporten und 12,3 TWh bei Pumpspeicherkraftwerken.

Im Vergleich zu einem Szenario ohne Flexibilität aus WP oder EV zeigen die Ergebnisse deutliche Systemvorteile: WP-Flexibilität allein kann die Netto-Stromimporte um 12%, die Gesamtsystemkosten um 1,7% und die durchschnittlichen Grosshandelsstrompreise um 4,9% senken. EV-Flexibilität allein kann die Netto-Stromimporte um 11%, die Gesamtsystemkosten um 2,1% und die durchschnittlichen Grosshandelsstrompreise um 1,9% senken. Die kombinierte Flexibilität beider Technologien bietet zusätzliche Vorteile: rund 4% mehr Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch vermiedene Abregelung von Photovoltaik- und Windstrom, 22% niedrigere Netto-Stromimporte, bis zu 4% geringere Gesamtsystemkosten und etwa 7% niedrigere durchschnittliche Grosshandelsstrompreise im Vergleich zu einem System ohne Flexibilität. Darüber hinaus reduziert die kombinierte Flexibilität von EV und WP auch den Investitionsbedarf erheblich: Gasbefeuerte Kraftwerkskapazitäten können um bis zu 31% verringert werden. Batteriespeicherkapazitäten um bis zu 33%. Diese Trends und positiven Auswirkungen auf Systemebene werden durch Simulationen mit anderen Stromsystemmodellen und Szenarien weitgehend bestätigt [3].

Flexibilitätspotenzial auf Verteilnetzebene

Auf der Verteilnetzebene kann die zunehmende Verbreitung von PV, EV und WP die Nieder- und Mittelspannungsnetze der Schweiz stark beanspruchen. Die Schweizer Verteilnetze sind derzeit nicht darauf ausgelegt, sehr hohe Anteile von Solarstrom, EV-Ladungen und WP zu bewältigen – es sei denn, es werden gezielte Flexibilitätsmassnahmen umgesetzt. Auf lokaler Ebene wird Flexibilität erforderlich sein, um kostspielige Netzverstärkungen zu reduzieren oder zu verschieben – insbesondere Transformatoren- und Kabelaufrüstungen, die infolge von Überlastungen und/oder Spannungsverletzungen notwendig werden könnten.

Die für über 50 Netzregionen durchgeführte Analyse zeigt, dass Flexibilität durch intelligentes Laden von EV und die Steuerung von WP die insgesamt erforderlichen Netzinvestitionen in städtischen Gebieten im Median um ~40% senken kann. Ebenso kann eine Begrenzung der PV-Einspeisung die erforderlichen Netzinvestitionen bis 2040 um ~40% in städtischen und ~ 50% in ländlichen Gebieten reduzieren, wobei der jährliche Energieverlust weniger als 3% beträgt, wenn die PV-Leistung auf 70% der maximalen Produktion begrenzt wird. Diese Ergebnisse verdeutlichen, wie wichtig es für die Versorgungsunternehmen ist, eine flexibilitätsorientierte Netzplanung umzusetzen, um Lastspitzen zu bewältigen und lokale Flexibilitätslösungen zu nutzen [4; 5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13]. Die mittleren Reduktionen beziehen sich auf die Investitionen, die bei traditionellen Planungsmethoden ohne Flexibilitätsmassnahmen erforderlich wären. Zu beachten ist, dass die dargestellten Ergebnisse

den maximalen Nutzen zeigen – basierend auf der Annahme, dass alle Eigentümerinnen und Eigentümer von WP, PV-Anlagen und EV-Ladeinfrastruktur Flexibilität bereitstellen. Gleichzeitig ist hervorzuheben, dass die Unsicherheit bei der Einschätzung der verfügbaren und zuverlässigen Flexibilität eine erhebliche Herausforderung für die Versorgungsunternehmen darstellt.

Flexibilität bei Elektrofahrzeugen

Flexibles Laden von EV ist eine wirkungsvolle Massnahme, um lokale Netzüberlastungen zu verringern und die Integration von PV zu erleichtern – insbesondere in städtischen Gebieten mit hohen Marktdurchdringungsraten. Die verfügbare Flexibilität variiert je nach Ort und Zeitpunkt und hängt sowohl von technologischen als auch von verhaltensbezogenen Faktoren ab. Eine zeitliche Abstimmung des Ladevorgangs von EV auf die PV-Erzeugung kann Abregelungen verringern und den Eigenverbrauch erhöhen. Das Laden am Arbeitsplatz bietet hierbei eine besondere Chance zur Lastverschiebung [14], da rund 40% der Fahrzeuge an Werktagen während der Spitzenzeiten der Sonneneinstrahlung in der Nähe von Arbeits- oder Bildungseinrichtungen parkiert sind [15]. Intelligentes Laden (V1G) und bidirektionales Laden (Vehicle-to-Grid, V2G) ermöglichen es EV, als Energiespeicher zu nutzen, indem sie Strom verschieben oder ins Netz zurückspeisen und so das Stromnetz unterstützen [16; 17]. Die V2G-Technologie bietet dabei zusätzliche Flexibilität, da sie es EV ermöglicht, Energie zurück in das Netz einzuspeisen. V2G kann die Abregelung von PV-Erzeugung auf Systemebene sogar noch stärker verringern als V1G, indem vor den Stunden mit hoher PV-Einspeisung Energie abgegeben wird, um zusätzlichen Speicher- und Ladekapazität zu schaffen, wenn die PV-Produktion am höchsten ist [18].

Flexibilität bei Wärmepumpen

Durch einen flexiblen Betrieb bieten WP ein erhebliches Potenzial zur Entlastung des Stromnetzes. Sie können so gesteuert werden, dass sie Spitzenlasten – insbesondere im Winter – vermeiden, indem sie die thermische Trägheit von Gebäuden und/oder thermische Energiespeicher (z.B. Warmwasserspeicher) nutzen, um den Heizbedarf zeitlich zu verlagern, ohne den Komfort zu beeinträchtigen. Aufgrund der hohen Speicherkapazität von Gebäuden kann die WP-Last bei einer Aussentemperatur von 0 °C für 2 bis 10 Stunden reduziert werden, während das Komfortniveau erhalten bleibt (bis zu 10 Stunden in sanierten oder neuen Gebäuden mit Minergie-Standard) [19]. Als Referenzwert kann eine durchschnittliche WP bei 0 °C etwa 7 kW über zwei Stunden verschieben, was einer verlagerbaren Energie von rund 14 kWh entspricht. Hochgerechnet auf alle Gebäude im Kanton Zürich würde dies einer verschiebbaren Last von rund 1,7 GWh entsprechen, wenn jedes Gebäude mit einer WP ausgestattet wäre.

Wird die Leistungsreduktion jedoch nicht koordiniert, kann dies Rebound-Effekte verursachen – also plötzliche Nachfragespitzen, die von den Netzbetreibern aktiv gesteuert werden müssen [19]. Eine vielversprechende Lösung stellen Ansätze auf Gemeinde- oder Quartiersebene dar, bei denen die thermische Trägheit mehrerer Gebäude koordiniert oder WP und PV-Anlagen gemeinsam für mehrere Liegenschaften eingesetzt werden. Dieses Konzept wurde im Pilot- und Demonstrationsprojekt "Nanoverbund" getestet, das seine Fähigkeit nachwies, die Flexibilität zu erhöhen, Netzüberlastungen und Spitzenlasten zu reduzieren und die Gesamteffizienz zu verbessern [20].

Regulatorische und politische Mechanismen

Die Regulierung und Politik für die Flexibilität auf der Nachfrageseite entwickeln sich derzeit von der Unterstützung einer "einfachen" Elektrifizierung hin zu einer "flexiblen" Elektrifizierung [21]. Trotz dieser Entwicklung bestehen weiterhin Lücken, insbesondere in Bezug auf die Zugänglichkeit und die Kosten der Infrastruktur und des Betriebs von EV und WP. Um die Systemvorteile zu erschliessen – jetzt, da die Technologie verfügbar ist – sollte eine flexibilitätsfreundliche Regulierung deren Installation, Automatisierung, Beteiligung und wirtschaftliche Nutzung von Flexibilität erleichtern.

Obwohl nationale Dekarbonisierungsziele festgelegt wurden, ist die regulatorische Landschaft der Schweiz weiterhin fragmentiert, und der Stand der Flexibilitätsbereitschaft ist im ganzen Land uneinheitlich. So fehlt der Schweiz beispielsweise eine landesweite Regelung zum "Recht auf Laden", ebenso wie verbindliche Anforderungen zur Einhaltung von Standards für intelligentes Laden und Interoperabilität. Dies schafft Hürden für Mieterinnen und Mieter z.B. in Mehrparteiengebäuden, die Zugang zu einer Ladeinfrastruktur benötigen [21]. Einige Schweizer Kantone bieten zwar Subventionen für V1G- und V2G-fähige Ladegeräte an, doch insgesamt bleibt die staatliche Unterstützung uneinheitlich, und die Kosten sind teilweise übermässig hoch (z.B. hohe Stationskosten, Tarifstrukturen, die noch nicht an die Flexibilitätsanforderungen angepasst sind, sowie Doppelbesteuerung der rückgespeisten Energie) [18; 21]. Das Verteilnetzbetreiber-Versorgermodell in der Schweiz bietet zwar Vorteile für die direkte Laststeuerung, die Abdeckung ist jedoch bislang begrenzt [21; 22]. Darüber hinaus bieten die meisten Versorgungsunternehmen derzeit keine dynamischen Tarife an, da sie nicht gesetzlich dazu verpflichtet sind. Das hindert Endnutzerinnen und Endnutzer daran, ihre Flexibilität anzubieten. Gezielte politische Massnahmen wie neue oder aktualisierte dynamische Tarife, ein klar definierter Marktzugang für Aggregatoren, freiwillige direkte Laststeuerung (Opt-in) sowie weitere Finanzierungsoptionen sind notwendig, um die Verbreitung von Flexibilitätslösungen zu fördern.

Beispiele aus Städten wie Basel, Luzern und Bern zeigen, wie kommunale Initiativen Flexibilitätslösungen in der Praxis umsetzen können – etwa das "Nanoverbund"-Konzept. Dabei entstehen Mikro-Wärmenetze auf Quartiersebene aus mehreren miteinander verbundenen Gebäuden, die eine gemeinsame Wärmenutzung ermöglichen, Flexibilität bündeln, neue Einnahmequellen für Versorgungsunternehmen erschliessen und gleichzeitig die Einstiegshürden senken [20; 23].

Betriebs- und Marktmechanismen

Über die politische Unterstützung hinaus sind gut funktionierende Strommärkte entscheidend für die Integration von Flexibilitätsdiensten. Flexible Lasten können von einer Vielzahl von Akteuren gesteuert werden – etwa von Netzbetreibern, Aggregatoren, Energieversorgern oder Prosumenten –, die dieselben Lasten kontrollieren. Dies erfordert Koordination und Prioritätsregeln, um widersprüchliche Signale und Verstösse gegen Netz- oder Gerätevorschriften zu vermeiden.

Die direkte Steuerung flexibler Lasten durch Energieversorger oder Aggregatoren kann effiziente Ergebnisse erzielen, steht jedoch vor praktischen Herausforderungen in Bezug auf Datenschutz, Infrastrukturkosten und Akzeptanz durch die Verbraucherinnen und Verbraucher [21; 24]. Die Effizienz des Lastmanagements im Falle einer direkten Steuerung hängt davon ab, wie präzise dessen Auswirkungen auf das Stromnetz berücksichtigt und gegen die Effekte auf Grosshandels- und Ausgleichsmärkte abgewogen werden.

Dynamische Preismodelle können Anreize schaffen, den Betrieb von WP und das Laden von EV auf optimale Zeiten zu verlegen. Diese Modelle sind weniger eingreifend als die direkte Laststeuerung, erfordern jedoch regulatorische Anpassungen, um die Verfügbarkeit für Endverbraucherinnen und Endverbraucher auszuweiten. Dazu kommen weitere Herausforderungen im Zusammenhang mit der sozialen Akzeptanz [21]. Hybride Tarifmodelle, die dynamische, verbrauchsabhängige Preise mit kapazitätsbasierten Gebühren kombinieren, können dazu beitragen, eine Überkoordination automatisierter Lasten zu verhindern und die Netzbelastung zu stabilisieren [25].

Darüber hinaus stellen Profilverträge, in denen Verbraucherinnen und Verbraucher ihren Stromverbrauch im Voraus festlegen, eine vielversprechende Option dar, um Preisschwankungen zu reduzieren und gleichzeitig Anreize für die Teilnahme an Flexibilitätsprogrammen zu bieten [26]. Zudem können Aggregatoren und Energieversorger durch das Einbringen der aggregierten Flexibilität ihrer steuerbaren Lasten in Day-Ahead- und Intraday-Auktionen die Stromkosten für ihre Kundschaft senken und die Systemeffizienz steigern [27].

Soziale Akzeptanz

Die Akzeptanz durch die Verbraucherinnen und Verbraucher ist ein weiterer entscheidender Faktor für den Erfolg von Flexibilitätsinitiativen. Umfragen zeigen, dass die Präferenzen sehr unterschiedlich sind: Während einige Kostenersparnisse priorisieren, legen andere mehr Wert auf Komfort und Bequemlichkeit [28]. Etwa 30% der Schweizer Bevölkerung nehmen gewisse Komforteinbussen in Kauf, um Stromkosten zu senken, während 70% Flexibilität nur anbieten, wenn ihr Komfort nicht beeinträchtigt wird [28]. Zudem bevorzugen die meisten Verbraucherinnen und Verbraucher eine direkte Steuerung einzelner Geräte gegenüber Lastmanagement-Ansätzen, die ihren Gesamtstromverbrauch einschränken [28]. Automatisierung reduziert die Abneigung gegenüber Preisschwankungen, indem sie die Planung im Hintergrund übernimmt. Dadurch werden dynamische zeitvariable Tarife etwa so akzeptabel wie statische Tarife [29]. Eine Opt-out-Option (Standardoption) erhöht die Teilnahmequote im Vergleich zu Opt-in-Modellen [30]. Der Komfort kann durch Geräteeinstellungen mit einfachen Übersteuerungsoptionen geschützt werden (z.B. durch die Festlegung eines Mindestladestands für EV oder eines Temperaturbereichs in Gebäuden). Vertragsmenüs (z.B. etwa Pauschaltarife mit automatischer direkter Laststeuerung oder verbrauchszeitabhängige Tarife für nicht automatisierte Nutzerinnen und Nutzer) können unterschiedlichen Präferenzen gerecht werden und Rebound-Spitzen vermeiden [31]. Schliesslich können Profilverträge die Rechnungsvolatilität absichern und gleichzeitig Anreize für Lastverschiebungen und -reduktionen bieten, was die Akzeptanz bei risikoaversen Haushalten erhöht [26; 32].

Die Berücksichtigung dieser Präferenzen ist entscheidend für die Entwicklung wirksamer Flexibilitätsprogramme, da Umfragen zeigen, dass die Schweizer Öffentlichkeit das flexible Laden von EV und die Einbindung von WP generell befürwortet [33].

Herausforderungen und Chancen

Mehrere Faktoren stehen der vollständigen Ausschöpfung des Flexibilitätspotenzials von WP und EV weiterhin im Weg. Auf technischer Ebene sind die Verteilnetze in der Schweiz nicht dafür ausgelegt, eine flächendeckende Elektrifizierung zu bewältigen, was das Risiko lokaler Überlastungen und kostspieliger Netzverstärkungen mit sich bringt. Darüber hinaus bestehen weiterhin politische Lücken, etwa das Fehlen eines landesweiten "Rechts auf Laden", das mit Standards für intelligentes Laden

kompatibel ist, die langsamen Fortschritte bei der Einführung dynamischer Tarifstrukturen und die uneinheitliche Unterstützung für flexibilitätsfähige (d. h. automatisierte und steuerbare) Infrastrukturen. Hohe Anfangsinvestitionen für EV und WP sowie Bedenken hinsichtlich Komfort und Bequemlichkeit bei den Verbraucherinnen und Verbrauchern schränken die Verbreitung von Flexibilitätslösungen zusätzlich ein.

Zur Überwindung dieser Hindernisse bietet sich eine Kombination mehrerer Lösungsansätze für die Nachfrageseite an: (1) V1G-Strategien und, wo kosteneffizient, V2G-Strategien; (2) gesteuerter Betrieb von WP, der die thermische Trägheit von Gebäuden, Wärmespeicher und gemeinschaftliche Wärmenetze nutzt; (3) eine flexibilitätsfreundliche Regulierung, die es Endnutzerinnen und Endnutzern, Betreibern und Aggregatoren erleichtert, teilzunehmen und ihre Flexibilität bereitzustellen; (4) dynamische und hybride Tarifmodelle, die Flexibilität belohnen; sowie (5) erweiterter Marktzugang für Aggregatoren, um Flexibilitätsdienstleistungen in Grosshandels- und Ausgleichsmärkte zu integrieren. Die Einführung flexibilitätsorientierter Planungsrahmen im Verteilnetz ermöglicht es Versorgungsunternehmen, kosteneffiziente Flexibilitätsoptionen zu identifizieren, die Investitionen in Netzinfrastruktur aufschieben oder reduzieren können. In Kombination können diese Lösungen der Schweiz helfen, die Verbreitung von EV und WP zu beschleunigen, ihre Dekarbonisierungsziele zu erreichen, sie nahtlos in die Verteilnetze zu integrieren und zusätzliche Dienstleistungen für höhere Netzebenen bereitzustellen und dabei gleichzeitig Vorteile für Verbraucherinnen, Verbraucher und Versorgungsunternehmen schaffen.

Zusammenfassung und zukünftige Arbeiten

Der vollständige Bericht quantifiziert die Beiträge der Flexibilität von WP und EV im Detail, identifiziert die wichtigsten Herausforderungen bei ihrer Integration und skizziert mögliche Lösungen sowie Handlungsoptionen für die beteiligten Akteure. Interessengruppen in der gesamten Schweiz – darunter politische Entscheidungsträger, Stromnetzbetreiber, EV- und WP-Anbieter, Flexibilitätsaggregatoren, Kantone, Gemeinden sowie Endnutzerinnen und Endnutzer – können die in diesem Bericht vorgestellten PATHFINDER-Forschungsergebnisse stützen, um den Wert der Flexibilität von EV und WP, die Hindernisse für ihre Einführung sowie die nächsten erforderlichen Schritte zu verstehen, damit ihr volles Potenzial in der Schweiz ausgeschöpft werden kann.

Zukünftige Forschungsarbeiten sollten insbesondere das Verständnis der Synergien zwischen der Flexibilität von EV und WP, der Hürden bei ihrer Einführung, des Nutzerverhaltens sowie der praktischen Umsetzung vertiefen, um eine skalierbare Integration in das Schweizer Energiesystem zu fördern.

Empfehlungen an die Interessengruppen

- **Bund:** Förderung der Flexibilitätsbereitschaft durch die kombinierte Einführung von EV und WP, Einführung eines landesweiten "Rechts auf Laden" in Verbindung mit der Vorgabe flexibilitätsfähiger Steuerungen und Standards für intelligentes Laden, Verpflichtung der Energieversorger zur Angebotserstellung dynamischer Tarife und Angleichung der Marktregeln zur Ermöglichung der Teilnahme aller Akteure an Flexibilitätsdienstleistungen, mit dem Ziel der Senkung der Systemkosten, der Reduktion der Netto-Stromimporte sowie der Unterstützung der Integration erneuerbarer Energien.
- **Kantone und Gemeinden:** Förderung der lokalen Flexibilität durch die Schaffung von Anreizen für steuerbare WP, gemeinsame Wärmenetze und intelligentes Laden von EV (V1G/V2G), Ermöglichung einer Skalierung der Beteiligung, einer Reduktion der Netzbelastung sowie der Erschliessung neuer Einnahmequellen für Endnutzerinnen und Endnutzer.
- **Übertragungsnetzbetreiber:** Koordination mit den Verteilnetzbetreibern zur Sicherstellung der Unterstützung von Systemausgleich und lokalem Netzmanagement durch flexible Ressourcen, Beitrag zur Kostensenkung und Verbesserung der Netzstabilität.
- **Verteilnetzbetreiber/Versorgungsunternehmen:** Sicherstellung der Verfügbarkeit von Netzmodellen für Niederspannungsnetze (Netzebene 7) zur Durchführung von Netzsimulationen, Ermöglichung einer wirksamen Einführung flexibilitätsorientierter Planungsrahmen für die Netzinfrastruktur, welche die Flexibilität der Endnutzerinnen und -nutzer nutzt, um die Notwendigkeit von Verteilnetzverstärkungen und -ausbauten zu verschieben oder zu reduzieren durch (i) Lastverschiebung und/oder Lastreduktion infolge von WP und EV-Ladevorgängen, (ii) Begrenzung der PV-Einspeisung sowie (iii) Berücksichtigung der Spannungsstützung durch PV-Anlagen.
- **Aggregatoren und Energieversorger:** Skalierung dynamischer und hybrider Tarife mit Standard-Opt-out, Automatisierung, direkter Laststeuerung auf Geräteebe und Verträgen zur Risikoabsicherung zur Steigerung der Beteiligung der Endnutzerinnen und Endnutzer, Reduktion der Beschaffungsrisiken, Erschliessung neuer Einnahmequellen und Aufbau skalierbarer Geschäftsmodelle durch Aggregatoren.
- **Technologieanbieter und Hersteller :** Bereitstellung flexibilitätsfähiger Geräte mit offenen Standards (z.B. SmartGridready), automatisierten Steuerungen und Messschnittstellen zur Gewährleistung eines flexiblen, netzfreundlichen Betriebs, Erweiterung des Marktzugangs, Förderung der Interoperabilität und Steigerung des Gerätwerts durch die Teilnahme an Flexibilitätsdienstleistungen.

Der vollständige Bericht enthält detaillierte, auf die einzelnen Interessengruppen zugeschnittene Empfehlungen.

Bibliography

- [1] B. für Energie (BFE), “Stromabkommen schweiz – eu.” <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromabkommen-schweiz-eu.exturl.html>, 2025. Last update: 13.06.2025.
- [2] Swiss Federal Office of Energy (SFOE), “Federal act on a secure electricity supply.” <https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/supply/electricity-supply/federal-act-renewable-electricity-supply.html/>, 2024. Accessed: 2025-3-12.
- [3] Z. Wang and E. Trutnevyte, “Demand-side flexibility of electric vehicles and heat pumps in the swiss electricity system with high shares of renewable generation,” *Energy*, p. 138903, 2025.
- [4] J. Bader, B. Heimbach, E. Kaffe, and et al., “Method for flexible long-term planning with agile adaption to changing requirements,” in *CIREG Glasgow*, 2017.
- [5] F. R. Segundo Sevilla, D. Parra, N. Wyrsh, M. K. Patel, F. Kienzle, and P. Korba, “Techno-economic analysis of battery storage and curtailment in a distribution grid with high pv penetration,” *Journal of Energy Storage*, vol. 17, pp. 73–83, 2018.
- [6] S. Klyapovskiy, S. You, H. Cai, and H. W. Bindner, “Incorporate flexibility in distribution grid planning through a framework solution,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 111, pp. 66–78, 2019.
- [7] J. Stiasny, T. Zufferey, G. Pareschi, D. Toffanin, G. Hug, and K. Boulouchos, “Sensitivity analysis of electric vehicle impact on low-voltage distribution grids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 191, p. 106696, 2021.
- [8] S. Fahmy, R. Gupta, and M. Paolone, “Grid-aware distributed control of electric vehicle charging stations in active distribution grids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106697, 2020.
- [9] R. Gupta, F. Sossan, and M. Paolone, “Countrywide pv hosting capacity and energy storage requirements for distribution networks: The case of switzerland,” *Applied Energy*, vol. 281, p. 116010, 2021.
- [10] R. Gupta, A. Pena-Bello, K. N. Streicher, C. Roduner, Y. Farhat, D. Thöni, M. K. Patel, and D. Parra, “Spatial analysis of distribution grid capacity and costs to enable massive deployment of pv, electric mobility and electric heating,” *Applied Energy*, vol. 287, p. 116504, 2021.
- [11] A. Heider, L. Kundert, B. Schachler, and G. Hug, “Grid reinforcement costs with increasing penetrations of distributed energy resources,” in *2023 IEEE Belgrade PowerTech*, pp. 01–06, 2023.

- [12] N. Savvopoulos, A. Marinakis, Y. C. Evrenosoglu, and T. Demiray, "D2.3.2a: Flexibility-aware planning of distribution network reinforcements," tech. rep., PATHFNR, 2025.
- [13] C. Y. Evrenosoglu, T. Demiray, P. Buchecker, A. Nazaré, D. Incesu, and R. Tessier, "Distribution grid planning in switzerland considering local flexibilities," *Cired Geneva*, 2025.
- [14] Z. Wang, J.-P. Sasse, and E. Trutnevyte, "Home or workplace charging? spatio-temporal flexibility of electric vehicles within swiss electricity system," *Energy*, vol. 320, p. 135452, 2025.
- [15] M. P. Herrera, M. Schwarz, and G. Hug, "Spatio-temporal modeling of large-scale bev fleets' charging energy needs and flexibility," in *2024 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, pp. 1–6, IEEE, 2024.
- [16] B. Koirala, R. Mutschler, A. Bartolini, A. Bollinger, and K. Orehounig, "Flexibility assessment of e-mobility in multi-energy districts," in *Cired Porto Workshop 2022: E-mobility and power distribution systems*, Institution of Engineering and Technology, 2022.
- [17] F. Bellizio, Y. Guo, and P. Heer, "Sector-coupled vehicle-to-everything operation of ev fleets for demand-side flexibility provision," *Energy*, vol. 337, p. 138508, 2025.
- [18] D. Andersen and S. Powell, "Policy and pricing tools to incentivize distributed electric vehicle-to-grid charging control," *Energy Policy*, vol. 198, p. 114496, 2025.
- [19] C. Meister, S. Schneeberger, and P. Schuetz, "Bottom-up heat pump flexibility estimation for swiss buildings considering monitored building data," *In prep*, 2025.
- [20] B. Bernadino, H. Cai, B. Koirala, P. Schuetz, and P. Heer, "Decentralized energy communities with heat prosumers: economic and ecological performance," *In prep*, 2025.
- [21] A. Mellot, C. Moretti, A. Nuñez-Jimenez, J. Linder, N. Moro, S. Powell, J. Markard, C. Winzer, and A. Patt, "Electrification, flexibility or both? emerging trends in european energy policy," 2025.
- [22] A. Mellot, J. Linder, J. Garrison, C. Winzer, G. Sansavini, C. Meister, P. Schütz, and C. Moretti, "Exploratory analysis of direct load control policies for heat pumps in the future swiss electricity system," *2025 21st International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2025.
- [23] L. Miehé, 2025.
- [24] C. Winzer, P. Ludwig, S. Auer, and A. Hlawatsch, "Netflex: Effiziente netzentgelte für flexible konsumenten," tech. rep., 2023.
- [25] C. Winzer and P. Hensler-Ludwig, "Design and impact of grid tariffs," *Energies*, vol. 17, no. 6, p. 1364, 2024.
- [26] C. Winzer, H. Ramírez-Molina, L. Hirth, and I. Schlecht, "Profile contracts for electricity retail customers," *Energy Policy*, vol. 195, p. 114358, 2024.
- [27] T. Hübner and G. Hug, "Package bids in combinatorial electricity auctions: Selection, welfare losses, and alternatives," *Operations Research*, 2025.
- [28] C. Winzer and H. Zhang, "Cost focus versus comfort focus: Evidence from a discrete choice experiment with swiss residential electricity customers," *The Energy Journal*, vol. 45, no. 2, pp. 209–235, 2024.

-
- [29] M. J. Fell, D. Shipworth, G. Huebner, and C. Elwell, "Public acceptability of domestic demand-side response in great britain: The role of automation and direct load control," *Energy Research Social Science*, vol. 9, pp. 72–84, 2015.
- [30] B. Parrish, R. Gross, and P. Heptonstall, "On demand: Can demand response live up to expectations in managing electricity systems?," *Energy Research Social Science*, vol. 51, pp. 107–118, 2019.
- [31] P. Ludwig and C. Winzer, "Tariff menus to avoid rebound peaks: results from a discrete choice experiment with swiss customers," *Energies*, vol. 15, no. 17, p. 6354, 2022.
- [32] W. Elsenbast, C. Winzer, and U. Trinkner, "Dynamische stromtarife – wie können sie für haushalte und kmus attraktiver werden?," *ET. Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 12/2024, pp. 57–63, 12 2024.
- [33] M. Krainz, V. Sorgato, I. Vallaes Mora, E. Trutnevyte, and T. Brosch, "Identifying and validating the strongest predictors of informed energy policy support across europe," *Research Square Preprint*, 2025. Preprint. Version posted September 30, 2025.