sweet swiss energy research for the energy transition

PATHFNDR

Verso emissioni nette pari a zero

10 principi sull'accoppiamento dei settori e sulla flessibilità per la transizione energetica svizzera

Rapporto di sintesi

Versione breve

Rapporto del Consorzio PATHFNDR

Ottobre 2026

ETH zürich Empa PSI zhaw HSLU Hochschule Luzern UNIVERSITÉ DE GENÈVE EPFL TU Delft

Verso emissioni nette pari a zero: 10 principi sull'accoppiamento dei settori e sulla flessibilità per la transizione energetica svizzera

Rapporto di sintesi
Versione breve

Responsabili scientifici
André Bardow[a]
Christian Schaffner[a]

Redazione
Patricia Mayer[a]
Lea Ruefenacht[a]
Rebecca Lordan-Perret[a]
Adriana Marcucci[a]
Christian Winzer[e]
Adrien Mellot[a]
Jonas Savelsberg[a]
Adamantios Marinakis[a]
C. Yaman Evrenosoglu[a]
Jochen Markard[e]
Ingmar Schlecht[e]

Revisori esterni
Mevina Feuerstein[o]
Yves Hertig[p]
Mirjam Kosch[n]
Stefan Liechti[q]
Michael Moser[l]
Dirk Müller[k]
Janik Mutter[s]
Alexander Sauer[j]
Hannah Schoch[s]
Isabelle Stadelmann[i]
Sven Tröber[r]
Arnaud Walter[m]

Autori
Behnam Akbari[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]
Pascal Häfliger[c]
Thomas Hübner[a]
Gabriele Humbert[b]
Matthieu Jacobs[g]
Binod Koirala[b]
Morris Krainz[f]
Adamantios Marinakis[a]
Jochen Markard[e]
Patricia Mayer[a]
Curtis Meister[d]
Adrien Mellot[a]
Christian Moretti[a]
Alejandro Nuñez-Jimenez[a]
Mario Paolone[g]
María Parajeles Herrera[a]
Christian Peter[c]
Stefan Pfenninger-Lee[h]
Siobhan Powell[a]
Francesco Sanvito[h]
Jonas Savelsberg[a]
Nikolaos Savvopoulos[a]
Ingmar Schlecht[e]
Sarah Schneeberger[c]
Philipp Schütz[c]
Malin Siegwart[c]
Arvind Srinivasan[a]
Tim Tröndle[a]
Ambra Van Liedekerke[a]
Zongfei Wang[f]
Christian Winzer[e]

Ricercatori principali
Prof. André Bardow[a]
Prof. Tobias Brosch[f]
Hanmin Cai[b]
Turhan Demiray[a]
Juan Herranz[c]
Prof. Volker Hoffmann[a]
Prof. Gabriela Hug[a]
Binod Koirala[b]
Adamantios Marinakis[a]
Jochen Markard[e]
Prof. Marco Mazzotti[a]
Lucas Miehé[a]
Christian Moretti[a]
Prof. Mario Paolone[g]
Prof. Anthony Patt[a]
Prof. Stefan Pfenninger-Lee[h]
Siobhan Powell[a]
Prof. Giovanni Sansavini[a]
Francesco Sanvito[h]
Christian Schaffner[a]
Ingmar Schlecht[e]
Philipp Schütz[c]
Malin Siegwart[c]
Tim Tröndle[a]
Prof. Evelina Trutnevyte[f]
Christian Winzer[e]

[a] ETH Zurich; [b] Empa; [c] PSI; [d] HSLU; [e] ZHAW; [f] Università di Ginevra; [g] EPFL; [h] TU Delft; [i] Università di Berna; [j] Fraunhofer IPA; [k] RWTH Aachen University; [l] UFE; [m] NET Nowak Energie & Technologie AG; [n] BSS Volkswirtschaftliche Beratung; [o] Amstein + Walthert AG; [p] BKW; [q] Verein Energie Zukunft Schweiz; [r] Swisspower; [s] Reatch.

© Consorzio PATHFNDR – 2026

Ringraziamenti:
Il presente lavoro è stato realizzato dal Consorzio PATHFNDR, finanziato nell'ambito del programma SWEET dell'Ufficio federale dell'energia (SWEET Call 1-2020) e coordinato da: ETH Zurich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, Università di Ginevra, EPFL e TU Delft.

Il presente rapporto è stato redatto grazie al contributo congiunto di responsabili scientifici, autrici e autori, redattrici e redattori. Ringraziamo tutte le autrici e tutti gli autori per il contributo alla ricerca, all'analisi e alla redazione del presente rapporto. Ringraziamo inoltre le revisore e i revisori interni ed esterni per i preziosi riscontri e le indicazioni forniti durante il processo di revisione nonché i membri del Comitato consultivo e dell'Organo di revisione del monitoraggio di PATHFNDR per i contributi costruttivi.

Le responsabili e i responsabili scientifici, le redattrici e i redattori sono responsabili della struttura del rapporto e della sintesi dei risultati. Le autrici e gli autori sono responsabili dei risultati presentati nelle rispettive sezioni. Le revisore e i revisori interni ed esterni hanno fornito commenti e suggerimenti sulle bozze precedenti del rapporto per migliorarne qualità e chiarezza. Il contenuto e le conclusioni rimangono comunque di esclusiva responsabilità delle autrici e degli autori.

Disclaimer:
Il presente rapporto illustra principalmente le attività di ricerca condotte nell'ambito del progetto PATHFNDR ma include anche alcuni riferimenti esterni, ove pertinenti, al fine di sostenere, contestualizzare o integrare i risultati. Rassegne bibliografiche dettagliate sono disponibili nei paper e nei rapporti citati.

Il presente rapporto illustra i risultati basati su scenari relativi al sistema energetico svizzero fino al 2050. Si tratta di proiezioni, non di previsioni o pronostici. Esse derivano da dati empirici e dalla modellizzazione del sistema mediante un'ottimizzazione al minor costo, in base alle ipotesi indicate. I risultati dipendono dai dati di input, da ipotesi socioeconomiche e tecnologiche nonché da scelte metodologiche. Devono pertanto essere interpretati come valori indicativi della «migliore stima» piuttosto che come dati numerici precisi, viste le incertezze relative all'adozione delle tecnologie, ai prezzi e alla regolamentazione. Le autrici e gli autori sono responsabili dell'analisi e della relativa interpretazione.

Sono stati utilizzati strumenti di IA per aiutare a correggere errori grammaticali e stilistici nonché per riformulare alcune sezioni al fine di migliorarne la chiarezza e la leggibilità. Le autrici e gli autori si assumono la piena responsabilità riguardo al contenuto della pubblicazione finale.

Come citare il presente rapporto:
Consorzio PATHFNDR (2026). *Rapporto di sintesi – Verso emissioni nette pari a zero: 10 principi sull'accoppiamento dei settori e sulla flessibilità per la transizione energetica svizzera (versione breve)*. Responsabili scientifici: Bardow, A., & Schaffner, C.; Redazione: Mayer, P., Ruefenacht, L., Lordan-Perret, R., Marcucci, A., Winzer, C., Mellot, A., Savelsberg, J., Marinakis, A., Evrenosoglu, C. Y., Markard, J., & Schlecht, I. ETH Zurich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, Università di Ginevra, EPFL e TU Delft.

I 10 Principi in Sintesi



ACCOPPIAMENTO DEI SETTORI

1. L'**elettrificazione diretta** del riscaldamento domestico e del trasporto su gomma è la leva fondamentale per la decarbonizzazione del sistema energetico svizzero.
2. La **decarbonizzazione** rafforzerà la capacità della Svizzera di provvedere al proprio fabbisogno energetico e viceversa.
3. La **domanda di idrogeno a basse emissioni di carbonio e di carburanti sintetici in Svizzera è contenuta**, proviene soprattutto dall'industria e dall'aviazione e può essere coperta in modo economicamente più vantaggioso ricorrendo alle importazioni.

FLESSIBILITÀ

4. Gli **impianti idroelettrici flessibili e gli scambi di elettricità con l'estero** sono due risorse fondamentali di flessibilità per il sistema energetico svizzero.
5. **È improbabile che lo stoccaggio chimico stagionale mediante idrogeno o altri carburanti sintetici** diventi economicamente conveniente su larga scala per la Svizzera.
6. I **veicoli elettrici e le pompe di calore possono rappresentare importanti fonti** di flessibilità sul fronte della domanda, a tutto vantaggio del sistema energetico.
7. **Nella pianificazione delle reti di distribuzione occorre tenere conto della flessibilità della produzione e della domanda degli utenti finali**, in modo da ridurre il fabbisogno di potenziamento della rete.

SBLOCCARE LA FLESSIBILITÀ

8. Le **tariffe dinamiche** sono importanti per incentivare un compromesso ottimale tra le esigenze della rete e quelle del mercato nelle decisioni relative al dispacciamento e agli investimenti.
9. **Meccanismi di sostegno alle energie rinnovabili** adeguatamente concepiti dovrebbero garantire la stabilità dei ricavi e ridurre i rischi di investimento mantenendo, al contempo, adeguati incentivi.
10. La flessibilità dei veicoli elettrici e delle pompe di calore è scalabile solo se **i proprietari accettano un funzionamento automatizzato** che garantisca il comfort e preveda una remunerazione.

Sintesi

La transizione della Svizzera verso un sistema energetico a zero emissioni nette poggia su due assi d'intervento complementari: (1) l'elettrificazione diretta degli usi finali, come il riscaldamento e i trasporti e (2) una maggiore flessibilità del sistema energetico per bilanciare la produzione variabile di energia elettrica da fonti rinnovabili. Negli ultimi sei anni, il consorzio PATHFNDR – parte del programma SWEET dell'Ufficio federale dell'energia – ha affrontato una sfida fondamentale nella transizione energetica svizzera: capire come aumentare la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili abbandonando la produzione basata su combustibili fossili, in un contesto in cui il futuro ruolo della produzione convenzionale di base, in particolare l'energia nucleare, rimane incerto. Questa sfida ha richiesto alle ricercatrici e ai ricercatori di affrontare due questioni interconnesse: 1) potenziare la flessibilità del sistema e il coordinamento tra i diversi settori e 2) identificare i cambiamenti a livello di infrastrutture, mercati, normative e società, necessari per consentire e favorire questa transizione.

Per poter disporre di tutte le competenze necessarie, PATHFNDR ha riunito otto istituti di ricerca e oltre 25 partner dei settori pubblico e privato in un'iniziativa interdisciplinare e transdisciplinare che coinvolge la modellizzazione dei sistemi energetici, l'ingegneria, l'economia e le scienze sociali. I risultati della ricerca sono stati validati con gli stakeholder e testati attraverso progetti pilota e di dimostrazione.

Il presente rapporto sintetizza i risultati di PATHFNDR in dieci principi guida articolati in tre aree: accoppiamento dei settori (in questo caso, l'elettrificazione diretta del riscaldamento e dei trasporti), flessibilità e condizioni quadro non tecniche necessarie per sbloccare il potenziale di flessibilità. Questi dieci principi sono riassunti di seguito.

1. **L'elettrificazione diretta del riscaldamento domestico e del trasporto su gomma è la leva fondamentale per la decarbonizzazione del sistema energetico svizzero.**

La sostituzione delle caldaie alimentate con combustibili fossili e dei motori a combustione con pompe di calore e veicoli elettrici rappresenta la soluzione più efficace dal punto di vista economico per ridurre le emissioni causate da edifici, calore industriale a bassa temperatura e trasporto su gomma. Nel loro insieme, questi settori hanno contribuito a circa la metà delle emissioni di gas a effetto serra della Svizzera nel 2024. L'elettrificazione di questi settori comporta inoltre un aumento dell'efficienza: i modelli di PATHFNDR mostrano una diminuzione del consumo energetico di circa il 40% a fronte di un aumento della domanda di elettricità solo del 10-20%.

2. **La decarbonizzazione rafforzerà la capacità della Svizzera di provvedere al proprio fabbisogno energetico e viceversa.**

L'elettrificazione, ovvero l'accoppiamento dei settori, ridurrà di almeno la metà la dipendenza della Svizzera dall'energia estera, in quanto l'elettricità rinnovabile di origine domestica sostituirà i combustibili importati. La quota delle importazioni energetiche – oggi costituita principalmente da petrolio, benzina e gas naturale – scenderà dall'attuale 70-75% del consumo energetico totale a un valore compreso tra 0% e 35% in futuro.

3. **La domanda di idrogeno a basse emissioni di carbonio e di carburanti sintetici in Svizzera è contenuta, proviene soprattutto dall'industria e dall'aviazione e può essere coperta in modo economicamente più vantaggioso ricorrendo alle importazioni.**

I settori difficili da decarbonizzare, come industria e aviazione, costituiscono una quota significativa delle emissioni di gas a effetto serra (oltre il 25%). Sebbene l'elettrificazione diretta sia solitamente la via preferita per la decarbonizzazione, questi settori continueranno comunque a fare parziale affidamento su carburanti sintetici e a basse emissioni di carbonio. In Svizzera non sussistono, tuttavia, le condizioni ideali per la creazione di una filiera di questi carburanti: un'offerta abbondante e facilmente ampliabile di elettricità a basso costo, più superfici destinate alla produzione di biomassa a fini energetici o maggiori spazi destinati a grandi impianti di sintesi di carburanti sintetici. A condizione che la Svizzera mantenga un accesso senza restrizioni ai mercati energetici internazionali, le importazioni di idrogeno e carburanti sintetici risulteranno probabilmente meno costose rispetto alla produzione locale.

4. **Gli impianti idroelettrici flessibili e gli scambi di elettricità con l'estero sono due risorse fondamentali di flessibilità per il sistema energetico svizzero.**

L'attuale sistema svizzero dispone già di risorse di flessibilità nazionali e di infrastrutture in grado di garantire il bilanciamento della rete. Le risorse di flessibilità consolidate sono le centrali idroelettriche a pompaggio e quelle a bacino di accumulo che, nel loro insieme, offrono circa 10-12 GW di capacità di generazione dispacciabile, superando l'attuale picco di domanda elettrica della Svizzera pari a circa 9 GW. L'energia idroelettrica rimarrà inoltre fondamentale per il bilanciamento stagionale, anche quando la domanda di elettricità di picco aumenterà fino a raggiungere i 12-20 GW entro il 2050. Oltre alla propria flessibilità interna, la Svizzera beneficia anche di 41 interconnessioni elettriche transfrontaliere che la rendono un hub europeo per gli scambi di energia elettrica. Grazie a questa infrastruttura, la Svizzera può utilizzare gli scambi di energia elettrica come fonte aggiuntiva di flessibilità.

5. **È improbabile che lo stoccaggio chimico stagionale mediante idrogeno o altri carburanti sintetici diventi economicamente conveniente su larga scala per la Svizzera.**

La Svizzera continuerà a dover gestire uno squilibrio elettrico invernale, ma la modellizzazione di PATHFNDR non identifica lo stoccaggio chimico stagionale su larga scala come una soluzione

efficace sotto il profilo dei costi in base alle ipotesi esaminate. Gli impianti idroelettrici esistenti riducono nettamente la necessità di ulteriore stoccaggio stagionale, mentre gli squilibri invernali residui possono essere gestiti con gli scambi di elettricità, una maggiore produzione invernale, la flessibilità della domanda industriale, la bioenergia e lo stoccaggio termico stagionale. La bioenergia può sostenere l'approvvigionamento elettrico invernale ma il suo utilizzo deve essere bilanciato rispetto alle esigenze concorrenti nell'industria e nella produzione di carburanti. Questa conclusione è subordinata alla disponibilità di scambi transfrontalieri e alla tempestiva installazione di risorse di flessibilità alternative. La conclusione non esclude applicazioni mirate dell'idrogeno nelle riserve strategiche o in ambito industriale, dove le tecnologie a idrogeno possono offrire benefici.

6. **I veicoli elettrici e le pompe di calore possono rappresentare importanti fonti di flessibilità sul fronte della domanda, a tutto vantaggio del sistema energetico.**

Il funzionamento flessibile dei veicoli elettrici e delle pompe di calore può fornire oltre 7,6 GW di carico modulabile e 5,7 TWh di energia differibile, paragonabili a circa 29 giorni di consumo di elettricità in Svizzera o a 8 GW di capacità di centrali a gas. Questa flessibilità sul fronte della domanda può ridurre le importazioni nette di elettricità del 22% circa, abbassare i costi totali del sistema del 4% circa e ridurre del 75-95% la capacità di accumulo a batterie necessaria a livello di sistema.

7. **Nella pianificazione delle reti di distribuzione occorre tenere conto della flessibilità della produzione e della domanda degli utenti finali, in modo da ridurre il fabbisogno di potenziamento della rete.**

A livello di distribuzione è fondamentale una pianificazione della rete che possa fare affidamento sulla flessibilità sia sul fronte della domanda sia su quello dell'offerta: con una limitazione inferiore al 3% della produzione fotovoltaica annua, è possibile ridurre di circa il 40-60% gli investimenti per il potenziamento della rete. La gestione dell'immissione in rete dell'energia solare fotovoltaica è più vantaggiosa nelle reti rurali e semi-rurali, dove la capacità fotovoltaica installata dovrebbe essere nettamente superiore alla domanda massima (un rapporto fino a 4). La flessibilità della domanda di veicoli elettrici e pompe di calore può essere sincronizzata con l'immissione in rete dell'energia solare fotovoltaica in tutte le regioni, ma è relativamente più vantaggiosa nelle reti urbane, dove la domanda e la capacità fotovoltaica sono più equilibrate (un rapporto vicino a 1).

8. **Le tariffe dinamiche sono importanti per incentivare un compromesso ottimale tra le esigenze della rete e quelle del mercato nelle decisioni relative al dispacciamento e agli investimenti.**

La possibilità di realizzare o meno il potenziale tecnico delle opzioni di flessibilità esistenti dipende dalla progettazione del mercato, dagli incentivi agli investimenti e dall'accettazione da parte degli utenti. I prezzi dinamici dell'energia elettrica possono indurre i consumatori a utilizzare l'elettricità quando è economica e quando la rete dispone di capacità in eccesso, fornendo un segnale di prezzo che riflette sia il prezzo della produzione elettrica sia il prezzo dei servizi di rete. Quando

i consumatori reagiscono ai prezzi elevati con una riduzione dei consumi e a quelli bassi con un aumento, contribuiscono alla flessibilità e al bilanciamento della rete. Per ottenere il miglior risultato possibile, i prezzi dell'energia elettrica dovrebbero seguire le dinamiche del mercato all'ingrosso, mentre il corrispettivo per l'utilizzo della rete dovrebbe tenere conto delle dinamiche della probabilità di congestione della rete. Poiché queste dinamiche possono variare in modo sincronizzato o in direzioni opposte, l'effetto complessivo fornirà un segnale al consumatore. Affinché i segnali di prezzo siano efficaci su larga scala, è necessario adottare misure per proteggere i consumatori da bollette imprevedibili e per ridurre l'onere derivante dalla partecipazione.

9. Meccanismi di sostegno alle energie rinnovabili adeguatamente concepiti dovrebbero garantire la stabilità dei ricavi e ridurre i rischi di investimento mantenendo, al contempo, adeguati incentivi.

Gli investimenti nelle energie rinnovabili devono diventare meno rischiosi. La produzione di energia da fonti rinnovabili è ad alta intensità di capitale, pertanto le condizioni di finanziamento determinano, in larga misura, il costo dell'elettricità fornita – e i premi al rischio richiesti dagli investitori ricadono, in ultima analisi, sui consumatori. I meccanismi di sostegno sono quindi vantaggiosi, ma i meccanismi attuali prevedono un pagamento in base al livello di produzione di un impianto. Ciò riduce il rischio di prezzo, pur esponendo gli investitori al rischio di volume derivante da prezzi negativi e condizioni meteorologiche avverse – e può distorcere i comportamenti nei mercati a breve termine. I meccanismi di sostegno dovrebbero, invece, essere concepiti per garantire ricavi stabili mantenendo, al tempo stesso, un chiaro incentivo a produrre energia elettrica quando è più necessaria. I contratti per differenza finanziari, che legano i pagamenti a un benchmark prestabilito anziché alla produzione effettiva, rappresentano una soluzione che persegue tale obiettivo.

10. La flessibilità dei veicoli elettrici e delle pompe di calore è scalabile solo se i proprietari accettano un funzionamento automatizzato che garantisca il comfort e preveda una remunerazione.

Soprattutto, la flessibilità diventa accessibile solo se le persone la accettano. I veicoli elettrici e le pompe di calore possono fornire flessibilità solo se i proprietari non percepiscono una diminuzione del comfort. Circa il 70% dei consumatori partecipa solo se il proprio comfort non viene compromesso. Anche la progettazione dei contratti di flessibilità è determinante per la partecipazione. Quando le persone sono iscritte automaticamente e hanno la possibilità di rinunciare all'adesione, la partecipazione arriva a circa il 90%. Quando devono iscriversi attivamente, la partecipazione si ferma al 20-50%. L'adesione aumenta quando le offerte sono semplici, trasparenti e affidabili, con un consenso chiaro, la possibilità di intervenire facilmente sul funzionamento automatico e costi in bolletta prevedibili. Per i consumatori, la complessità si riduce grazie a regole chiare che disciplinano i rapporti tra diverse parti aventi accesso allo stesso dispositivo.

Il rapporto completo approfondisce in modo più dettagliato la ricerca alla base di questi dieci principi e conclude con raccomandazioni specificatamente rivolte al Governo federale, all'autorità di regolamentazione e del mercato, a Cantoni e Comuni, al gestore della rete di trasmissione, ai gestori della rete di distribuzione, agli aggregatori e ai fornitori, ai provider tecnologici nonché ai consumatori e ai prosumatori, la cui azione coordinata è necessaria per aiutare la Svizzera a raggiungere i propri obiettivi in termini di emissioni.

Raccomandazioni per gli stakeholder

I risultati presentati in questo rapporto dimostrano che la transizione energetica della Svizzera verso un sistema energetico a zero emissioni nette poggia su due assi d'intervento complementari: l'elettrificazione diretta degli usi finali, come il riscaldamento e i trasporti, e una maggiore flessibilità del sistema energetico per bilanciare la produzione variabile di energia elettrica da fonti rinnovabili. Con il progressivo accoppiamento dei settori nel sistema energetico – ovvero l'integrazione di elettricità, calore, trasporti e combustibili – aumenta il fabbisogno di flessibilità. Per rendere disponibile tale flessibilità è necessaria un'azione coordinata tra numerosi operatori. Nessun singolo stakeholder può garantirla da solo.

Le raccomandazioni presentate in questo rapporto sono raggruppate per stakeholder: il legislatore federale e l'Amministrazione federale definiscono il quadro giuridico e strategico, l'autorità di regolamentazione e vigilanza del mercato vigila sulle regole di mercato, i Cantoni e i Comuni gestiscono le autorizzazioni e la programmazione locale, i gestori della rete di trasmissione e di distribuzione adeguano la pianificazione e l'esercizio della rete, gli aggregatori, i fornitori di energia e i provider di tecnologia traducono le regole in prodotti e dispositivi, i consumatori e i prosumatori mettono in pratica la flessibilità. Ogni raccomandazione rimanda ai principi su cui si basa.

Governo federale

Il Governo federale definisce gli orientamenti a lungo termine per la transizione energetica. Il suo compito principale è stabilire priorità chiare per gli investitori e le autorità locali, garantire l'integrazione internazionale e adottare un quadro normativo che renda la flessibilità e l'elettrificazione la norma. I ruoli sono due: il Parlamento e il Consiglio federale decidono in merito alla legislazione e agli accordi internazionali, mentre le agenzie federali coinvolte – l'Ufficio federale dell'energia (UFE) e l'Ufficio federale dell'ambiente (UFAM) – preparano e attuano la legislazione corrispondente.

Parlamento e Consiglio federale

- Raggiungere l'obiettivo delle emissioni nette pari a zero entro il 2050, come stabilito nella Legge sul clima e l'innovazione, rendendo l'elettrificazione del riscaldamento domestico e del trasporto su gomma una priorità nazionale. Dare priorità, mediante adeguato sostegno politico, all'elettrificazione diretta degli edifici (in coordinamento con i Cantoni[1]), del trasporto su gomma e del calore industriale a bassa temperatura poiché queste soluzioni sono state identificate come le opzioni più efficaci dal punto di vista economico per ridurre le emissioni e la dipendenza dai combustibili importati. [Principi 1 e 2]

- Rafforzare le disposizioni inerenti al «diritto alla ricarica» e armonizzarle con le norme di ricarica intelligente, estendendole oltre i veicoli elettrici affinché agli inquilini non possa essere impedito l'accesso a infrastrutture predisposte per la flessibilità. Eliminare gli ostacoli residui in termini di costi per il funzionamento della tecnologia «Vehicle to Grid». [Principio 10]

- Armonizzare le norme relative alla locazione e all'autoconsumo, in modo che gli investimenti per la flessibilità negli edifici in affitto e in quelli plurifamiliari siano vantaggiosi per entrambe le parti. I proprietari dovrebbero poter recuperare il costo degli investimenti in infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici, in pompe di calore e in impianti fotovoltaici predisposti per la flessibilità, mentre gli inquilini dovrebbero trattenere una quota dei risparmi sui costi energetici che ne derivano e mantenere il controllo e la possibilità di intervenire facilmente sul loro funzionamento automatico. [Principi 6 e 10]

- Garantire e approfondire l'integrazione della Svizzera in infrastrutture e mercati elettrici europei, compresa la ratifica di un accordo sull'elettricità con l'Unione europea. Gli scambi di elettricità con l'estero sono, insieme all'energia idroelettrica flessibile, una delle due risorse fondamentali di flessibilità per il sistema elvetico. [Principi 3 e 4]

- Stipulare accordi internazionali che garantiscano l'accesso a infrastrutture adeguate per l'importazione di idrogeno e carburanti sintetici nonché per il trasporto, lo stoccaggio e la rimozione della CO_2. I carburanti sintetici e l'idrogeno sono necessari per decarbonizzare l'aviazione e alcune applicazioni industriali. Secondo le stime, l'importazione di questi combustibili sarebbe più efficace sotto il profilo dei costi rispetto alla produzione interna. [Principi 3 e 5]

[1] Il livello federale agisce attraverso gli strumenti politici a sua disposizione (politica dei trasporti, finanziamenti nazionali e tariffazione della CO_2), mentre i Cantoni intervengono sui requisiti edilizi.

- Definire il quadro normativo nazionale per le tariffe dinamiche nella Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEl) e nell'Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEl). La componente di prezzo legata all'energia dovrebbe seguire i prezzi all'ingrosso, mentre la componente di prezzo legata alla rete rimane stabile e varia solo in caso di congestione dell'area di rete locale. Laddove un'area sia congestionata, tale tariffa di rete dovrebbe essere differenziata a livello regionale e fornire incentivi simmetrici per prelievi e immissioni. [Principio 8]

- Prevedere, nella Legge sull'energia (LEne) e nell'Ordinanza sull'energia (OEn), che la remunerazione per l'immissione in rete dell'energia fotovoltaica sia correlata ai prezzi all'ingrosso. In tal modo, nei periodi caratterizzati da prezzi nulli o negativi, le remunerazioni scendono a livelli bassi o negativi. Il rischio di perdita di ricavi per gli investitori dovrebbe essere mitigato separatamente, attraverso appositi meccanismi di sostegno. [Principi 8 e 9]

- Stabilire norme minime di tutela dei consumatori per le tariffe dinamiche nella Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEl) e nell'Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEl), al fine di migliorare l'accettazione della flessibilità automatizzata. Tali norme dovrebbero garantire la trasparenza delle fatture, la copertura dal rischio di prezzo, un consenso chiaro, la possibilità di intervenire facilmente sul funzionamento automatico e costi in bolletta prevedibili. [Principi 8 e 10]

- Basandosi sulle norme in materia di flessibilità in vigore dal 2026 nella Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEl) e nell'Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEl), estendere le norme relative a chi controlla un dispositivo flessibile e in quale ordine. Una determinata unità di flessibilità dovrebbe essere controllata da un solo soggetto alla volta, in modo che non possa essere venduta o impegnata due volte. In situazioni critiche della rete, il gestore della stessa dovrebbe mantenere l'accesso prioritario. [Principi 8 e 10]

- Definire il ruolo degli aggregatori nella Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEl). Stabilire nella Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEl) un accesso al mercato equo e chiaramente definito per gli aggregatori e altri terzi affinché la flessibilità dei veicoli elettrici e delle pompe di calore possa essere monetizzata. [Principio 10]

- Prevedere nelle norme di allacciamento alla rete – Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEl) e norme tecniche di allacciamento applicabili – che i gestori della rete di distribuzione possano richiedere il supporto della tensione attraverso inverter fotovoltaici. Ove fattibile, richiedere lo stesso servizio di supporto attraverso sistemi di ricarica dei veicoli elettrici e impianti di pompe di calore. Tale supporto della tensione contribuisce alla gestione della tensione nelle reti di distribuzione. [Principio 7]

Amministrazione federale (UFE, UFAM)

- Confrontare sistematicamente i percorsi e le tecnologie di decarbonizzazione prima di impegnarsi in essi, in modo che il consenso pubblico non rimanga vincolato a opzioni che non consentono di raggiungere l'obiettivo delle emissioni nette pari a zero. [Principio 2]

- Proporre al Parlamento e al Consiglio federale programmi e bandi di finanziamento della ricerca che promuovano l'obiettivo di ridurre le emissioni nella misura e alla velocità necessarie per raggiungere gli obiettivi di emissioni nette pari a zero. [Principio 2]

- Promuovere progetti pilota e predisporre il quadro normativo per meccanismi di sostegno agli investimenti nelle energia elettrica da fonti rinnovabili – quali i contratti finanziari per differenza. L'obiettivo è quello di ridurre il rischio a cui sono esposti gli investitori mantenendo, al contempo, inalterati i segnali di prezzo a breve termine. [Principio 9]
- Richiedere che le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici e le pompe di calore siano, per impostazione predefinita, predisposte alla gestione intelligente, interoperabili e dotate della possibilità di intervento manuale, anche attraverso norme vincolanti in materia di prodotti e progettazione, in modo che la flessibilità automatizzata possa diffondersi su larga scala senza costosi interventi di adeguamento. [Principio 10]
- Proporre incentivi nazionali per accelerare la diffusione di veicoli elettrici e pompe di calore predisposti per la flessibilità. Ad esempio, subordinare gli incentivi all'acquisto o all'installazione alla disponibilità di dispositivi interoperabili e controllabili automaticamente per adeguarsi alle tariffe. Remunerare il funzionamento flessibile in sé è un compito che spetta agli operatori di mercato. Pertanto, adeguare il quadro normativo per consentire ai gestori della rete di distribuzione, ai fornitori e agli aggregatori di retribuire i prosumatori per tale flessibilità. [Principi 6 e 10]

Autorità di regolamentazione e del mercato (ElCom)

La maggior parte delle norme tariffarie e di mercato è stabilita nella legislazione federale e nelle ordinanze – la Legge sull'approvvigionamento elettrico, l'Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico e la Legge sull'energia – dal Parlamento e dal Consiglio federale. La Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom) non stabilisce queste norme e il suo ruolo è di monitoraggio, controllo e verifica. Il suo compito principale è monitorare le norme tariffarie e di mercato affinché la flessibilità sia remunerata e non vengano ostacolati né la risposta automatica né l'accesso di terzi – nonché segnalare al Parlamento e al Consiglio federale dove sia necessario modificare il quadro giuridico per raggiungere tale obiettivo.

- Monitorare e garantire il rispetto delle norme nazionali relative alle tariffe dinamiche una volta entrate in vigore. [Principio 8]
- Verificare le strutture tariffarie dei gestori di rete. [Principio 8]
- Una volta che il legislatore avrà stabilito norme minime di tutela dei consumatori per le tariffe dinamiche, monitorarle e garantirne l'applicazione per migliorare l'accettazione della flessibilità automatizzata. [Principi 8 e 10]
- Verificare che le norme sull'utilizzo della flessibilità – Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEl) / Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEl) – siano applicate, compreso il diritto di l'utilizzo garantito da parte del gestore di rete. Monitorare eventuali ulteriori regole di priorità, una volta che entreranno in vigore. [Principi 8 e 10]
- Una volta definito per legge il ruolo degli aggregatori, garantire loro un accesso equo al mercato e alla rete – e dirimere le controversie correlate in materia di accesso alla rete, in modo che la flessibilità dei veicoli elettrici e delle pompe di calore possa essere monetizzata in maniera affidabile. [Principio 10]

Cantoni e Comuni

I Cantoni e i Comuni rappresentano il livello più vicino agli edifici, alla mobilità e alle reti locali. Il loro compito principale è fare in modo che la predisposizione alla flessibilità diventi la norma nelle opere che autorizzano, pianificano e realizzano, al fine di evitare di dover adeguare, in un secondo momento, le infrastrutture locali.

- Integrare la predisposizione alla flessibilità in procedure autorizzative e norme edilizie. Gli edifici di nuova costruzione e quelli ristrutturati dovrebbero quindi essere predisposti per la ricarica intelligente dei veicoli elettrici e il funzionamento flessibile delle pompe di calore, senza costosi interventi di adeguamento. Le norme di interoperabilità per i dispositivi stessi sono definite a livello federale. [Principi 6 e 10]
- Integrare esplicitamente la predisposizione alla flessibilità per gli edifici in affitto e quelli plurifamiliari in procedure autorizzative e norme edilizie. Parcheggi, sistemi di riscaldamento e contatori condivisi dovrebbero essere predisposti per la ricarica intelligente dei veicoli elettrici e il funzionamento flessibile delle pompe di calore, evitando costosi interventi di adeguamento in un secondo momento negli edifici già occupati. [Principi 6 e 10]
- Definire incentivi cantonali per sistemi di ricarica dei veicoli elettrici e impianti con pompe di calore predisposti per la connettività e interoperabili, piuttosto che per la semplice adozione della tecnologia. I dispositivi installati potranno, in tal modo, partecipare effettivamente alla flessibilità automatizzata. [Principio 10]
- Promuovere la ricarica sul posto di lavoro e altre forme di ricarica diurna attraverso la pianificazione comunale e cantonale. Ad esempio, incoraggiare l'installazione di stazioni di ricarica pubbliche in prossimità di impianti fotovoltaici, nei luoghi in cui i veicoli vengono parcheggiati nelle ore di massima produzione solare. Ciò sposta la domanda di energia dei veicoli elettrici verso le ore centrali della giornata, quando la produzione solare è magliore, e aumenta la flessibilità a livello locale. Queste misure di pianificazione funzionano meglio in combinazione con modelli di mercato e tariffari, che esulano dalle competenze cantonali e comunali. [Principio 6]
- Sostenere soluzioni locali di flessibilità per prosumatori e per più edifici, come i modelli di quartiere coordinato o Nanoverbund. Queste soluzioni riducono le barriere alla partecipazione e consentono una flessibilità locale coordinata. [Principio 10]

Gestore della rete di trasmissione (Swissgrid)

A livello di rete nazionale, il gestore della rete di trasmissione Swissgrid garantisce il funzionamento stabile della rete e i necessari ampliamenti, oltre a coordinare il bilanciamento del sistema. Uno dei compiti principali consiste nel rendere utilizzabili le risorse flessibili per servizi di sistema garantendo al contempo il coordinamento con il livello di distribuzione.

- Definire processi di coordinamento operativo con i gestori della rete di distribuzione e, ove pertinente, con i fornitori e gli aggregatori. I carichi flessibili possono quindi fornire servizi di

sistema, senza creare vincoli alla rete locale, segnali di dispacciamento in conflitto o squilibri. [Principi 8 e 10]

- Pubblicare informazioni trasparenti sulle esigenze di flessibilità del sistema, tra cui ubicazione, tempistica e volumi richiesti. Comunicarle ai gestori della rete di distribuzione e agli operatori di mercato. Ciò orienta gli investimenti nelle risorse flessibili e la loro gestione. [Principio 8]

Gestori della rete di distribuzione

I gestori della rete di distribuzione pianificano e gestiscono le reti locali a cui si collegano la maggior parte degli impianti fotovoltaici, dei veicoli elettrici e delle pompe di calore. Il loro compito primario è passare dal potenziamento della rete per impostazione predefinita all'utilizzo, in primo luogo, della flessibilità derivante dalla domanda e dalla produzione degli utenti finali, nel quadro del loro mandato di pianificazione regolamentato.

- Applicare una pianificazione della rete orientata alla flessibilità per gestire reti caratterizzate da una domanda di energia elettrica in crescita e da una produzione distribuita da fonti rinnovabili. Ricorrere alla flessibilità locale e alla gestione delle immissioni in rete prima di ricorrere al potenziamento convenzionale, laddove ciò risulti efficace sotto il profilo dei costi. [Principio 7]
- Differenziare incentivi e strategie di flessibilità in base al tipo di regione. Per le reti che servono regioni rurali e semi-rurali, dare priorità alla gestione dell'immissione in rete di energia fotovoltaica. Nelle reti urbane dare priorità alla flessibilità sul fronte della domanda derivante dai veicoli elettrici e dalle pompe di calore. [Principio 7]
- Utilizzare misure di flessibilità locale quali la ricarica intelligente dei veicoli elettrici e il funzionamento flessibile delle pompe di calore. Queste misure consentono di allineare la domanda ai periodi di picco nella produzione fotovoltaica e riducono la congestione locale. [Principi 6 e 7]
- Remunerare le immissioni compatibili con le esigenze della rete tramite condizioni di allacciamento e remunerazione commisurate ai costi. Ad esempio, offrire ai proprietari di impianti fotovoltaici condizioni di allacciamento più vantaggiose in cambio dell'accettazione di limitazioni temporanee delle immissioni di picco nelle ore di congestione. Tale approccio riduce la necessità di potenziare la rete. [Principio 7]
- Sfruttare la funzione di supporto della tensione degli inverter fotovoltaici definendola nei requisiti tecnici di allacciamento. In tal modo si gestisce più agevolmente la tensione nelle reti di distribuzione con elevata penetrazione del fotovoltaico, con ridotti costi aggiuntivi. [Principio 7]

Aggregatori e fornitori di energia

Gli aggregatori e i fornitori di energia trasformano le norme di mercato in prodotti effettivamente utilizzabili dalla clientela. Gli aggregatori non hanno ancora un ruolo definito nella Legge sull'approvvigionamento elettrico – e operano al momento su base contrattuale. Il loro compito principale è strutturare la

flessibilità in modo che la partecipazione sia semplice, a basso rischio e vantaggiosa per la clientela, pur continuando a fornire valore al sistema.

- Integrare la flessibilità nel prodotto principale affinché il funzionamento orientato al mercato e quello orientato alla rete non siano in conflitto. Mantenere il controllo di un dispositivo flessibile presso il soggetto esposto sia ai prezzi all'ingrosso sia agli oneri dinamici di rete, in modo che i relativi incentivi vadano nella stessa direzione. [Principi 8 e 10]

- Remunerare clienti e prosumatori per la flessibilità che mettono a disposizione, ad esempio mediante tariffe ridotte, protezione dal rischio di variazioni imprevedibili della bolletta o pagamenti diretti. In tal modo, la flessibilità viene ricompensata dal mercato anziché attraverso sovvenzioni pubbliche. [Principi 8 e 10]

- Offrire alla clientela contratti semplici a tariffa fissa che consentano il controllo diretto del carico relativo alla ricarica di veicoli elettrici o al funzionamento di pompe di calore. La flessibilità può quindi essere attivata in modo affidabile, con il minimo sforzo da parte della clientela. [Principi 8 e 10]

- Offrire prodotti di flessibilità basati sull'automazione, in cui i clienti possano impostare semplici limiti operativi e intervenire facilmente sul controllo automatico. Ad esempio, consentire di impostare obiettivi minimi sullo stato di carica dei veicoli elettrici o fasce di comfort per il riscaldamento. [Principio 10]

- Combinare offerte di flessibilità automatizzata con la protezione dal rischio di variazioni imprevedibili della bolletta come un tetto massimo al prezzo per kWh, un tetto massimo alla bolletta totale oppure una copertura a prezzo fisso per una quota prestabilita dei consumi. In tal modo, la clientela beneficia di prezzi prevedibili, mentre gli incentivi alla flessibilità vengono preservati. [Principi 8 e 10]

- Offrire la flessibilità disponibile nelle aste day-ahead e intraday utilizzando formati di offerta su misura come il «gruppo esclusivo di offerte per blocco». Collaborare con la European Power Exchange per sviluppare ulteriormente questi formati. In questo modo si sfrutta pienamente il valore della flessibilità. [Principio 8]

- Progettare prodotti di flessibilità che remunerino il mantenimento della domanda al di sotto di un livello prestabilito oppure la risposta a segnali legati alla scarsità. Evitare di pagare per una «riduzione garantita di» un determinato volume che può incentivare un aumento dei consumi prima dei periodi di attivazione. [Principio 10]

- Potenziare da subito la ricarica intelligente dei veicoli elettrici e offrire la ricarica bidirezionale dei veicoli elettrici laddove le condizioni tecniche, normative e commerciali lo consentano. In tal modo si monetizza il potenziale di accumulo dei veicoli elettrici, si riduce la domanda di picco e si crea valore per la clientela grazie alla flessibilità delle batterie per veicoli elettrici. [Principi 6 e 10]

- Comunicare le tariffe e la flessibilità in termini semplici e orientati ai benefici (comfort, basso rischio, stabilità dei costi nel lungo periodo). Non basarsi esclusivamente sui dettagli tecnici. [Principio 10]

- Prevedere l'adesione (automatica) con possibilità di rinuncia e un'agevole procedura di disiscrizione. Garantire il consenso informato e la protezione dei dati. [Principio 10]

Fornitori e produttori di tecnologie

Fornitori e produttori di tecnologie decidono quali siano le effettive capacità dei dispositivi installati. Il loro compito principale è rendere la flessibilità una funzionalità integrata e standard dei veicoli elettrici, delle pompe di calore, dei caricabatterie e degli inverter affinché la flessibilità non dipenda da interventi di adeguamento successivi.

- Fare in modo che, per impostazione predefinita, i dispositivi siano predisposti per la flessibilità, ad esempio dotati di impostazioni semplici per l'utente, la possibilità di intervenire facilmente sul funzionamento automatico e sistemi di controllo interoperabili. In tal modo, veicoli elettrici e pompe di calore potranno adeguarsi automaticamente alle tariffe e ai segnali di controllo, senza compromettere il comfort. [Principio 10]
- Progettare dispositivi e sistemi di controllo in modo che gli utenti possano impostare chiari limiti di comfort e di funzionamento (ad esempio obiettivi di ricarica entro l'orario di partenza o fasce di comfort per il riscaldamento). Gli utenti dovrebbero inoltre poter intervenire facilmente sul funzionamento automatico. [Principio 10]
- Adottare interfacce standardizzate che consentano ai dispositivi e ai sistemi di gestione dell'energia di ricevere e applicare automaticamente tariffe dinamiche, prezzi spot e segnali di controllo. Ciò consente ai carichi flessibili di rispondere in maniera affidabile su larga scala. [Principio 10]
- Realizzare dispositivi in linea con le norme di flessibilità emergenti prima che diventino obbligatorie, in modo che i prodotti siano già conformi quando i requisiti di interoperabilità e di predisposizione per la connettività diventeranno vincolanti. [Principio 10]
- Ove fattibile, dotare le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici e gli impianti con pompe di calore di una funzione di supporto della tensione, già presente di serie negli inverter fotovoltaici. Queste risorse contribuiscono quindi alla gestione della tensione nelle reti di distribuzione. [Principio 7]

Consumatori e prosumatori

È proprio grazie a consumatori e prosumatori – tra cui proprietari di immobili, proprietari di impianti fotovoltaici e utilizzatori di veicoli elettrici e pompe di calore – che la flessibilità trova, alla fine, la sua realizzazione. Il loro compito primario è scegliere apparecchiature predisposte per la flessibilità e consentire un funzionamento automatizzato che preservi il comfort, in modo che i loro impianti possano contribuire al funzionamento della rete e ridurre i propri costi a lungo termine.

- In fase di costruzione, ristrutturazione o sostituzione delle apparecchiature, scegliere fin da subito caricabatterie per veicoli elettrici, pompe di calore e impianti fotovoltaici predisposti per la

connettività, interoperabili e adatti all'automazione. Ciò evita costosi interventi di adeguamento in un secondo momento. [Principi 6 e 10]

- Sottoscrivere tariffe dinamiche e programmi di flessibilità automatizzata consentendo il controllo automatico entro chiari limiti di comfort. La flessibilità può quindi essere attivata senza alcuno sforzo quotidiano. [Principi 8 e 10]
- Sfruttare le opzioni disponibili per intervenire sul funzionamento automatico e per impostare il livello di comfort. In tal modo, il funzionamento automatico rimarrà in linea con le esigenze personali, garantendo al contempo flessibilità. [Principio 10]

Bibliografia

[1] Behnam Akbari, Jared Garrison, Elena Raycheva, and Giovanni Sansavini. Flexibility provision in the Swiss integrated power, hydrogen, and methane infrastructure. *Energy Conversion and Management*, 319:118911, 2024. ISSN 0196-8904. doi: 10.1016/j.enconman.2024.118911. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890424008525.

[2] Leo Allgoewer, Viola Becattini, Anthony Patt, Paul Grandjean, Jan Frederik Wiegner, Matteo Gazzani, and Christian Moretti. Cost-effective locations for producing fuels and chemicals from carbon dioxide and low-carbon hydrogen in the future. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 63(31):13660–13676, 2024. doi: 10.1021/acs.iecr.4c01287. URL 10.1021/acs.iecr.4c01287.

[3] Daniel Andersen and Siobhan Powell. Policy and pricing tools to incentivize distributed electric vehicle-to-grid charging control. *Energy Policy*, 198:114496, 2025.

[4] Florian Joseph Baader, Stefano Moret, Wolfram Wiesemann, Iain Staffell, and André Bardow. Streamlining energy transition scenarios to key policy decisions. arXiv preprint arXiv:2311.06625, 2023.

[5] V. Behrunani, F. Bellizio, P. Heer, and J. Lygeros. Design of distribution tariffs for energy hub networks to reduce carbon emissions. In *2024 European Control Conference (ECC)*. IEEE, 2024. URL https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=10591316.

[6] Federica Bellizio, Yi Guo, and Philipp Heer. Sector-coupled vehicle-to-everything operation of EV fleets for demand-side flexibility provision. *Energy*, 337:138508, 2025. doi: 10.1016/j.energy.2025.138508.

[7] B. Bernadino, Hanmin Cai, Binod Koirala, Philipp Schütz, and Philipp Heer. Decentralized energy communities with heat prosumers: Economic and ecological performance. In preparation, 2025.

[8] K. Boulouchos, U. Neu, A. Baranzini, O. Kröcher, N. Mathys, J. Noilly, J.-L. Scartezzini, R. Schmitz, R. Schwarzenbach, M. Stauffacher, and E. Trutnevyte. Swiss energy system 2050: Pathways to net zero CO_2 and security of supply – basic report. Technical report, Swiss Academies of Arts and Sciences, 2022.

[9] Nicoletta Brazzola, Christian Moretti, Katrin Sievert, Anthony Patt, and Johan Lilliestam. Utilizing CO_2 as a strategy to scale up direct air capture may face fewer short-term barriers than directly storing CO_2. *Environmental Research Letters*, 19(5):054037, 2024. doi: 10.1088/1748-9326/ad3b1f.

[10] Carleton Sustainable Energy Research Centre. Dead-end pathways. https://carleton.ca/cserc/dead-end-pathways/, 2025. Accessed: 2026-07-15.

[11] Andres Decormis, Gabriele Humbert, Leonard Göke, Binod Prasad Koirala, and Hanmin Cai. Economic potential of waste heat recovery from hydrogen technologies in energy communities. *Applied Energy*, 412:127727, 2026. doi: 10.1016/j.apenergy.2026.127727.

[12] Lere Deguenon, Daniel Yamegueu, Bing Yan, Sani Moussa Kadri, and Christian Winzer. Impact of dynamic grid tariffs on grid-connected storage dispatch and revenues. *Journal of Energy Storage*, 120:116472, 2025. ISSN 2352-152X. doi: 10.1016/j.est.2025.116472. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X25011855.

[13] Turhan Demiray and Thomas Ingold. Energiezukunft 2050: Auswirkungen auf die Verteilnetze. Final report, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), Aarau, Switzerland, 2024.

[14] Der Bundesrat. Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft: Bericht des Bundesrates. Technical report, Schweizerische Eidgenossenschaft, June 2025. In Erfüllung des Postulates 23.3006 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) vom 24. Januar 2023.

[15] Vincent Dufour-Décieux, Katrin Sievert, Bjarne Steffen, André Bardow, and Tobias S. Schmidt. (how to) avoid the inflationary labeling of emissions as "hard to abate". *Joule*, 9(7):102039, 2025. ISSN 2542-4351. doi: 10.1016/j.joule.2025.102039. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243512500220X.

[16] Elisabeth Dütschke and Alexandra-Gwyn Paetz. Dynamic electricity pricing—which programs do consumers prefer? *Energy Policy*, 59:226–234, 2013.

[17] Karl-Martin Ehrhart, Anselm Eicke, Lion Hirth, Fabian Ocker, Marion Ott, Ingmar Schlecht, and Runxi Wang. Analysis of a capacity-based redispatch mechanism. *Energy Economics*, 149: 108751, 2025. doi: 10.1016/j.eneco.2025.108751.

[18] Gabriel Ellemund, Thomas Hübner, Quentin Lété, Stefano Bracco, Matteo Fresia, and Gabriela Hug. Bidding aggregated flexibility in European electricity auctions. *IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation*, 2026. Early access.

[19] ENTSO-E. Transparency platform. https://transparency.entsoe.eu/, 2026.

[20] European Automobile Manufacturers' Association (ACEA). Vehicles on european roads. Technical report, European Automobile Manufacturers' Association (ACEA), Brussels, January 2026. URL https://www.acea.auto/publication/vehicles-on-european-roads-2026/. Average car age Switzerland: 10.5 years (2024 data), p. 11.

[21] C. Yaman Evrenosoglu, Alexandre Fuchs, and Turhan Demiray. Flexibilität: Warum, für wen und wie? Flexibilität zwischen Netzebenen. *Bulletin Electrosuisse*, (10), 2022.

[22] C. Yaman Evrenosoglu, Turhan Demiray, Philippe Buchecker, A. Nazaré, D. Incesu, and R. Tessier. Distribution grid planning in Switzerland considering local flexibilities. In *28th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2025)*, Geneva, Switzerland, 2025.

[23] Ahmad Faruqui, Sanem Sergici, and Cody Warner. Arcturus 2.0: A meta-analysis of time-varying rates for electricity. *The Electricity Journal*, 30(10):64–72, 2017. doi: 10.1016/j.tej.2017.11.003. URL 10.1016/j.tej.2017.11.003.

[24] Federal Office for the Environment (FOEN). Key figures on greenhouse gas emissions in Switzerland. https://www.bafu.admin.ch/dam/en/sd-web/S0ENVZ3HpuzF/kenngroessen_thg_emissionen_schweiz.pdf, 2024. PDF; accessed: 2026-02-17.

[25] Michael J. Fell, David Shipworth, Gesche M. Huebner, and Clifford A. Elwell. Public acceptability of domestic demand-side response in Great Britain: The role of automation and direct load control. *Energy Research & Social Science*, 9:72–84, 2015. doi: 10.1016/j.erss.2015.08.023.

[26] Massimo Fiorentini, Philipp Heer, and Luca Baldini. Design optimization of a district heating and cooling system with a borehole seasonal thermal energy storage. *Energy*, 262:125464, 2023.

[27] Christoph Funke, Martin Densing, Romain Sacchi, Evangelos Panos, Giovanni Sansavini, and Russell McKenna. Delving into the black box: Stochastic ex-post multi-criteria evaluation of net-zero scenarios with an application to Switzerland. In *2025 21st International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–6, 2025. doi: 10.1109/EEM64765.2025.11050135.

[28] Paolo Gabrielli, Jared Garrison, Simon Hässig, Elena Raycheva, and Giovanni Sansavini. The role of hydrogen storage in an electricity system with large hydropower resources. *Energy Conversion and Management*, 302:118130, 2024. ISSN 0196-8904. doi: 10.1016/j.enconman.2024.118130. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890424000712.

[29] Alissa Ganter, Paolo Gabrielli, Hanne Goericke, and Giovanni Sansavini. Minimum-regret hydrogen and carbon supply chains to decarbonize European industrial hydrogen demands. *Environmental Science & Technology*, 59(28):14372–14387, 2025. doi: 10.1021/acs.est.4c13659.

[30] Alissa Ganter, Tyler H. Ruggles, Paolo Gabrielli, Giovanni Sansavini, and Ken Caldeira. Utilizing curtailed wind and solar power to scale up electrolytic hydrogen production in Europe. *Environmental Science & Technology*, 59(7):3495–3507, 2025. doi: 10.1021/acs.est.4c10168.

[31] SJ Gerssen-Gondelach, D Saygin, B Wicke, MK Patel, and APC Faaij. Competing uses of biomass: Assessment and comparison of the performance of bio-based heat, power, fuels and materials. *Renewable and sustainable energy reviews*, 40:964–998, 2014.

[32] Thomas Hübner and Gabriela Hug. Package bids in combinatorial electricity auctions: Selection, welfare losses, and alternatives. *Operations Research*, 74(1):56–71, 2026. doi: 10.1287/opre.2024.0777.

[33] Gabriele Humbert, Matthias Brandes, Loris Pellaz, Christian Peter, and Philipp Heer. Impact of peak power fees on the design and operation of energy systems. *Journal of Physics: Conference Series*, 3140(5):052018, 2025. doi: 10.1088/1742-6596/3140/5/052018. CISBAT 2025.

[34] Gabriele Humbert, Loris Pellaz, Matthias Brandes, Giovanni Sansavini, and Philipp Heer. Optimal design of hydrogen-sourced fuel cells under peak power tariffs: The role of demand profiles and system conditions. Manuscript submitted to International Journal of Hydrogen Energy, 2026.

[35] M. Jacobs, R. Gupta, and M. Paolone. Week-ahead dispatching of active distribution networks using hybrid energy storage systems. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 39:101500, 2024.

[36] Matthieu Jacobs and Mario Paolone. Probabilistic flexibility aggregation of DERs for ancillary services provision. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2026. doi: 10.1109/TPWRS.2026.3671108. Early access.

[37] Matthieu Jacobs, Hanmin Cai, and Mario Paolone. Experimental validation of distributed dispatching of multiple active distribution networks using the ADMM. In *2025 IEEE Kiel PowerTech*, pages 1–7, Kiel, Germany, 2025. doi: 10.1109/PowerTech59965.2025.11180618.

[38] Matthieu Jacobs, Pål Forr Austnes, and Mario Paolone. Stochastic optimal power flow with joint chance constraints using generalised polynomial chaos. *Electric Power Systems Research*, 262:113659, 2027. Presented at the 2026 Power Systems Computation Conference (PSCC).

[39] Martin Jakob, Davide Berti, and Giacomo Catenazzi. Energetische Erneuerungsraten im Gebäudebereich in der Periode von 2010 bis 2020 – Synthesebericht zu Gebäudehülle und Heizungsanlagen für Wohngebäude und Nicht-Wohngebäude. Technical report, Bundesamt für Energie (BFE), Bern, Switzerland, 2024.

[40] Katharina Kaiser, Markus Kreft, Matteo Guscetti, Gustavo Valverde, Ludger Leenders, Marina González Vayá, Thorsten Staake, and Gabriela Hug. Final report: OrtsNetz. Technical report, Swiss Federal Office of Energy (SFOE), Energy Research and Cleantech, 2025. https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73403&Load=true.

[41] 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*, volume 2022, pages 824–828, 2022. doi: 10.1049/icp.2022.0827.

[42] Binod Koirala, Ana Bendiek-Laranjo, Marianne Biéron, Yichung C. Chen, Gabriele Humbert, Jens Juri Hunhevicz, Robin Mutschler, Michel Dominik Obrist, Elliot Romano, Natasa Vulic, Mashael Yazdanie, and Georgios Mavromatidis. Ten questions concerning the design of urban energy systems. *Building and Environment*, 283:113348, 2025. doi: 10.1016/j.buildenv.2025.113348.

[43] Binod Prasad Koirala, Hanmin Cai, J. de Koning, Philipp Heer, and Kristina Orehounig. Flexibility assessment of power-hydrogen-power (P2H2P) system in multi-energy districts. *Journal of Physics: Conference Series*, 2600(7):072007, 2023. CISBAT 2023.

[44] M. Krainz, E. Trutnevyte, and T. Brosch. Results – informed citizen panel on flexibility policies. SWEET PATHFNDR, Project deliverable 7.2.1, 2024.

[45] M. Krainz, E. Trutnevyte, and T. Brosch. Results – informed citizen panel on sector-coupling policies. SWEET PATHFNDR, Project deliverable 7.2.2, 2025.

[46] Morris Krainz, Valeria Sorgato, Izïa Vallaeys Mora, Evelina Trutnevyte, and Tobias Brosch. Predictors of informed energy policy support across Europe. *Nature Energy*, 11(7):1055–1066, 2026. doi: 10.1038/s41560-026-02050-5.

[47] Merla Kubli, Moritz Loock, and Rolf Wüstenhagen. The flexible prosumer: Measuring the willingness to co-create distributed flexibility. *Energy Policy*, 114:540–548, 2018. doi: 10.1016/j.enpol.2017.12.044.

[48] Jörg Leicher, Anne Giese, and Christoph Wieland. Electrification or hydrogen? the challenge of decarbonizing industrial (high-temperature) process heat. *J*, 7(4):439–456, 2024.

[49] Francesco Lombardi, Koen van Greevenbroek, Aleksander Grochowicz, Michael Lau, Fabian Neumann, Neha Patankar, and Oskar Vågerö. Near-optimal energy planning strategies with modeling to generate alternatives to flexibly explore practically desirable options. *Joule*, 9: 102144, 2025. doi: 10.1016/j.joule.2025.102144.

[50] Michael Lustenberger, Federica Bellizio, Hanmin Cai, Philipp Heer, and Charalampos Ziras. Introducing price feedback of local flexibility markets into distribution network planning. *Electric Power Systems Research*, 236:110686, 2024. ISSN 0378-7796. doi: 10.1016/j.epsr.2024.110686. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624005728.

[51] X. Luther, Tim Tröndle, and Christian Winzer. Designing realistic hedged dynamic electricity tariffs for utilities and households. Master's thesis, in preparation, 2025.

[52] Adriana Marcucci, Florian Baader, Jared Garrison, Gianfranco Guidati, Niklas Nolzen, Evangelos Panos, Francesco Sanvito, Arijit Upadhyay, Zongfei Wang, Gabriel Wiest, Binod Koirala, Robin Mutschler, Jan-Philipp Sasse, Christian Schaffner, Matthias Sulzer, and Evelina Trutnevyte. CROSS Scenario Outlook: Comparison of Modeling Results from the CROSS Scenarios V2022-09. Technical report, SWEET-CoSi, September 2024.

[53] Patricia Mayer, Mario Heer, David Yang Shu, Nik Zielonka, Ludger Leenders, Florian Joseph Baader, and André Bardow. Flexibility from industrial demand-side management in net-zero sector-coupled national energy systems. *Frontiers in Energy Research*, 12:1443506, 2024. doi: 10.3389/fenrg.2024.1443506.

[54] Patricia Mayer, Florian Joseph Baader, David Yang Shu, Ludger Leenders, Christian Zibunas, Stefano Moret, and André Bardow. Transition pathways to electrified chemical production within sector-coupled national energy systems. *Energy & Environmental Science*, 18(16):7967–7979, 2025.

[55] Curtis Meister, Sarah Schneeberger, and Philipp Schütz. Bottom-up heat pump flexibility estimation for Swiss buildings considering monitored building data. *Applied Energy*, 414: 127856, 2026. doi: 10.1016/j.apenergy.2026.127856.

[56] Adrien Mellot, Christian Moretti, Tim Tröndle, and Anthony Patt. Mitigating future winter electricity deficits: A case study from Switzerland. *Energy Conversion and Management*, 309:118426, 2024. ISSN 0196-8904. doi: 10.1016/j.enconman.2024.118426. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890424003674.

[57] Adrien Mellot, Jan Linder, Jared Garrison, Christian Winzer, Giovanni Sansavini, Curtis Meister, Philipp Schütz, and Christian Moretti. Exploratory analysis of direct load control policies for heat pumps in the future Swiss electricity system. In *2025 21st International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, 2025.

[58] Adrien Mellot, Christian Moretti, Alejandro Nuñez-Jimenez, Jan Linder, Niccolò Moro, Siobhan Powell, Jochen Markard, Christian Winzer, and Anthony Patt. Electrification, flexibility or both? emerging trends in European energy policy. *Energy Policy*, 206:114725, 2025.

[59] Adrien Mellot, Christian Moretti, Niccolò Moro, Jared Garrison, and Siobhan Powell. Flexibility incentives for electric vehicles determine whether vehicle-to-grid helps or harms decarbonised power systems at scale. Research Square preprint, Version 1, June 2026.

[60] Adrien Mellot, Christian Moretti, Annina Wiher, and Anthony Patt. Electrification reduces environmental externality costs in national net zero scenarios. In preparation, 2026.

[61] Lucas Miehé. Ökosystem-Ansatz für flexiblere Energiesysteme. *Bulletin Electrosuisse*, 116(3), 2025.

[62] Nicolás Morell-Dameto, José Pablo Chaves-Ávila, Tomás Gómez San Román, Pablo Dueñas-Martínez, and Tim Schittekatte. Network tariff design with flexible customers: Ex-post pricing and a local network capacity market for customer response coordination. *Energy Policy*, 184: 113907, 2024. doi: 10.1016/j.enpol.2023.113907.

[63] Urs Neu, Jochen Markard, Regina Betz, Konstantinos Boulouchos, Andreas Pautz, and Isabelle Stadelmann. Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz. Grundlagenbericht. Technical report, Akademien der Wissenschaften Schweiz, July 2025.

[64] David Newbery. Efficient renewable electricity support: Designing an incentive-compatible support scheme. *The Energy Journal*, 44(3):1–22, 2023. doi: 10.5547/01956574.44.3.dnew. URL 10.5547/01956574.44.3.dnew.

[65] Pejvak Oghazi, Maximilian Palmié, Rana Mostaghel, and Lucas Miehé. Digital business models and their implications for sustainability: A typology, industry examples, and paths for future research. *Technological Forecasting and Social Change*, 226:124568, 2026. doi: 10.1016/j.techfore.2026.124568.

[66] Maximilian Palmié, Lucas Miehé, Johanna Mair, and Joakim Wincent. Valuation entrepreneurship through product-design and blame-avoidance strategies: How Tesla managed to change the public perception of sustainable innovations. *Journal of Product Innovation Management*, 41(3):644–676, 2024.

[67] María Parajeles Herrera, Marius Schwarz, and Gabriela 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)*, pages 1–6. IEEE, 2024.

[68] María Parajeles Herrera and Gabriela Hug. Modeling charging demand and quantifying flexibility bounds for large-scale BEV fleets. In *2025 IEEE Kiel PowerTech*, pages 1–6, 2025. doi: 10.1109/PowerTech59965.2025.11180551.

[69] Bryony Parrish, Rob Gross, and Phil Heptonstall. On demand: Can demand response live up to expectations in managing electricity systems? *Energy Research & Social Science*, 51:107–118, 2019. ISSN 2214-6296. doi: 10.1016/j.erss.2018.11.018. URL 10.1016/j.erss.2018.11.018.

[70] PATHFNDR Consortium. Synthesis report: Flexibility and sector coupling in energy systems: definitions and metrics. Synthesis report, ETH Zurich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, UNIGE, EPFL, and TU Delft, 2023. URL https://www.research-collection.ethz.ch/server/api/core/bitstreams/4b1d336b-03ae-4c27-9c1d-4e9ba146b671/content.

[71] PATHFNDR Consortium. Synthesis report: Flexibility provision from electromobility and buildings. Synthesis report, ETH Zurich, Empa, PSI, ZHAW, HSLU, UNIGE, EPFL, and TU Delft, 2025. URL https://www.research-collection.ethz.ch/entities/publication/30b4ece3-06f7-45b1-85e6-b89a26b5ceae.

[72] Elena Raycheva, Behnam Akbari, Jared Garrison, Gabriela Hug, Christian Schaffner, and Giovanni Sansavini. The value of power-to-gas-to-power in Switzerland's electricity system planning. *Energy*, 330:136451, 2025. doi: 10.1016/j.energy.2025.136451.

[73] A. Rinaldi, M. Soini, K. Streicher, M. Patel, and D. Parra. Decarbonising heat with optimal PV and storage investments: A detailed sector coupling modelling framework with flexible heat pump operation. *Applied Energy*, 282:116110, 2021. doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116110.

[74] Daniel Rosenbloom, James Meadowcroft, Jochen Markard, Joshua S. Landry, and Mohamad Kabbara. Dead-end pathways: conceptualizing, assessing, avoiding. *PLOS Climate*, 4(8): e0000693, 2025. doi: 10.1371/journal.pclm.0000693.

[75] Martin Rüdisüli, Sinan L. Teske, and Urs Elber. Impacts of an increased substitution of fossil energy carriers with electricity-based technologies on the Swiss electricity system. *Energies*, 12(12):2399, 2019. doi: 10.3390/en12122399.

[76] F. Sanvito and J. Garrison. The role of flexibility and sector coupling in the Swiss energy system. SWEET PATHFNDR, 2024. Project report.

[77] F. Sanvito, P. Mayer, J. Garrison, and S. Pfenninger-Lee. Flexibility and sector-coupling impacts on the Swiss power system using a soft-linked Euro-Calliope, SecMOD and Nexus-e framework. SWEET PATHFNDR, Project deliverable 1.1.1, 2026.

[78] Nikolaos Savvopoulos, Adamantios Marinakis, C. Yaman Evrenosoglu, and Turhan Demiray. D2.3.2a: Flexibility-aware planning of distribution network reinforcements. Technical report, PATHFNDR, 2024.

[79] I. Schlecht, C. Maurer, and L. Hirth. Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. *Energy Policy*, 186:113981, 2024. doi: 10.1016/j.enpol.2024.113981.

[80] Sarah Schneeberger, Curtis Meister, and Philipp Schütz. Estimating the heating energy demand of residential buildings in Switzerland using only public data. *Energy and Buildings*, 347:116371, 2025. doi: 10.1016/j.enbuild.2025.116371.

[81] Arvind Srinivasan and Giovanni Sansavini. Optimization-based tool to assess and enhance the reliability and resilience of multi-energy systems. Technical report, ETH Zurich, 2025. Project deliverable 2.5.1.

[82] Arvind Srinivasan, Paolo Gabrielli, and Giovanni Sansavini. Trade-offs of affordability, sustainability and security in the optimal design of multi-energy systems. *Applied Energy*, 383:125299, 2025. doi: 10.1016/j.apenergy.2025.125299.

[83] Karen Stenner, Elisha Frederiks, Elizabeth V. Hobman, and Sarah Meikle. Australian consumers' likely response to cost-reflective electricity pricing. Technical report, CSIRO, 2015. URL 10.4225/08/584af1df6317e.

[84] Swiss Confederation. Federal Act of 29 September 2023 on a Secure Electricity Supply with Renewable Energies (Amendment to the Energy Act and the Electricity Supply Act). AS 2024 679, 2024. Approved by popular vote on 9 June 2024, entered into force 1 January 2025.

[85] Swiss Federal Council. Federal Act on Climate Protection Targets, Innovation and Strengthening Energy Security (Climate and Innovation Act, CIA). https://www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2024/747/en, 2023. Approved by popular vote on 18 June 2023, entered into force 1 January 2025.

[86] Swiss Federal Office of Energy (SFOE). Energy Act (EnA) of 30 September 2016 (as of 1 January 2018). Federal Act on the Energy Strategy 2050, SR 730.0, 2017. Approved by popular vote on 21 May 2017.

[87] Swiss Federal Office of Energy (SFOE). Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2024. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html, 2024.

[88] Swiss Federal Office of Energy (SFOE). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024. Technical report, Swiss Federal Office of Energy (SFOE), Bern, Switzerland, 2025.

[89] Swiss Federal Statistical Office (FSO). Buildings in the energy sector. https://www.bfs.admin.ch/bfs/en/home/statistics/construction-housing/buildings/energy-sector.html, n.d. Accessed: 2026-02-18.

[90] Swissgrid. EnergieÜbersicht CH 2024. https://www.swissgrid.ch/content/dam/dataimport/energy-statistic/EnergieUebersichtCH-2024.xlsx, 2024. Excel file; accessed: 2026-02-17.

[91] Arijit Upadhyay, Tim Tröndle, Alissa Ganter, Ivalin Petkov, Paolo Gabrielli, and Giovanni Sansavini. The role of energy storage towards net-zero emissions in the European electricity system. *Energy Conversion and Management*, 338:119887, 2025. doi: 10.1016/j.enconman.2025.119887.

[92] Roxanne Vandenberghe, Gabriele Humbert, Hanmin Cai, Binod Prasad Koirala, Giovanni Sansavini, and Philipp Heer. Optimal sizing and operation of hydrogen generation sites accounting for waste heat recovery. *Applied Energy*, 380:125004, 2025. doi: 10.1016/j.apenergy.2024.125004.

[93] Jacopo Vivian, Philipp Heer, and Massimo Fiorentini. Optimal sizing and operation of seasonal ice thermal storage systems. *Energy and Buildings*, 300:113633, 2023.

[94] Zongfei Wang and Evelina Trutnevyte. Demand-side flexibility of electric vehicles and heat pumps in the Swiss electricity system with high shares of renewable generation. *Energy*, 338:138903, 2025. ISSN 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2025.138903. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544225045451.

[95] Zongfei Wang, Jan-Philipp Sasse, and Evelina Trutnevyte. Home or workplace charging? spatio-temporal flexibility of electric vehicles within Swiss electricity system. *Energy*, 320: 135452, 2025. ISSN 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2025.135452.

[96] Gabriel Wiest, Niklas Nolzen, Florian Baader, André Bardow, and Stefano Moret. Low-regret strategies for energy systems planning in a highly uncertain future. *Cell Reports Sustainability*, 3(2), 2026.

[97] Christian Winzer and Patrick Hensler-Ludwig. Design and impact of grid tariffs. *Energies*, 17(6):1364, 2024. ISSN 1996-1073. doi: 10.3390/en17061364. URL https://www.mdpi.com/1996-1073/17/6/1364.

[98] Christian Winzer and Hongliang Zhang. Cost focus versus comfort focus: Evidence from a discrete choice experiment with Swiss residential electricity customers. *The Energy Journal*, 45(2):209–235, 2024. doi: 10.5547/01956574.45.2.cwin. URL 10.5547/01956574.45.2.cwin.

[99] Christian Winzer, Patrick Ludwig, Sabine Auer, and Anna Hlawatsch. NETFLEX: Effiziente Netzentgelte für flexible Konsumenten. Technical report, Swiss Federal Office of Energy (SFOE), 2023. https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70108&Load=true.

[100] Christian Winzer, Héctor Ramírez-Molina, Lion Hirth, and Ingmar Schlecht. Profile contracts for electricity retail customers. *Energy Policy*, 195:114358, 2024. ISSN 0301-4215. doi: 10.1016/j.enpol.2024.114358. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524003781.

[101] Jörg Worlitschek, Malin Siegwart, Luca Brauchli, Lóránt Sztranyovszky, Emma Schmitt, and Gianfranco Guidati. WinTES – Winterstrombedarf und saisonale thermische Speicher. Final report SI/502704-01, Bundesamt für Energie (BFE), Bern, Switzerland, May 2026. https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=74849&Load=true.

[102] Dillon Zadoks, Alfredo Oneto, Carlo Tajoli, Yi Guo, Philipp Heer, Giovanni Sansavini, and Gabriela Hug. Prosumer synchronisation risk: Impacts of time-varying tariffs on distribution network expansion. arXiv preprint arXiv:2609.02174, 2026.