

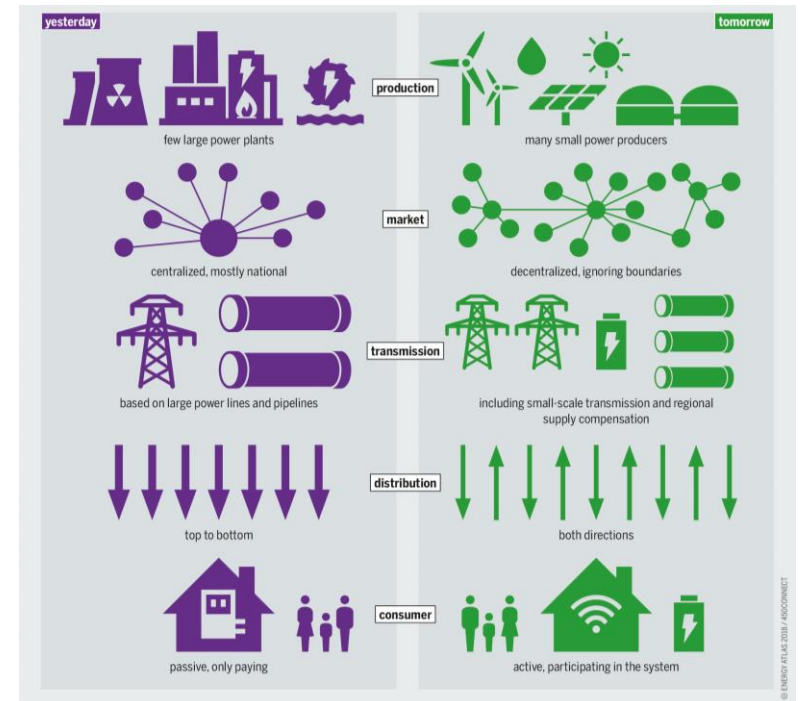
SUPSI

L'autoconsumo dal punto di vista dei gestori di rete

Vasco Medici

SUPSI - DACD - ISAAC
Settore Sistemi Energetici

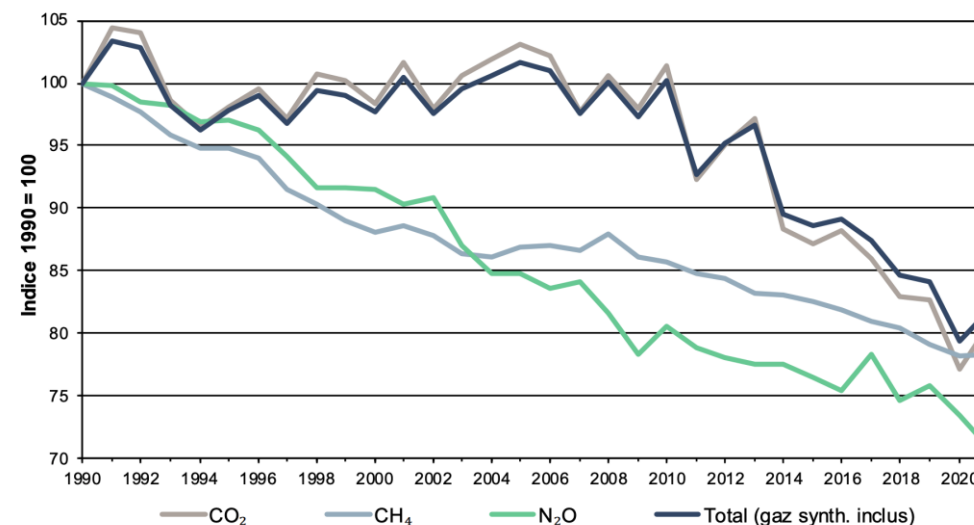
24.10.2023



Le sfide della transizione energetica

Strategie climatica ed energetica in Svizzera

- 2013: il Consiglio federale ha presentato la Strategia energetica 2050
- 2015: con l'accordo di Parigi la Svizzera si è impegnata entro il 2030 a dimezzare le proprie emissioni di gas serra rispetto al 1990
- 2017: il popolo svizzero ha approvato l'attuazione di un primo pacchetto di misure della strategia energetica
- 2019: il consiglio federale ha deciso che entro il 2050 la Svizzera non dovrà più produrre emissioni di gas serra (saldo netto pari a zero)
- 2021: viene bocciata modifica della legge sul CO₂, ma l'obiettivo del dimezzamento entro il 2030 è rimasto, così come l'annullamento delle emissioni entro il 2050
- 2023: legge sul clima e sull'innovazione approvata in votazione popolare, obiettivo di neutralità climatica entro il 2050 fissato



https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/AP_Energieperspektiven/index2.html?lang=it&selectedSzenario=ZB

Obiettivo
accordo di
parigi
2030

Strategie climatica ed energetica in Svizzera

Obiettivo:

- Dimezzamento delle emissioni entro il 2030 ed entro il 2050 approvvigionamento energetico neutrale sotto il profilo climatico

Misure:

- Sostituzione delle energie fossili e nucleare con energia rinnovabile prodotta a livello nazionale
- Riduzione dei consumi tramite rinnovo delle infrastrutture energetiche, edifici, impianti, veicoli con l'obiettivo di bilanciare almeno in parte i maggiori investimenti con il risparmio ottenuto sui costi energetici
 - Elettrificazione di riscaldamento e mobilità

IMMAGINE DI UNE SVIZZERA CLIMA-NEUTRALE

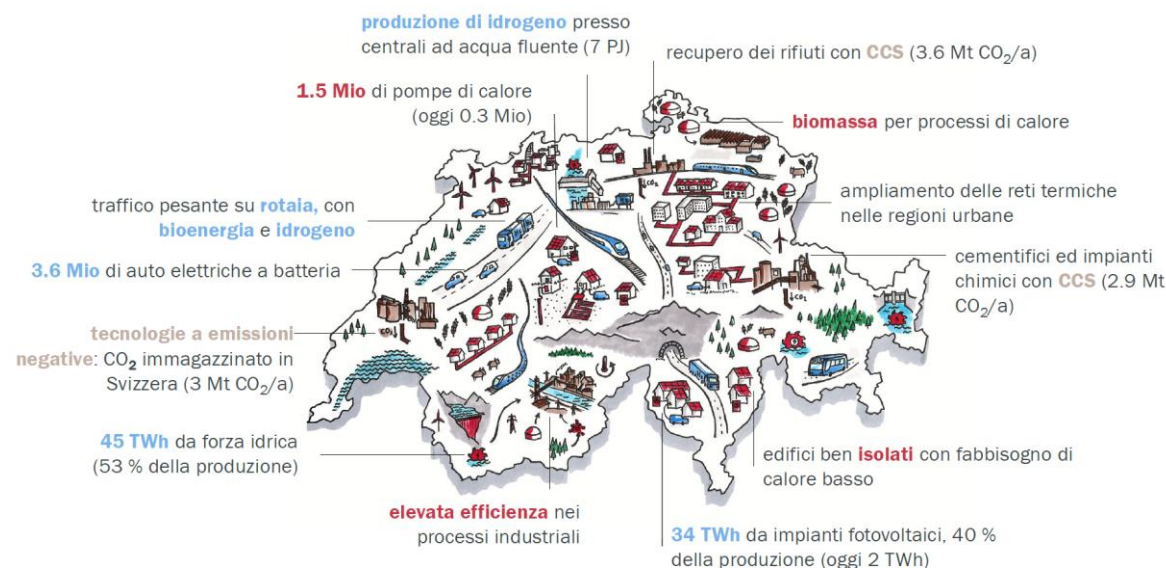
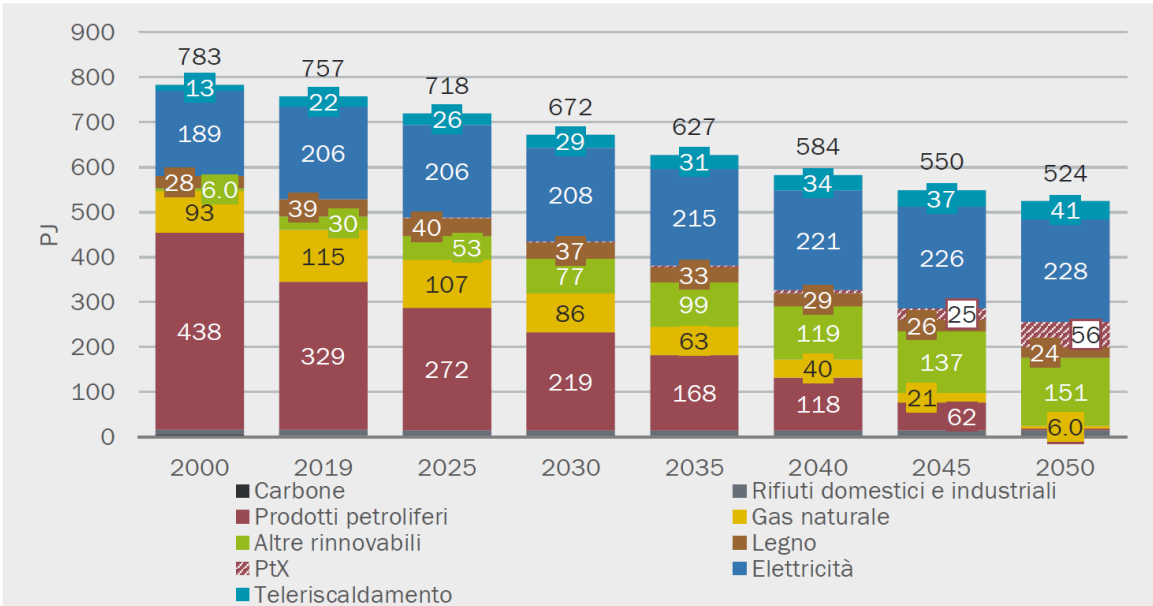


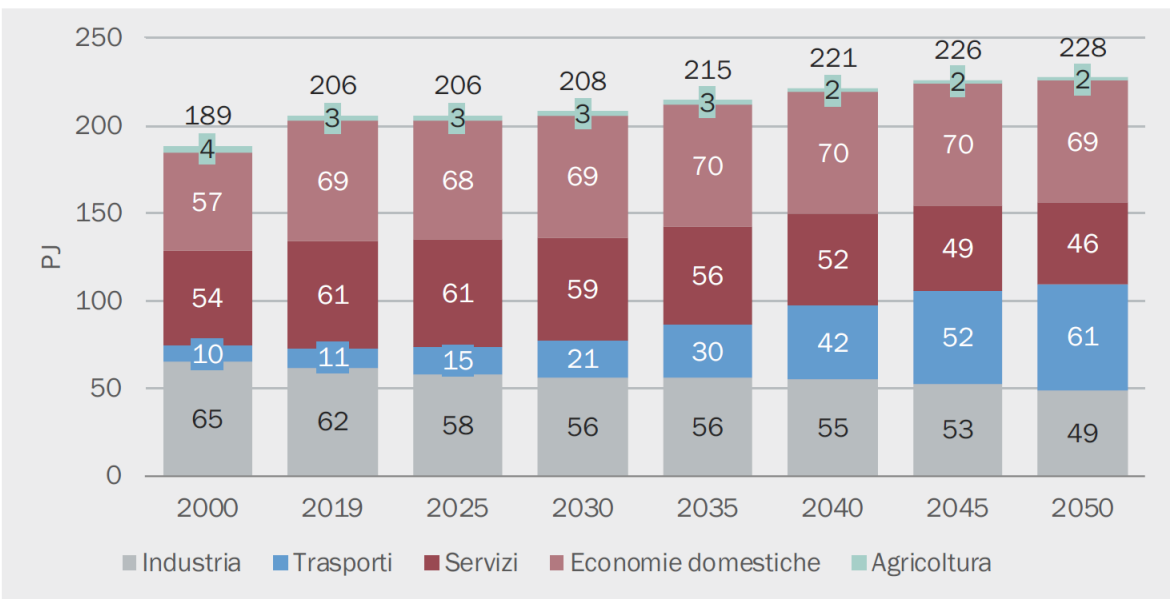
Grafico: Dina Tschumi. Consorzio Prognos AG, TEP Energy GmbH, Infrast AG, Ecoplan AG

Evoluzione auspicata dei consumi di energia

Consumo di energia totale



Consumo di energia elettrica

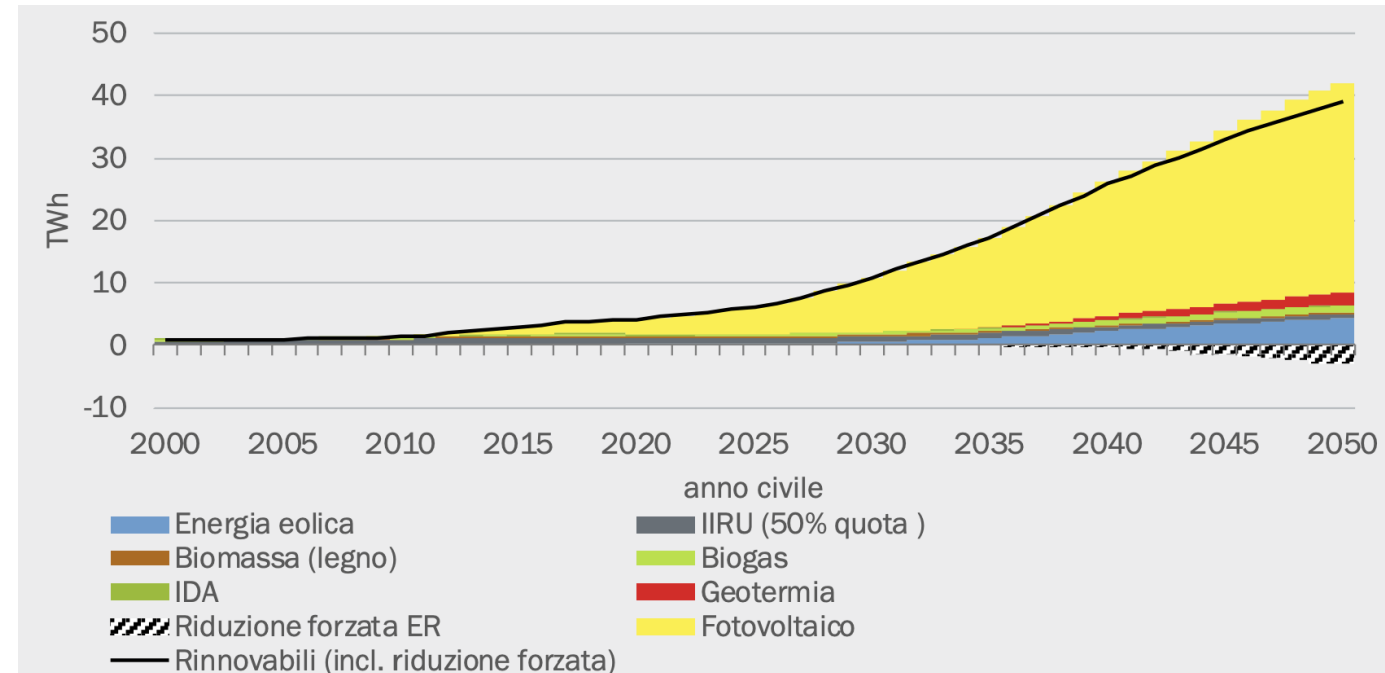


Le sfide della strategia energetica 2050

(quasi) tutti gli studi sono concordi sul fatto che il **fotovoltaico** è la fonte energetica con il potenziale di penetrazione più alto in Svizzera dal punto di vista tecno-economico

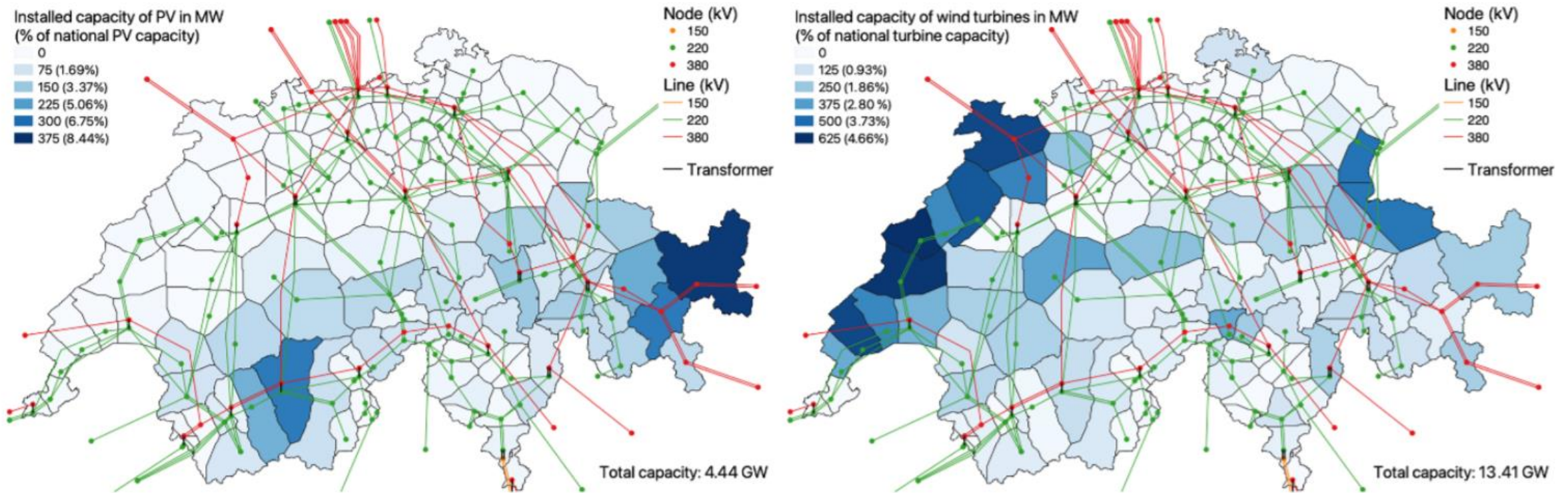
In generale si è concordi sul fatto che la maggior parte dei nuovi impianti fotovoltaici saranno **montati su edifici** ed avranno quindi dimensioni medio-piccole.

(recentemente sono usciti degli studi che mettono in evidenza il grande potenziale di produzione di impianti fotovoltaici in alta montagna)



Fonte: BFE

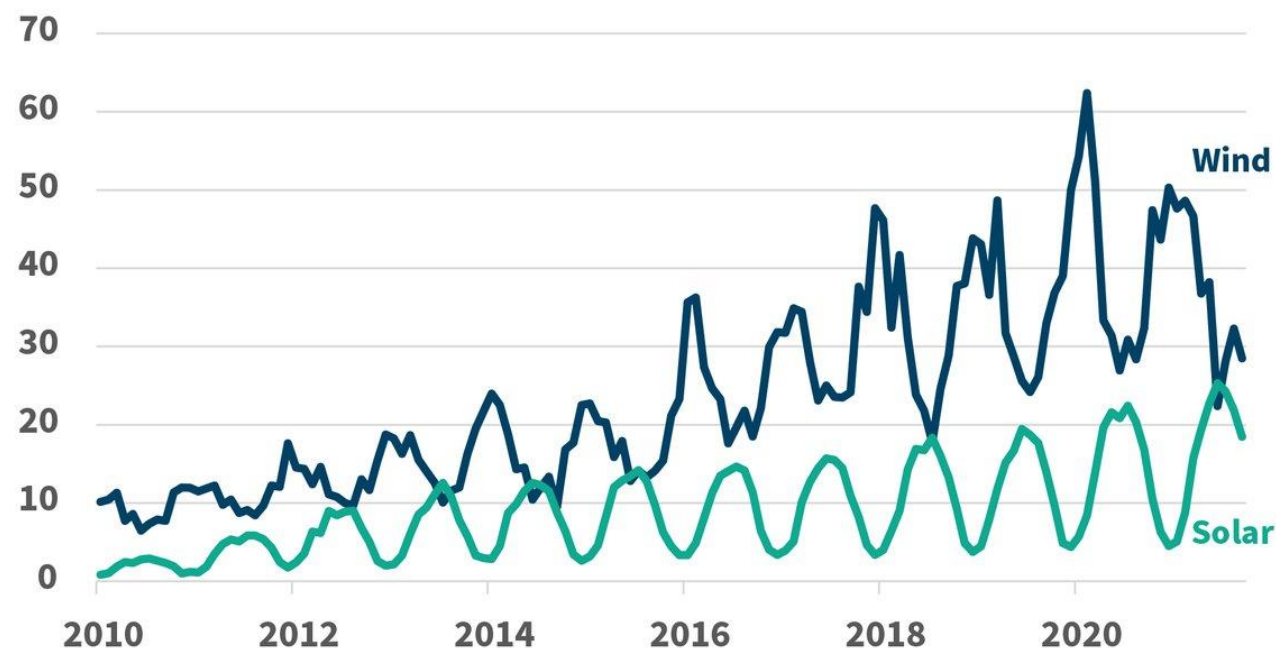
Alla ricerca del giusto mix energetico



Alla ricerca del giusto mix energetico

Wind and Solar Generation in Europe

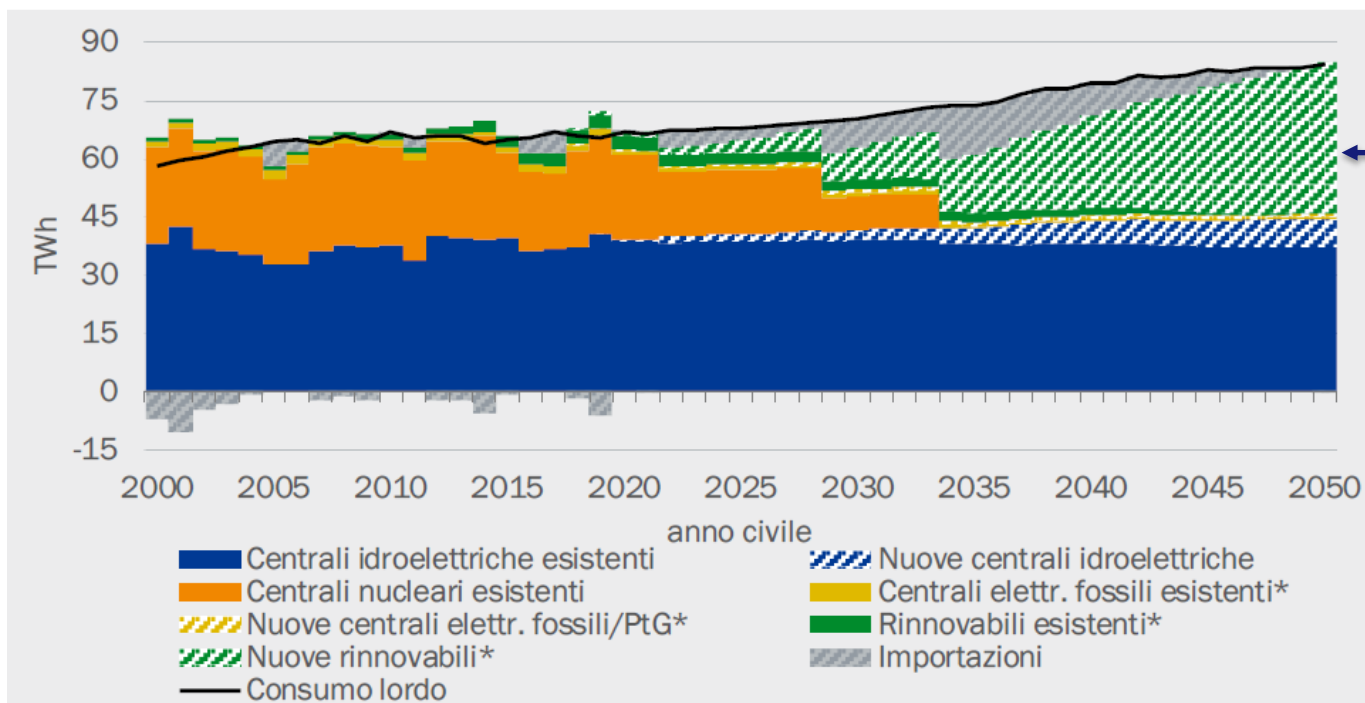
terawatt hours (monthly)



Source: International Energy Agency, Monthly Electricity Statistics, December 2021. Data for OECD Europe, updated to September 2021.

In Europa si può notare una buona complementarietà tra la produzione solare estiva e la produzione eolica invernale, il che reduce la necessità di stoccaggio stagionale (è però necessario un accordo con l'Europa)

Le sfide della strategia energetica 2050

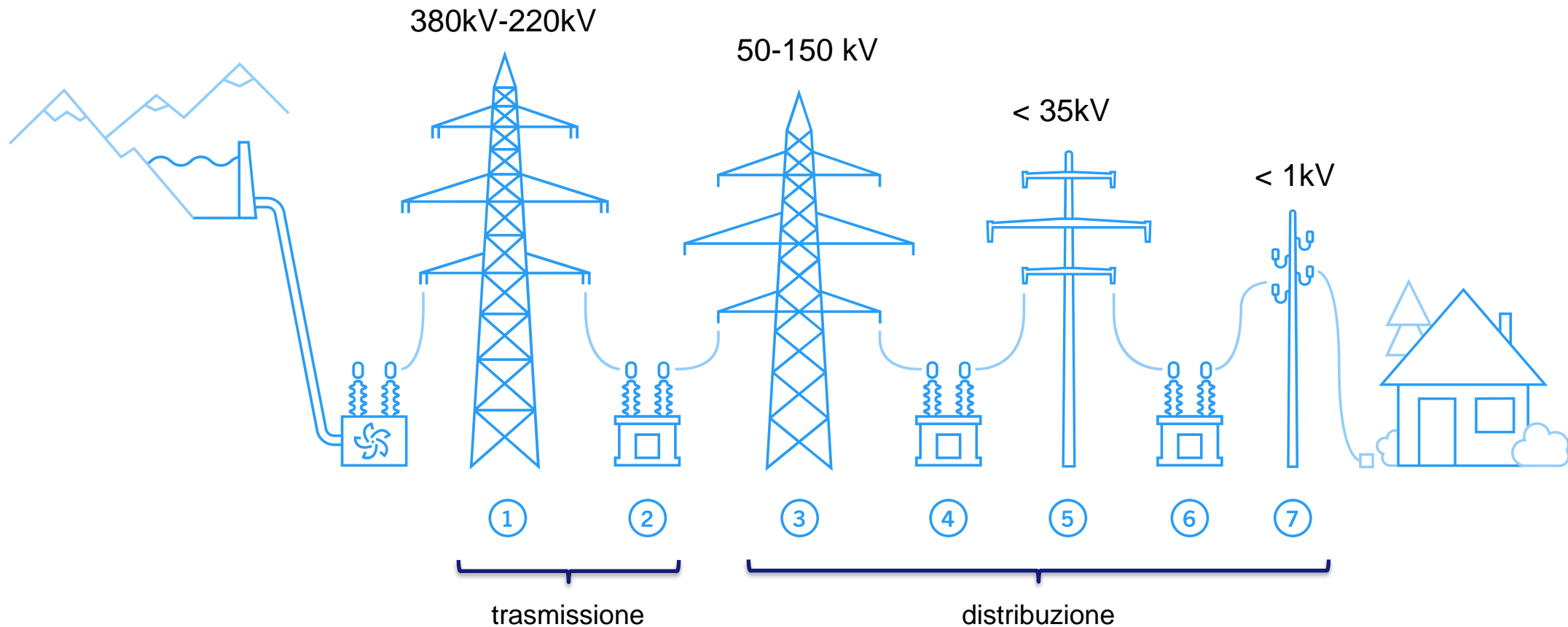


Fonte: BFE

Nuove rinnovabili delle quali in gran parte PV installato su edifici

Questo pone **una sfida per la rete elettrica** Svizzera perché si andrà a sostituire una fonte energetica **centralizzata e controllabile** con una fonte energetica **decentralizzata e non controllabile**

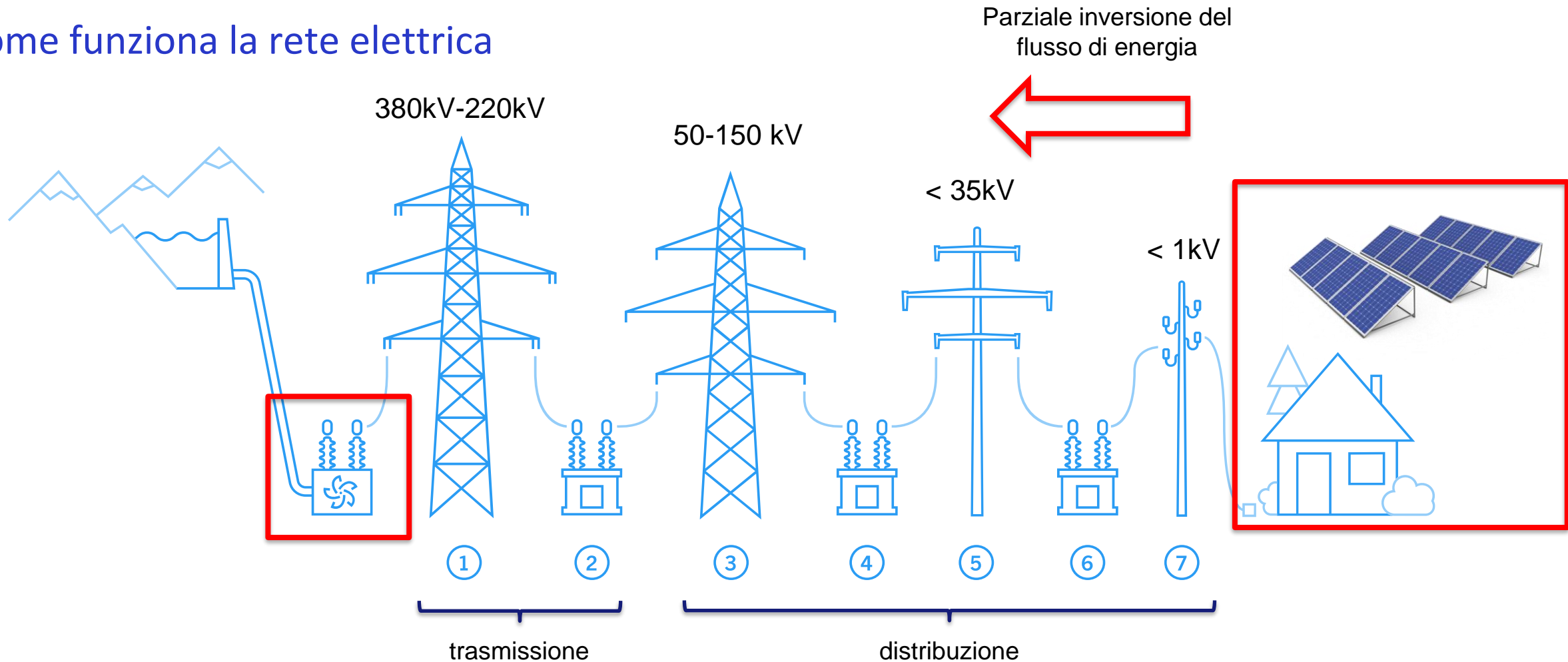
Come funziona la rete elettrica



La tensione viene ridotta a mano a mano che ci si avvicina all'utilizzatore finale

Più è alta la tensione più potenza si può trasportare sulle linee, minore è la caduta di tensione e minori sono le perdite, ma maggiori sono gli investimenti nelle infrastrutture (cavi, trasformatori, isolatori, ...). D'altro canto il numero di linee esplode mano a mano che si scende in tensione.

Come funziona la rete elettrica



Oggi la stragrande maggioranza della produzione è effettuata a livello della rete di trasmissione
In futuro molta dell'energia verrà prodotta ai livelli più bassi di tensione

I problemi legati alla penetrazione di generazione fotovoltaica nella rete

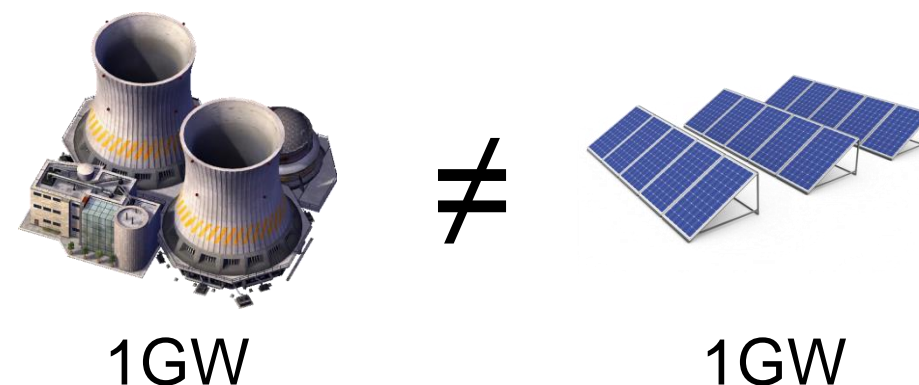
Per sostituire 3GW di nucleare non basta installare 3GW di fotovoltaico in quanto le due tecnologie non hanno lo stesso fattore di capacità, ovvero il rapporto x/y tra la produzione di energia elettrica effettiva "x" fornita da un impianto di potenza durante un periodo di tempo e la fornitura teorica di energia "y" che avrebbe potuto offrire se avesse operato alla piena potenza nominale in modo continuativo nel tempo

Fattore di capacità:

- Centrale nucleare: 90%
- Impianto fotovoltaico: 12%

Di conseguenza per produrre la stessa energia è necessario una **potenza PV installata 8 volte più grande di quella nucleare**

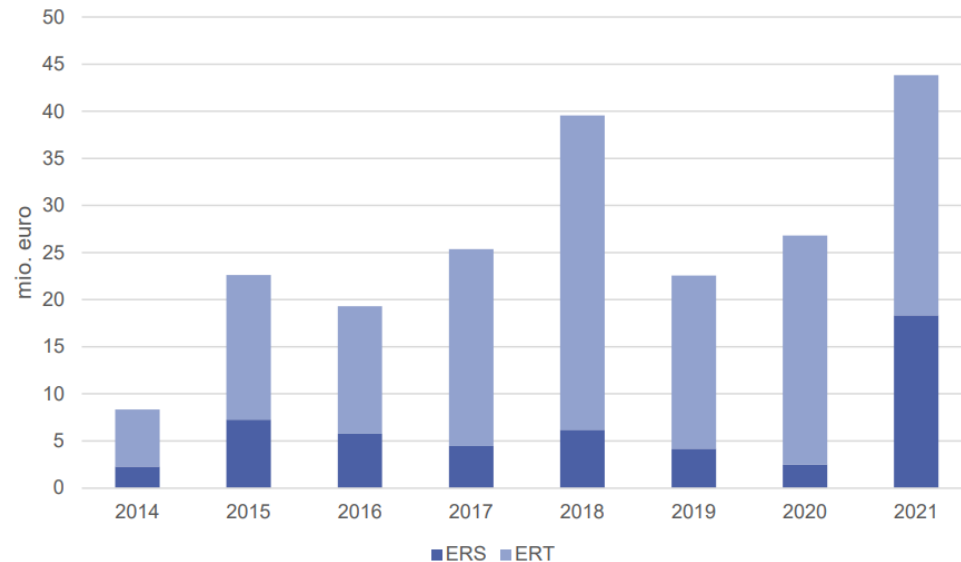
Inoltre, il PV ha il difetto che la maggior parte della produzione avviene d'estate, mentre il picco di fabbisogno di energia elettrica è d'inverno. Per questo motivo gli scenari futuri di penetrazione fotovoltaica si spingono oltre, fino a raggiungere in alcuni casi i **50GW** di potenza installata in CH nel 2050 [1] (oggi sono poco meno di 6GW, 1.3GW solo nel 2023 secondo Swissolar)



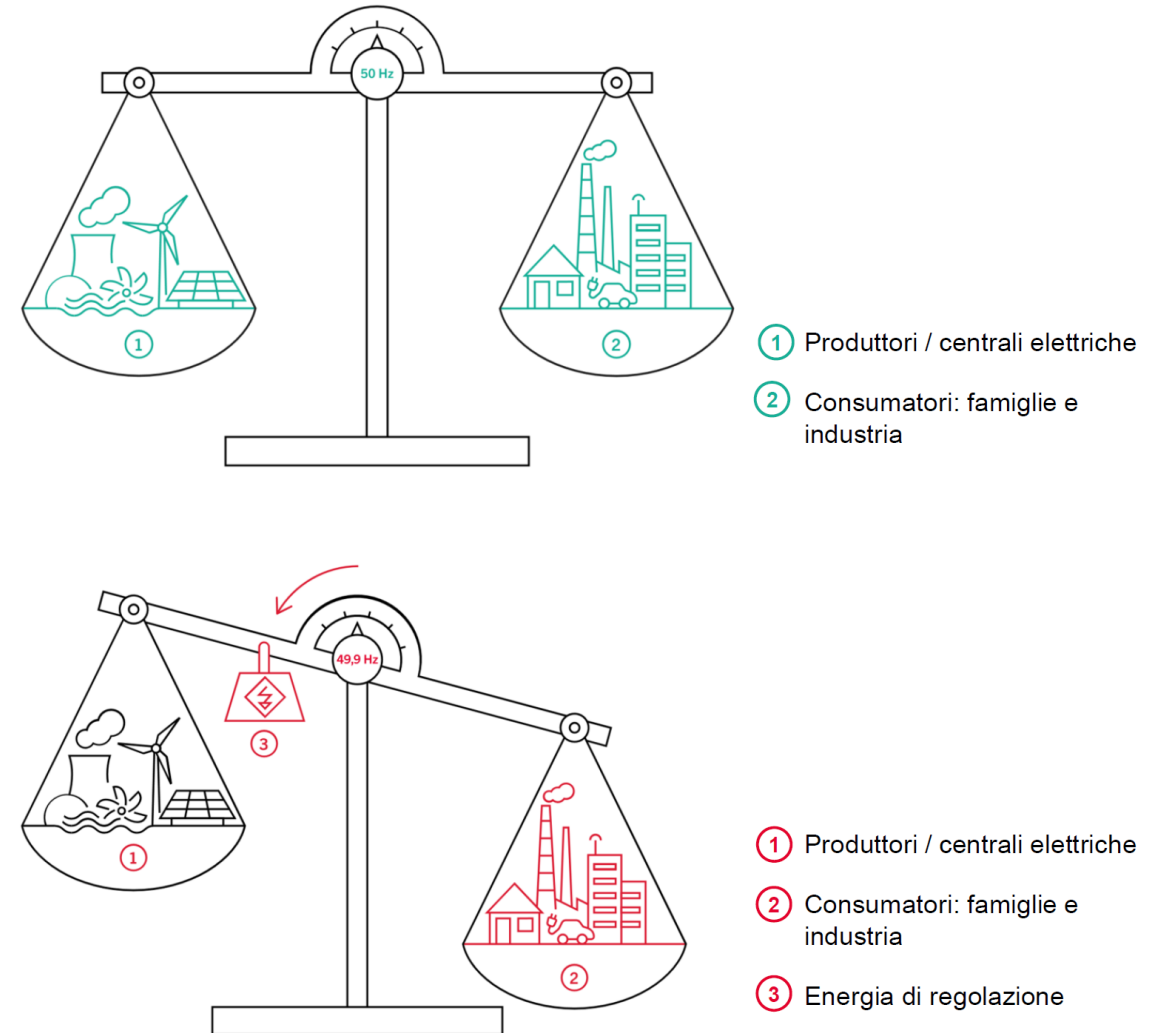
I problemi legati alla penetrazione di generazione fotovoltaica nella rete

A livello continentale

- La volatilità e la non dispacciabilità dell'energia solare richiede un aumento delle riserve di regolazione e di conseguenza genera un aumento dei costi



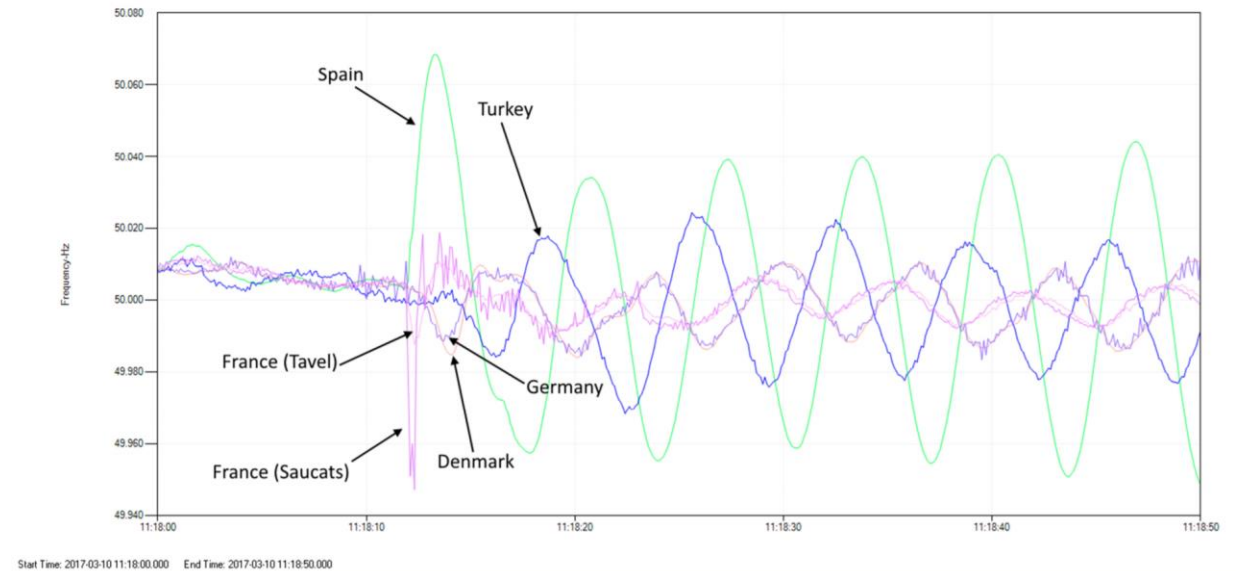
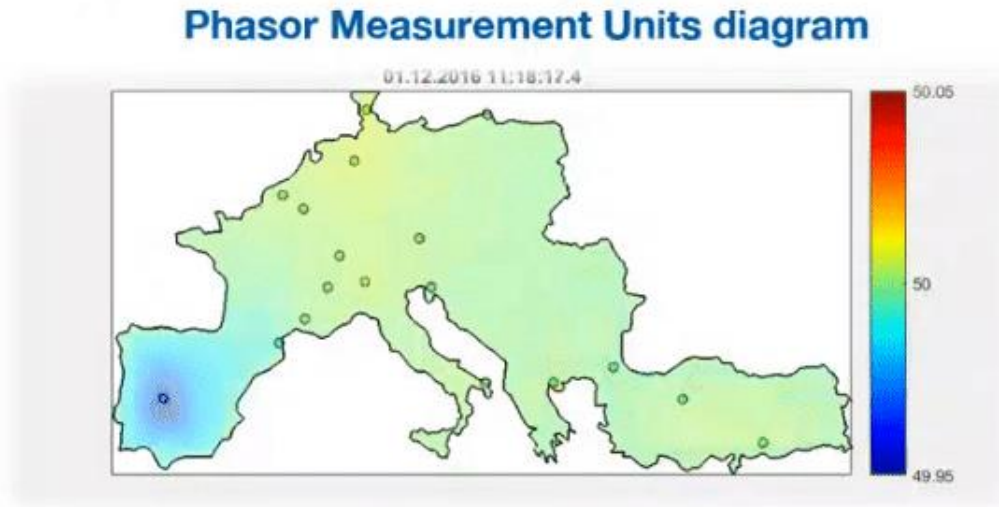
costi netti ERS ed ERT dal 2014 al 2021



I problemi legati alla penetrazione di generazione fotovoltaica nella rete

A livello continentale

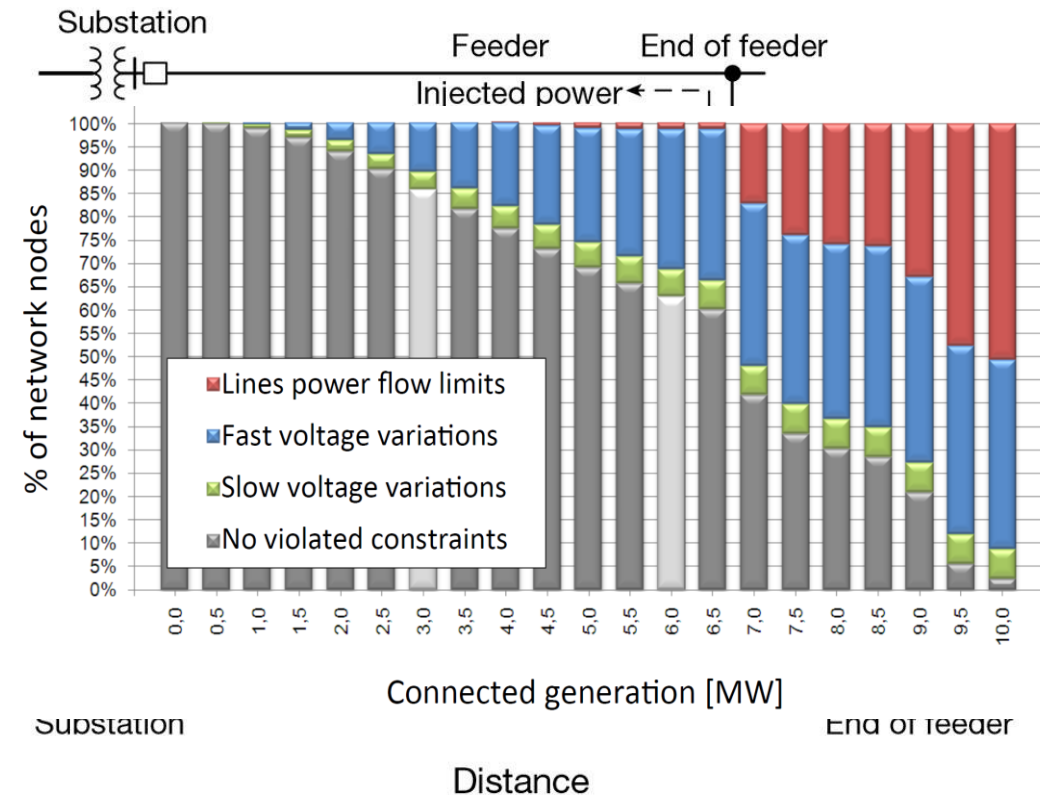
- La sostituzione di generatori a massa rotante con energia fotovoltaica diminuisce l'inerzia del sistema e rende più complicata la regolazione



I problemi legati alla penetrazione di generazione fotovoltaica nella rete

A livello locale (rete di distribuzione)

- Soprattutto in CH, i produttori sono in genere piccoli e l'energia è iniettata in bassa tensione
- La rete di distribuzione in bassa tensione non è stata progettata per accogliere al suo interno una forte produzione di energia
- Questo genera violazioni dei limiti di tensione ai nodi e corrente sulle linee
- Inoltre con l'elettrificazione di riscaldamento e mobilità le oscillazioni di potenza sulle linee vanno ad aumentare
 - PV alza la tensione
 - EV e pompe di calore abbassano la tensione



Fonte: Sandia National Laboratories

I costi della transizione energetica per la rete

I costi della transizione energetica per la rete

Oggi la rete di distribuzione **non è pronta** a ospitare tutte le rinnovabili distribuite necessarie per raggiungere gli obiettivi della strategia energetica

Abbiamo quindi bisogno di soluzioni e la più immediata è il **potenziamento della rete**

Secondo gli studi più recenti la rete necessiterebbe di essere rinforzata principalmente a livello della media e bassa tensione


ORIGINAL RESEARCH article

Front. Energy Res., 30 May 2023
Sec. Sustainable Energy Systems
Volume 11 - 2023 | <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1164813>

This article is part of the Research Topic
Low Carbon Design, Manufacturing and Application of the Energy Storage System and Equipment
[View all 5 Articles >](#)

On the role of energy infrastructure in the energy transition.
Case study of an energy independent and CO₂ neutral energy system for Switzerland

 Jonas Schnidrig^{1,2*}

 Rachid Cherkaoui³

 Yasmine Calisesi⁴

 Manuele Margni²

 François Maréchal¹

¹ Industrial Processes and Energy Systems Engineering, Institute of Mechanical Engineering, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Sion, Lausanne, Switzerland

² Engineering and Sustainability Lab, University of Applied Sciences Western Switzerland (HES-SO), Sion, Switzerland

³ Distributed Electrical Systems Laboratory—Power Systems Group, Institute of Electrical Engineering, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Lausanne, Switzerland

⁴ Centre de l'Énergie, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Lausanne, Switzerland

2050

Grid	Power level	Existing capacity $S_g^{inst,ext}$ [GW]	Used capacity $S_g^{required}$ [GW]	Reinforcement $S_g^{inst,reinf}$ [GW]
Electric	EHV	6.297 ^{+0.787} _{-0.787}	1.064 ^{+0.013} _{-0.695}	—
	HV	8.668 ^{+1.086} _{-1.086}	5.434 ^{+0.093} _{-0.028}	—
	MV	5.574 ^{+0.697} _{-0.697}	10.185 ^{+0.047} _{-0.089}	4.611 ^{+0.047} _{-0.089}
	LV	4.150 ^{+0.519} _{-0.519}	6.589 ^{+0.000} _{-0.000}	1.439 ^{+0.000} _{-0.000}

Livello tensione	km di linee
EHV	6700
HV	8900
MV	43000
LV	130000

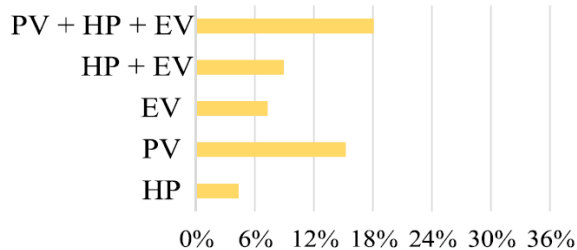
I costi della transizione energetica per la rete

- La penetrazione di PV, EV e pompe di calore (HP) aumenta le violazioni degli standard di rete e di conseguenza i costi per il potenziamento della rete

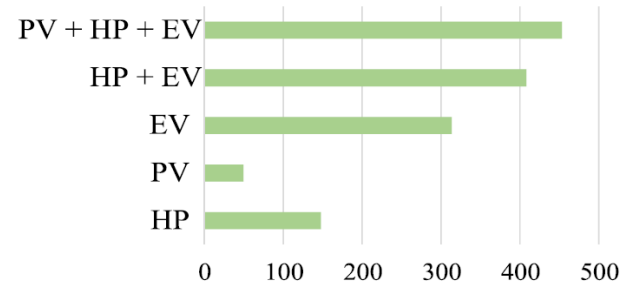
	PV	HP	EV
CHF/kW	51-213	46-1385	34-143

Determined Effort (2035)

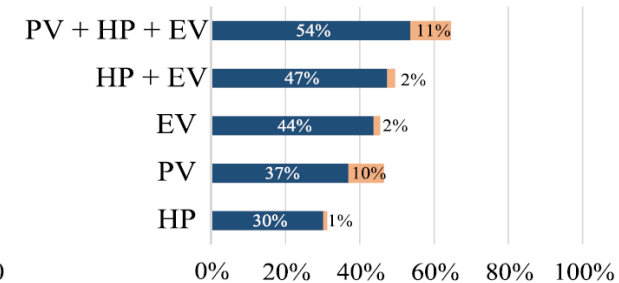
(b) % of connection points undergoing voltage violation



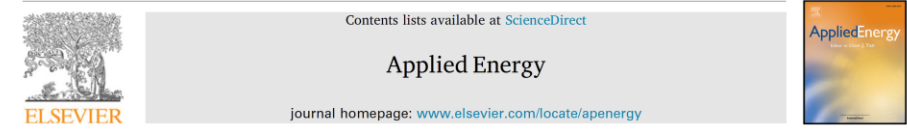
(c) Length of overloaded line (km)



(d) Transformer stations reinforcement



■ Transformer stations upgrade ■ Transformer stations rebuild



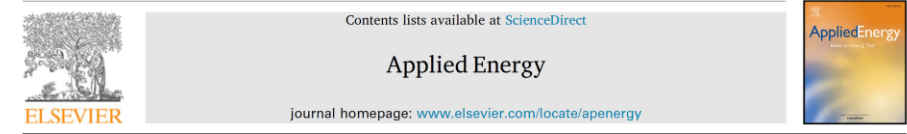
Spatial analysis of distribution grid capacity and costs to enable massive deployment of PV, electric mobility and electric heating

Ruchi Gupta^{a,*}, Alejandro Pena-Bello^a, Kai Nino Streicher^a, Cattia Roduner^b, Yamshid Farhat^b, David Thöni^b, Martin Kumar Patel^a, David Parra^a

^a Energy Efficiency Group, Institute for Environmental Sciences and Fore Institute, University of Geneva, Boulevard Carl-Vogt 66, 1205 Geneva, Switzerland
^b BKW Energie AG, Viktoriaplatz 2, 3013 Bern, Switzerland

I costi della transizione energetica per la rete

- La penetrazione di PV, EV e pompe di calore (HP) aumenta le violazioni degli standard di rete e di conseguenza i costi per il potenziamento della rete
- I costi per il potenziamento dipendono fortemente dalla topologia della rete
 - Reti urbane più dense sono più robuste
 - Reti rurali con lunghe linee aree necessitano più in fretta di essere potenziate



Spatial analysis of distribution grid capacity and costs to enable massive deployment of PV, electric mobility and electric heating

Ruchi Gupta^{a,*}, Alejandro Pena-Bello^a, Kai Nino Streicher^a, Cattia Roduner^b, Yamshid Farhat^b, David Thöni^b, Martin Kumar Patel^a, David Parra^a

^a Energy Efficiency Group, Institute for Environmental Sciences and Fore Institute, University of Geneva, Boulevard Carl-Vogt 66, 1205 Geneva, Switzerland
^b BKW Energie AG, Viktoriaplatz 2, 3013 Bern, Switzerland

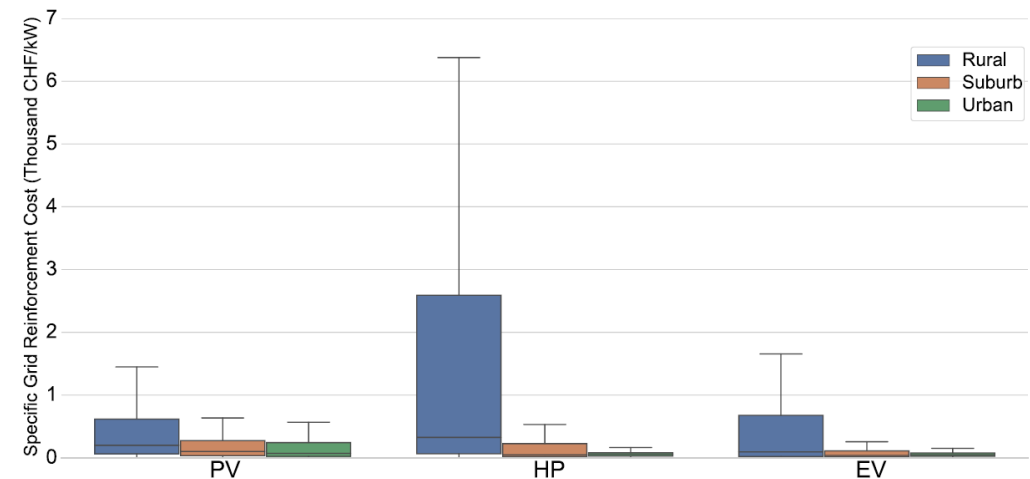


Fig. 11. Determined effort scenario - Specific grid reinforcement costs for PV, HP and EV chargers for different urban settings in 2035.

I costi della transizione energetica per la rete

Il potenziamento della rete si ripercuote sulle tariffe di rete

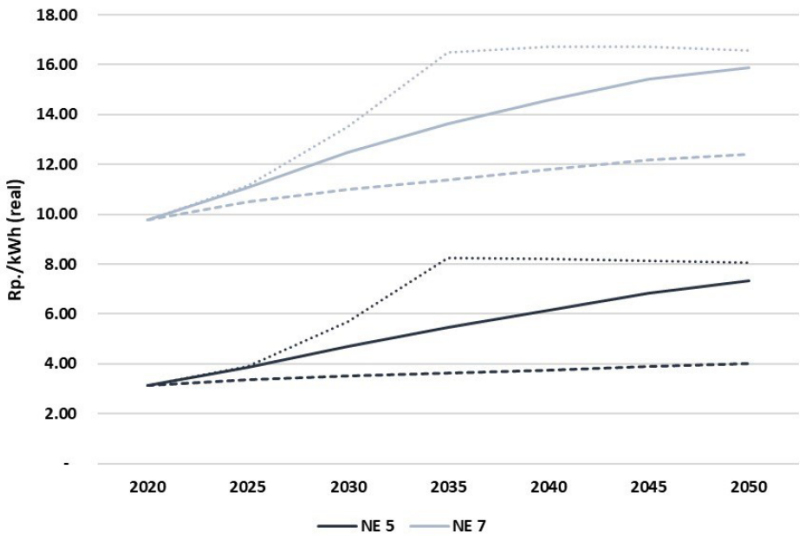
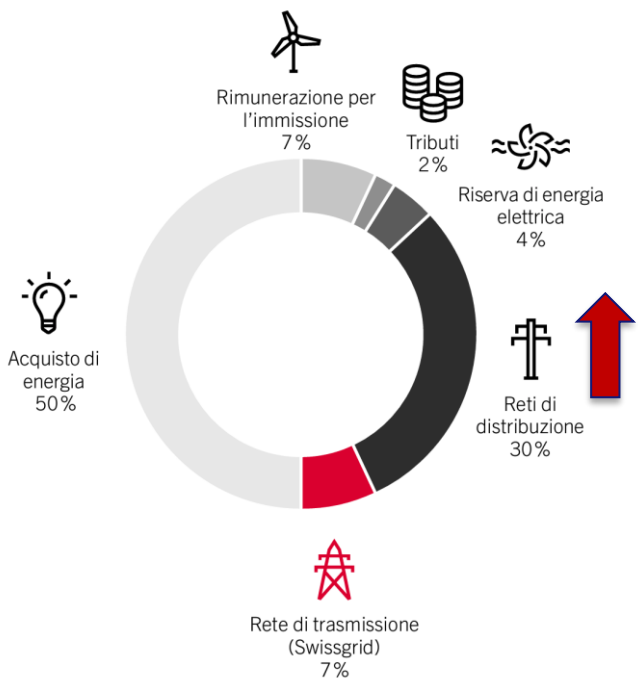


Bild 3.61 Entwicklung der durchschnittlichen Endverbrauchertarife der NE 5 und NE 7 in den Szenarien WWB (gestrichelte Linie), ZERO Basis und PV Ständerat (gepunktete Linie), (real zu Preisen 2020)



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE
Sektion Netze

Bericht vom 10. November 2022

Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze



Quelle: Consentec GmbH

Come limitare il potenziamento della rete?

Come limitare il potenziamento della rete?

Il potenziamento della rete si ripercuote sulle tariffe di rete

Ma è possibile ridurre gli investimenti nel potenziamento della rete tramite:

- Controllo della potenza reattiva PV
- Controllando di carichi
- Limitazione dell'iniezione di PV
- Usando stoccaggio (compreso V2G)

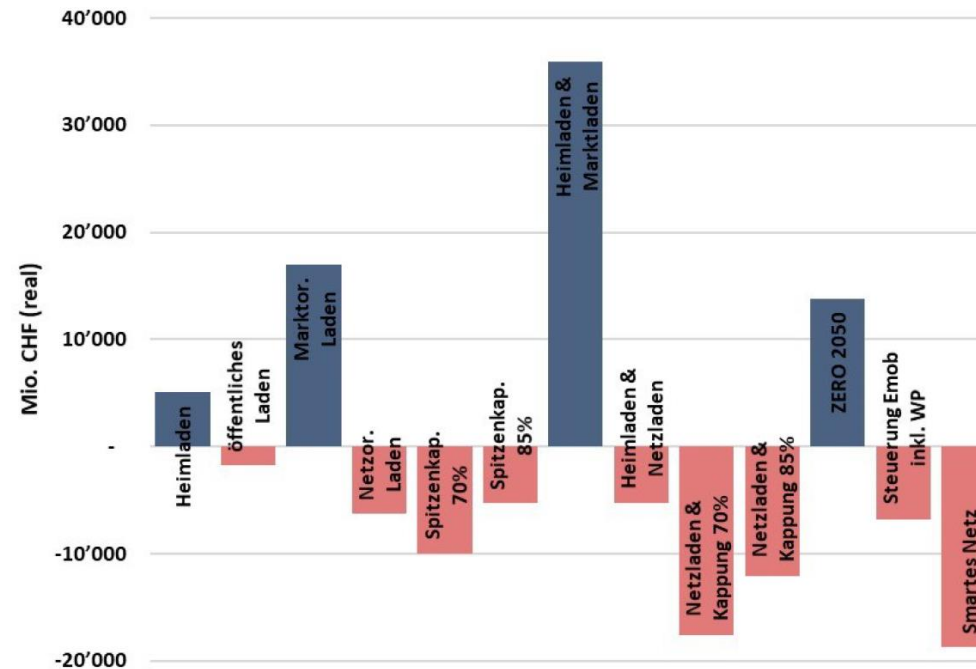


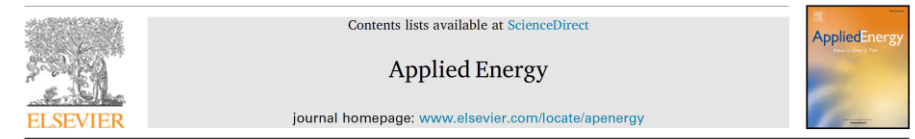
Bild 3.62

Investitionsbedarf der Sensitivitäten zum Szenario ZERO Basis: Abweichung zum Szenario ZERO Basis (real zu Preisen 2020)



Limitare il potenziamento della rete utilizzando stoccaggio in batterie

- Il potenziamento della rete può essere contenuto installando stoccaggio stazionario
- Ma con i prezzi attuali, solo in pochi casi è meno caro di un potenziamento della rete
- Utilizzare stoccaggio invece che rame o componenti di rete puramente reattivi comporta dei maggiori rischi operativi



Spatial analysis of distribution grid capacity and costs to enable massive deployment of PV, electric mobility and electric heating

Ruchi Gupta ^{a,*}, Alejandro Pena-Bello ^a, Kai Nino Streicher ^a, Cattia Roduner ^b, Yamshid Farhat ^b, David Thöni ^b, Martin Kumar Patel ^a, David Parra ^a

^a Energy Efficiency Group, Institute for Environmental Sciences and Fore Institute, University of Geneva, Boulevard Carl-Vogt 66, 1205 Geneva, Switzerland
^b BKW Energie AG, Viktoriaplatz 2, 3013 Bern, Switzerland

Table 5

Comparison between grid reinforcement and current battery costs to enable PV deployment. Costs are calculated as a function of the percentage of transformers stations with the highest specific grid reinforcement cost. Values in bold mark the amount of transformer stations, when the battery cost are still below the grid reinforcement cost.

Transformer stations (%)	PV Least 2035			PV Determined 2035			PV Aggressive 2035		
	PV capacity (MW _p)	Grid reinforcement cost (M CHF)	Battery cost (M CHF)	PV capacity (MW _p)	Grid reinforcement cost (M CHF)	Battery cost (M CHF)	PV capacity (MW _p)	Grid reinforcement cost (M CHF)	Battery cost (M CHF)
1%	0.3	2.6	0.6	0.9	5.4	2.1	1.5	6.9	3.4
5%	2.5	11.8	5.4	9.1	24.3	20.2	13.8	32.2	30.2
10%	6.5	20.0	14.1	25.6	46.8	55.9	40.0	64.3	86.7
15%	12.8	28.5	27.0	48.9	69.3	106.0	70.5	90.9	151.3
20%	19.8	35.0	41.4	75.9	89.2	162.7	113.5	120.1	241.9
30%	37.1	45.0	75.5	136.9	119.4	289.2	203.1	163.8	428.8
40%	53.7	50.5	108.7	199.4	137.5	416.8	294.7	192.7	617.0
50%	73.1	54.4	145.0	265.4	149.9	550.2	403.0	215.6	835.6

Ottimizzazione di un feeder tramite accumulo a batteria

- Un'alternativa all'installazione di batterie nei singoli edifici è l'installazione di batterie più grandi in rete a livello di quartieri o di linee MT
- Vantaggi:
 - Minor costo al MWh installato rispetto a batterie installate in ogni edificio
 - Maggior controllabilità
 - Maggior dimensioni e facilità di accesso a vari mercati
- Sfide:
 - Competitività col potenziamento della rete
 - Posizionamento

49

Megabattery Walenstadt I



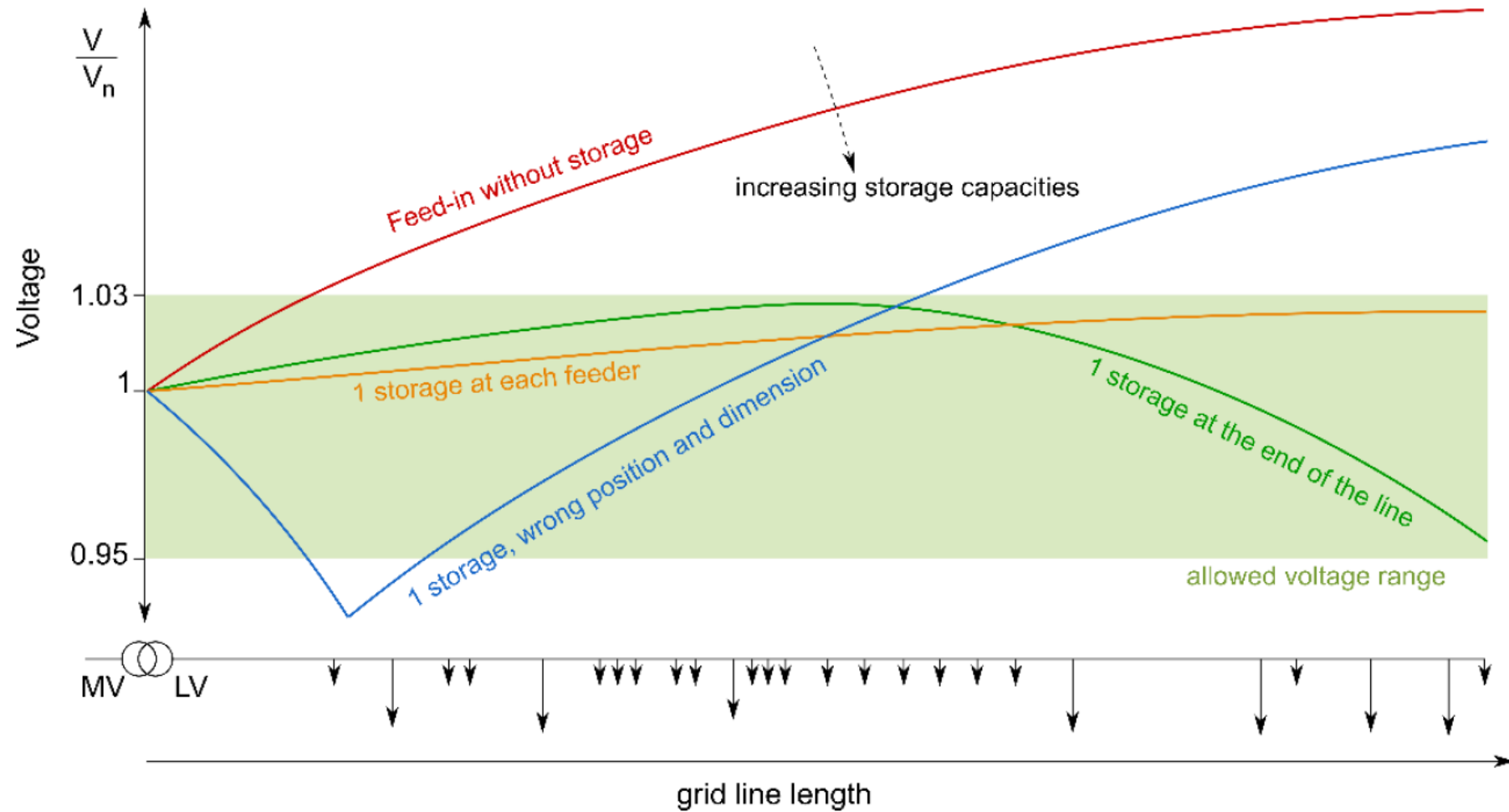
Facts

- ☉ Performance: 4 MW
- ☉ Inverter: 2x SMA MVPS
- ☉ Capacity: 5 MWh
- ☉ Batteries: 14x CATL EnerOne (LFP)
- ☉ Black start and island capable
- ☉ Implementation: October 2023

Brief description

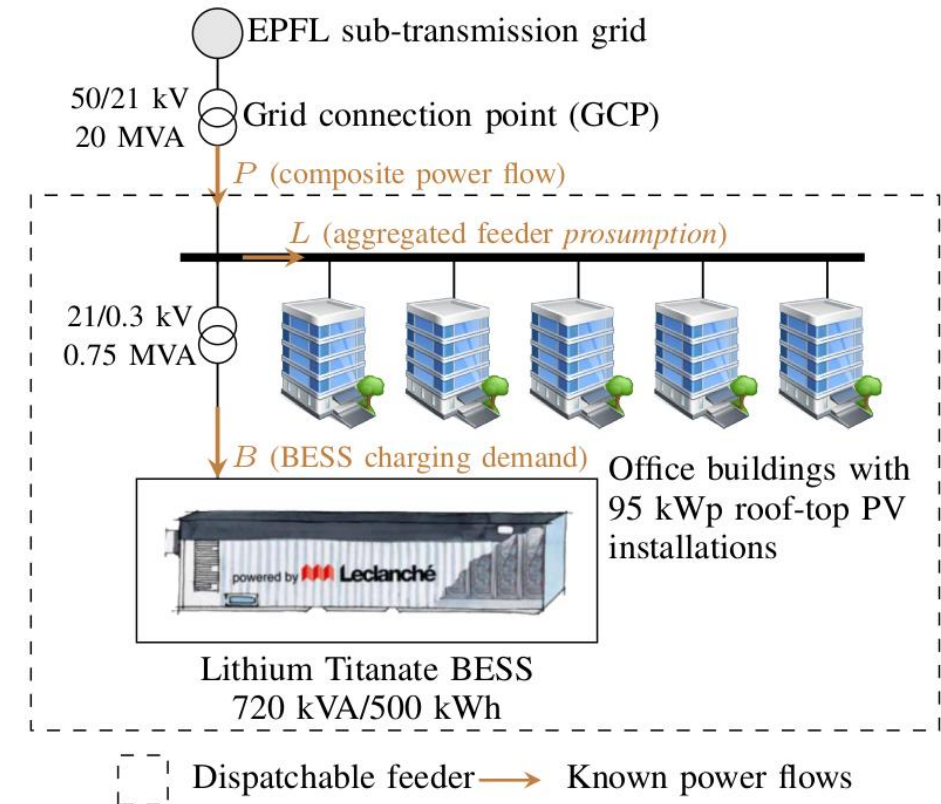
In Walenstadt, three identical storage systems are implemented on one site. The Walenstadt system I is used to serve the grid and is both black-start and island-capable. Together with the Walenstadt system II, the Walenstadt system I can supply the entire supply area of the Walenstadt water and electricity works with backup power.

Ottimizzazione di un feeder tramite accumulo a batteria



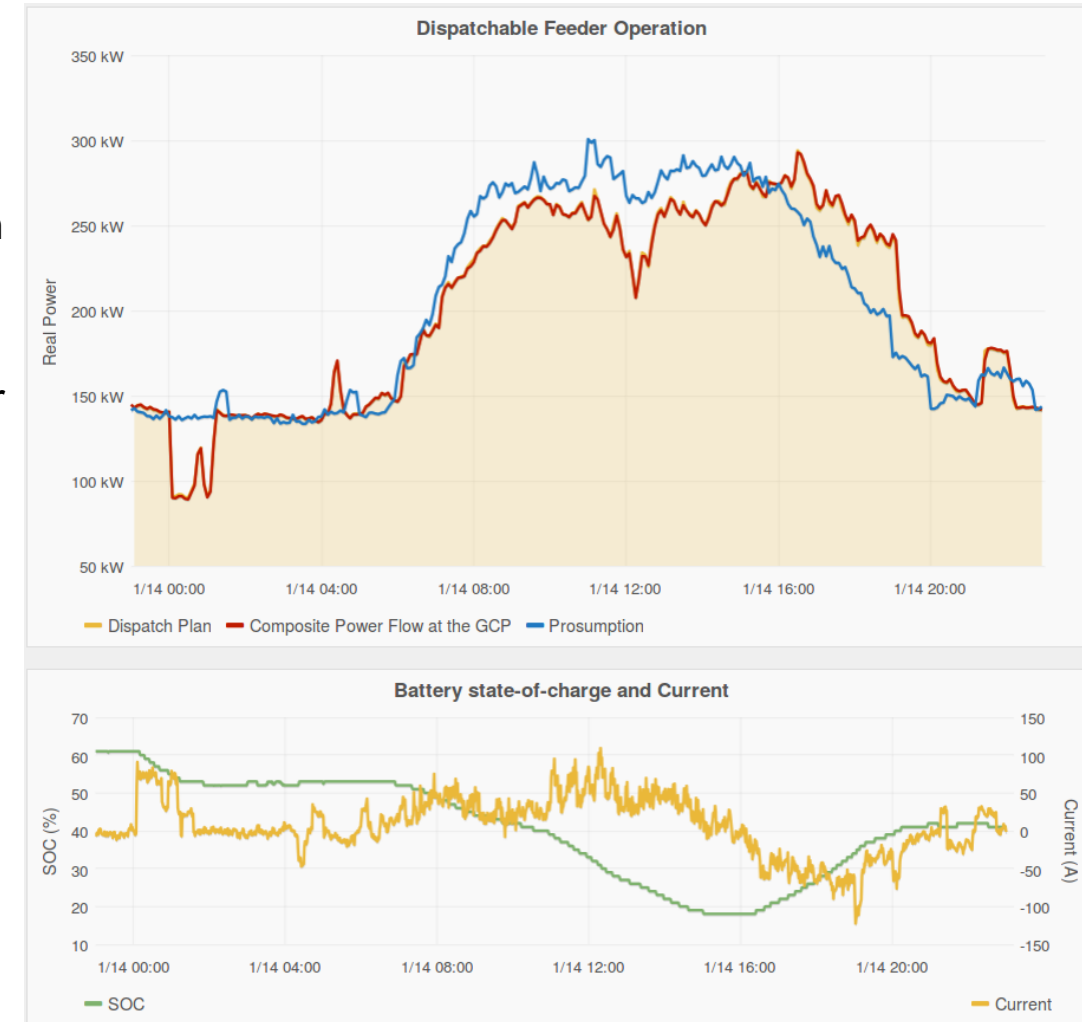
Ottimizzazione di un feeder tramite accumulo a batteria

- Un modo di affrontare questa sfida della non controllabilità e difficile prevedibilità della produzione da PV è distribuire il funzionamento di porzioni di sistemi di distribuzione secondo un profilo che viene stabilito il giorno prima del funzionamento.
- In altre parole, ci si assicura che un dato cluster di consumatori segua un profilo di consumo predeterminato (vale a dire, la domanda più la generazione distribuita) grazie al corretto controllo dell'iniezione di potenza da un sistema di accumulo di energia a batteria



Ottimizzazione di un feeder tramite accumulo a batteria

- La strategia consiste in una procedura in due fasi: funzionamento in day-ahead e in tempo reale
- Il giorno prima del funzionamento, il profilo di consumo che il cluster di prosumers dovrebbe seguire durante il funzionamento (chiamato piano di dispacciamento) è determinato grazie alla previsione della domanda, le previsioni meteo e i bisogni del gestore di rete.
- In tempo reale, la batteria è controllata in modo che il flusso di potenza totale segua il piano di dispacciamento

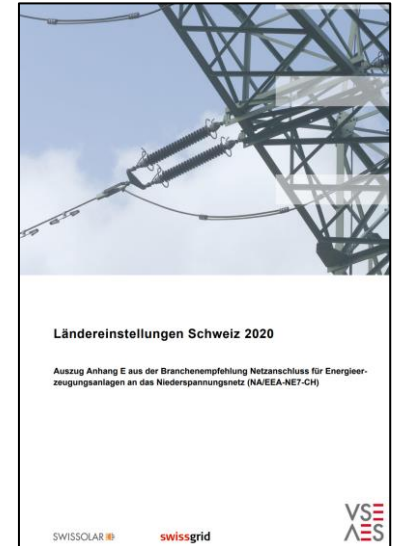
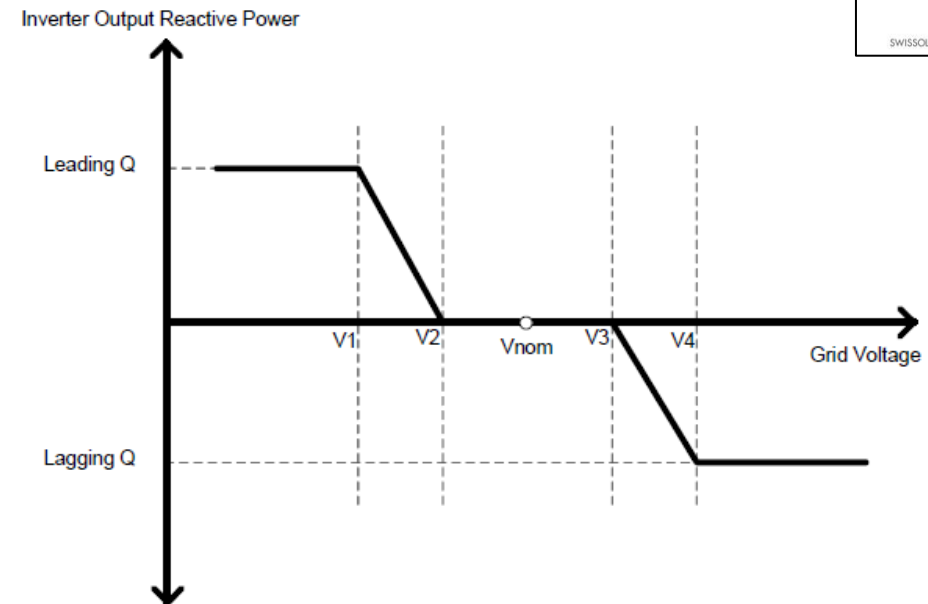


Controllo della tensione tramite iniezione di potenza reattiva

Gli inverter che supportano la norma EN50549 sono in grado di contribuire al controllo della tensione locale tramite l'iniezione di potenza reattiva

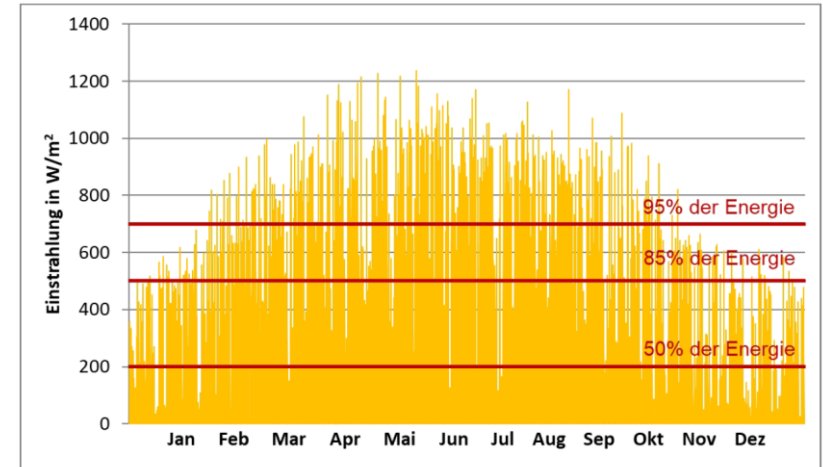
Grid Operation			
Parameter	Symbol	Wert (≤ 250 kVA)	Bemerkung zum Parameter
Blindleistungsregelung	$\cos \phi$	1,00	Defaultwert 1,00 oder gemäss Vorgabe des VNB
FRT-Verhalten	FRT	Nein (inaktiv)	Dynamische Netzstützung <u>ohne</u> Blindstromeinspeisung
k-Faktor	k-Faktor	-	Defaultwert 2 oder gemäss Vorgabe des VNB

Tabelle 3: Grid Operation Typ A



Riduzione forzata dell'iniezione da PV (curtailment)

- Un sistema per limitare l'impatto sulla rete del PV consiste nel limitarne l'iniezione in rete a una determinata percentuale della potenza nominale
- Ancora meglio se questa limitazione è dinamica e funzione dello stato della rete (richiede un sistema di comunicazione con l'inverter o l'EMS)
- **Una soluzione ottimale dal punto di vista dei costi totali comprende anche il curtailment**
- La perdita di energia può essere limitata/annullata tramite l'installazione di un accumulo locale
- Fino al 2018, il programma di incentivi tedesco KfW 275 "Erneuerbare Energien Speicher," concedeva incentivi per stoccaggio se la potenza massima iniettata in rete veniva limitata al 50% dei kWp PV installati



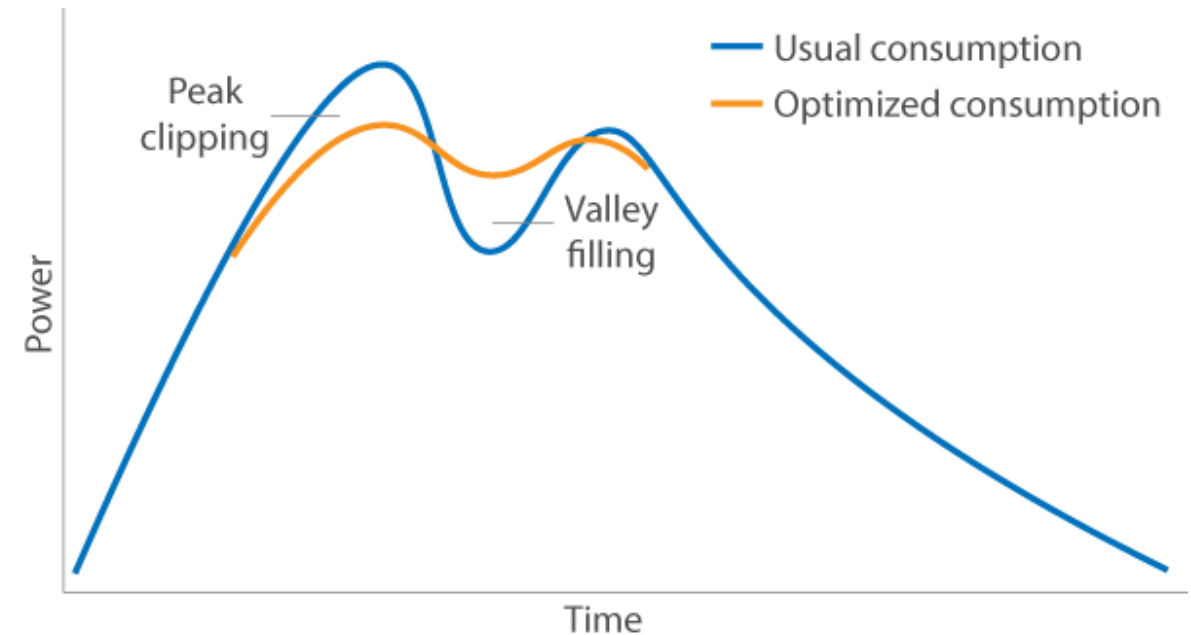
Soluzione ottima per CH CO₂ neutrale al 2050 secondo il Progetto FiPPS (Meteotest):

- 40 GW di PV con **15% di curtailment**
- 15 GWh di batterie

Riduzione dell'impatto sulla rete tramite controllo della domanda

Per ridurre l'impatto sulla rete tramite il controllo della domanda ci sono vari meccanismi:

- Ottimizzazione dell'autoconsumo a livello del singolo edificio
- Ottimizzazione dell'autoconsumo a livello di comunità (quartiere)
- Controllo diretto dal lato della domanda (demand response)
- Controllo indiretto tramite tariffe dinamiche



Ottimizzazione dell'autoconsumo a livello di comunità

La costituzione di **comunità energetiche**

- Spinge a concentrare l'installazione di produzione laddove verrà effettivamente consumata
- Permette di spingersi oltre all'autoconsumo a livello del singolo edificio e permette di bilanciare produzione e carichi distribuiti
- Permette di investire in impianti di produzione e stoccaggio centralizzati
 - Costi più bassi
 - Controllori più performanti
- Necessità di algoritmi di controllo più complessi
- Novità legislative:
 - Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili del 29 settembre 2023 introduce la comunità locali di energia elettrica
 - Comunità virtuali con nel resto d'Europa

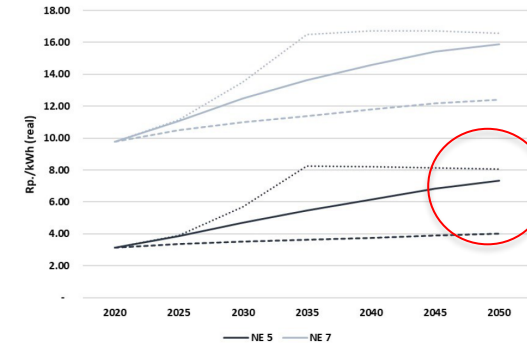


Bild 3.61 Entwicklung der durchschnittlichen Endverbraucherpreise der NE 5 und NE 7 in den Szenarien WWB (gestrichelte Linie), ZERO Basis und PV Ständerat (gepunktete Linie), (real zu Preisen 2020)

Sezione 2c : Comunità locali di energia elettrica

Art. 17d Costituzione di comunità locali di energia elettrica

¹ I consumatori finali, i produttori di elettricità generata da energie rinnovabili e i gestori di impianti di stoccaggio possono costituire una comunità locale di energia elettrica (comunità) all'interno della quale commercializzare l'energia elettrica da essi stessi prodotta.

² I partecipanti alla comunità devono:

- essere allacciati alla rete elettrica nello stesso comprensorio e allo stesso livello della rete nonché essere geograficamente ravvicinati;
- essere tutti provvisti di un sistema di misurazione intelligente; e
- produrre complessivamente la quantità minima di energia elettrica stabilita dal Consiglio federale rispetto alla potenza allacciata.

³ Il Consiglio federale stabilisce l'estensione geografica massima delle comunità e i requisiti relativi alla vicinanza richiesta tra i partecipanti. Una comunità può coprire al massimo il territorio di un Comune.

⁴ Il gestore della rete di distribuzione fornisce a ogni partecipante alla comunità un sistema di misurazione intelligente.

⁵ I partecipanti alla comunità definiscono di comune accordo le loro relazioni reciproche, in particolare il loro approvvigionamento in elettricità di produzione propria. Nominano un rappresentante per i rapporti con il gestore della rete di distribuzione.

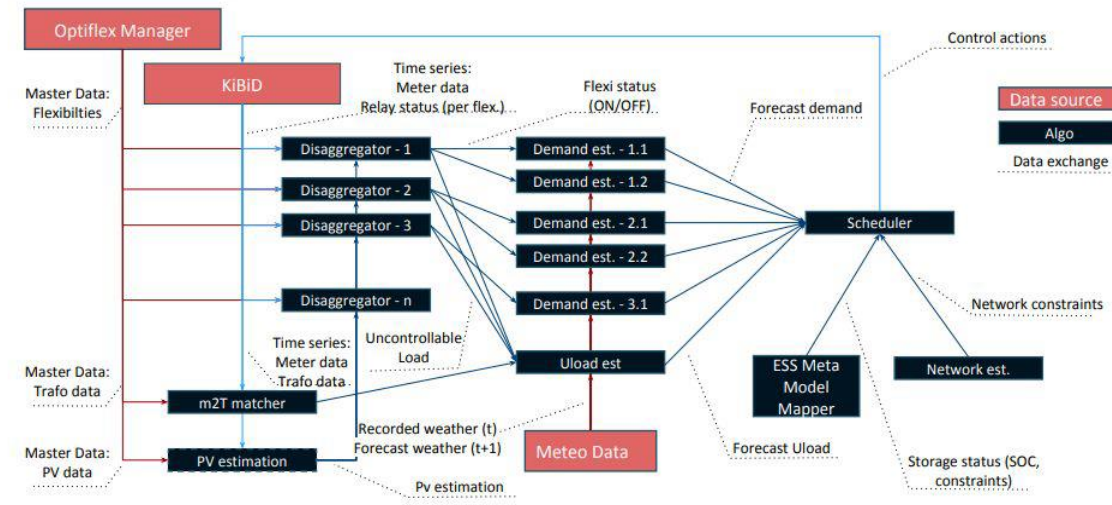
⁶ Il Consiglio federale disciplina i dettagli, in particolare le relazioni reciproche tra i partecipanti alla comunità e la ripartizione dei costi cagionati dall'amministrazione e dalla distribuzione tra il gestore della rete di distribuzione, la comunità e i partecipanti a quest'ultima.

Controllo diretto dei carichi

In CH è molto utilizzato il **blocco azienda**, che oggi può essere migliorato grazie a **smart meters** e **tecniche di controllo** più avanzate

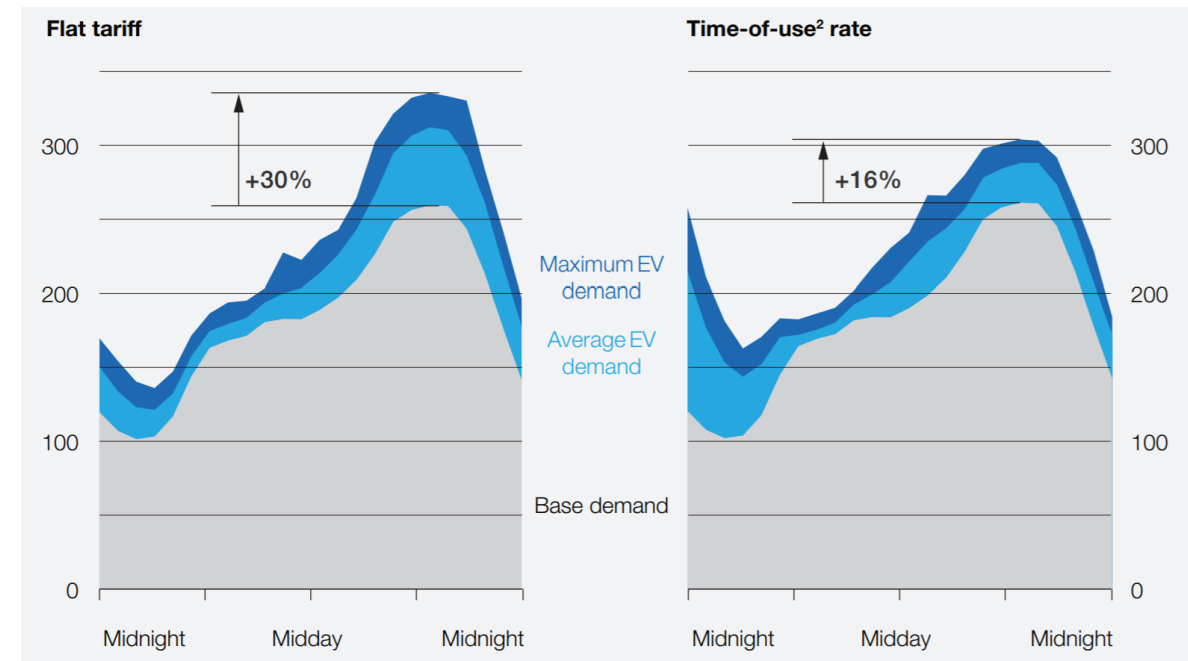
Esempio progetto OPTIFLEX:

- Ogni carico flessibile è dapprima disaggregato dal totale dei consumi misurati dal suo smart meter
- In seguito viene effettuata una stima della domanda di energia del carico nella 24h a seguire
- Sulla base della stima della domanda di energia si può calcolare un piano di accensione e spegnimento personalizzato che soddisfi i fabbisogni del singolo carico
- Combinando la potenza di migliaia di carichi controllati si può offrire un servizio al gestore di rete. In questo caso, peak shaving e controllo locale della tensione



Controllo indiretto tramite tariffe

Qualora gli utenti finali e i sistemi di controllo dei carichi flessibili (pompe di calore, boiler, EV, ...) e stoccaggio reagissero a tariffe che inducono a consumare quando vi è un eccesso di produzione e a ridurre i consumi quando vi è un eccesso di consumo, lo stress per la rete potrebbe potenzialmente essere ridotto



Le tariffe saranno sempre più basate sul principio di causalità



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti,
dell'energia e delle comunicazioni DATEC
Ufficio federale dell'energia UFE

Scheda informativa

Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili

Revisione della legge sull'energia e della legge sull'approvvigionamento elettrico

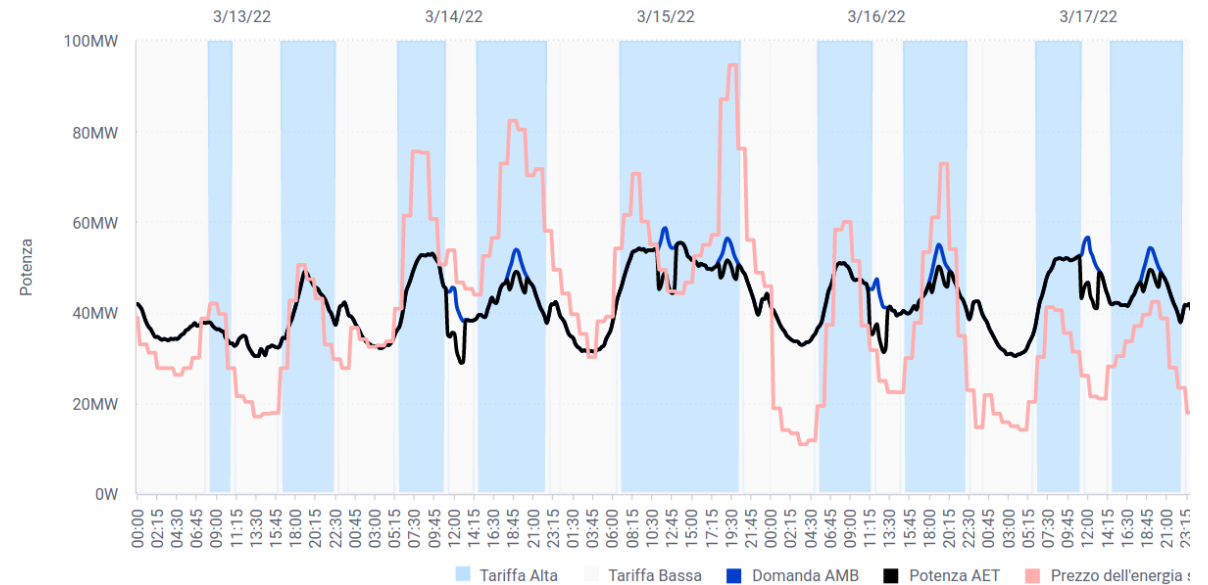
Data: 11 novembre 2020

Tariffe per l'utilizzazione della rete maggiormente improntate al principio di causalità

Le tariffe per l'utilizzazione della rete applicate ai consumatori finali (livello di rete 7) non dovranno più basarsi principalmente sull'energia prelevata (kilowattora) bensì contenere una maggiore componente legata alla potenza (centesimi per kilowatt). Ciò crea migliori incentivi per un utilizzo efficiente della rete.

Esempi di applicazioni smart grid: Tariffe dinamiche

- Invece della classica tariffa bi-oraria con una differenza tra fascia alta e bassa di 2cts, viene proposto uno schema tariffale con una differenza di 7cts tra alta e bassa tariffa e con fasce variabili
- La tariffa viene stabilita con un giorno di anticipo usando un algoritmo sviluppato dalla startup Hive Power (spinoff ISAAC) e varia in funzione del carico della rete di AMB. L'algoritmo si occupa di:
 - Effettuare una previsione della curva di carico della rete per il giorno successivo
 - Suggestire come operare in modo ottimale l'impianto idroelettrico della Morobbia
 - Calcolare la tariffa ottimale, dati i vincoli



Nuovi modelli di prezzo per la ripresa dell’energia fotovoltaica

Azienda elettrica comunale Airolò

Tariffe speciali 2024			
Componente tariffale senza IVA		Inverno	Estate
Energia elettrica termopompe ¹		5.10 Cts/kWh	3.80 Cts/kWh
Energia impianti solari <30 KVA senza retribuzione RIC ²		6.40 Cts/kWh	5.60 Cts/kWh

St.Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG SAK

Preise
Gültig für die Lieferperiode 1. Januar 2024 bis 31. Dezember 2024.
Für die Vergütung der Rücklieferungsenergie gelten die nachstehenden Preisansätze:

Rücklieferprodukt	RES EM	
Normallast Winter T1	[Rp./kWh]	22.92
Schwachlast Winter T2	[Rp./kWh]	17.16
Normallast Sommer T1	[Rp./kWh]	13.06
Schwachlast Sommer T2	[Rp./kWh]	8.89

Gültig für die Lieferperiode 1. Januar 2024 bis 31. Dezember 2024. Preise exkl. MWST

Erfassungszeiten
Normallast T1: Montag bis Freitag jeweils von 07:00 Uhr bis 19:00 Uhr
Schwachlast T2: Während der übrigen Zeit

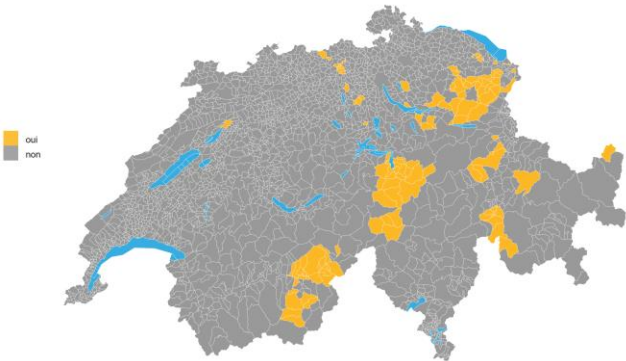
Weiter wird folgendermassen zwischen Sommer- und Winterhalbjahr unterschieden:
Winter (Wi): Januar bis März; Oktober bis Dezember
Sommer (So): April bis September

Elektrizitätswerke des Kantons Zürich EKZ

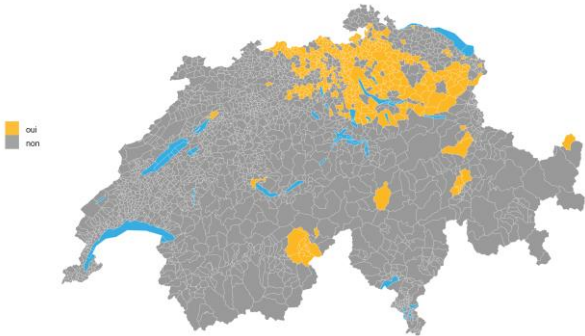
EKZ-Rückliefertarife 2024

	Basisvergütung in Rp./kWh	HKN-Vergütung in Rp./kWh für Anlagen < 100 kVA	HKN-Vergütung in Rp./kWh für Anlagen ≥ 100 kVA
Hochtarif (HT)	16,25	3,00	3,00
Niedertarif (NT)	15,25	3,00	3,00

Differenza di retribuzione secondo la stagione

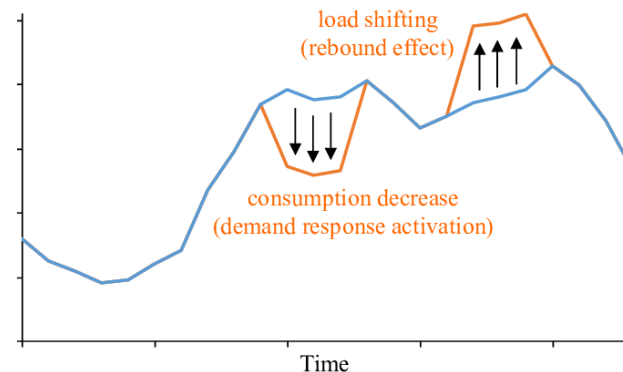



Differenza di retribuzione secondo la fascia oraria



Controllo diretto dei carichi più efficace che tariffe dinamiche

- Il controllo diretto dei carichi permette di distribuire meglio i consumi rispetto a tariffe dinamiche, che per legge devono essere uguali per tutti
- Si evita il cosiddetto rebound effect
- Sono da preferire modelli tariffali nei quali l'utente delega il controllo ad un'entità terza e viene retribuito per la flessibilità messa a disposizione
- Per esempio tariffa flex AIL









Schlussbericht vom 27. Januar 2023

NETFLEX

Effiziente Netzentgelte für flexible Konsumenten



Conclusione

L'impianto PV del futuro

- Complesso residenziale con 30 unità
- Consumo annuo: 200 MWh (inclusi elettromobilità e pompa di calore)
- Potenza allacciata: 200 kW
- Impianti fotovoltaici sui tetti: 250 kW
- 30 colonnine di ricarica elettrica nel garage 20 kW l'una (ma potenza aggregata limitata)
- Prelievo massimo dalla rete: 200 kW
- Immissione massima in rete modulabile dal GRD, ma generalmente limitata a 75 kW
- L'energy manager riceve specifiche statiche e/o dinamiche dal GRD (ad esempio, limiti di immissione più bassi la domenica a mezzogiorno)
- Eccesso di energia dalle auto elettriche utilizzata come stoccaggio
- Capacità di funzionamento in isola



Netzanschluss von 50 Gigawatt Photovoltaik in der Schweiz

Diskussionspapier zu Lösungsansätzen für die Netzintegration
von Solarstrom – September 2023

www.sweet-edge.ch

Christof Bucher, BFH
David Joss, BFH

Domande?



Grazie per l'attenzione!