

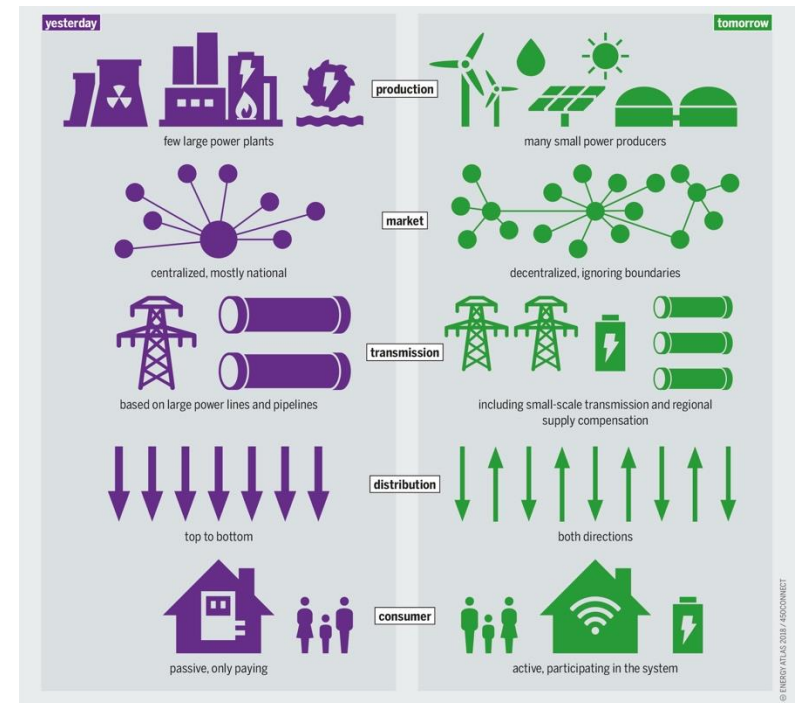
SUPSI

L'autoconsumo dal punto di vista dei gestori di rete

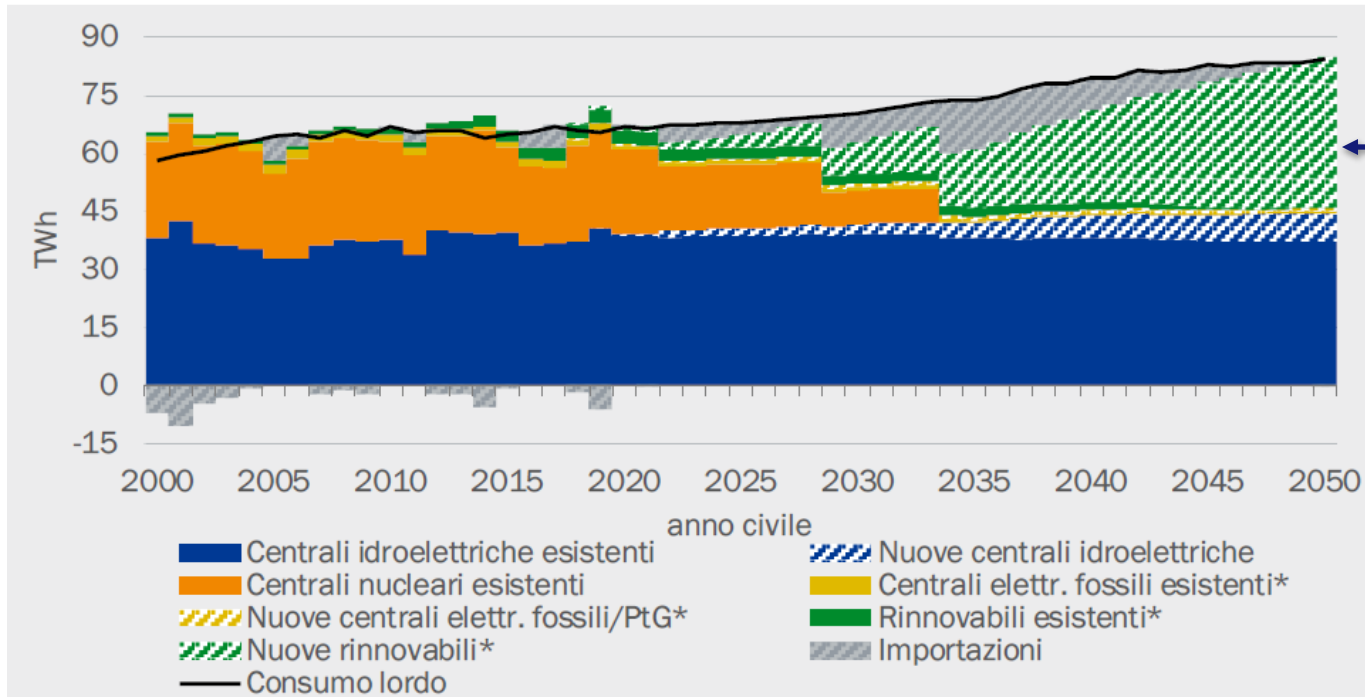
Vasco Medici

SUPSI - DACD - ISAAC
Settore Sistemi Energetici

24.10.2023



Le sfide della strategia energetica 2050

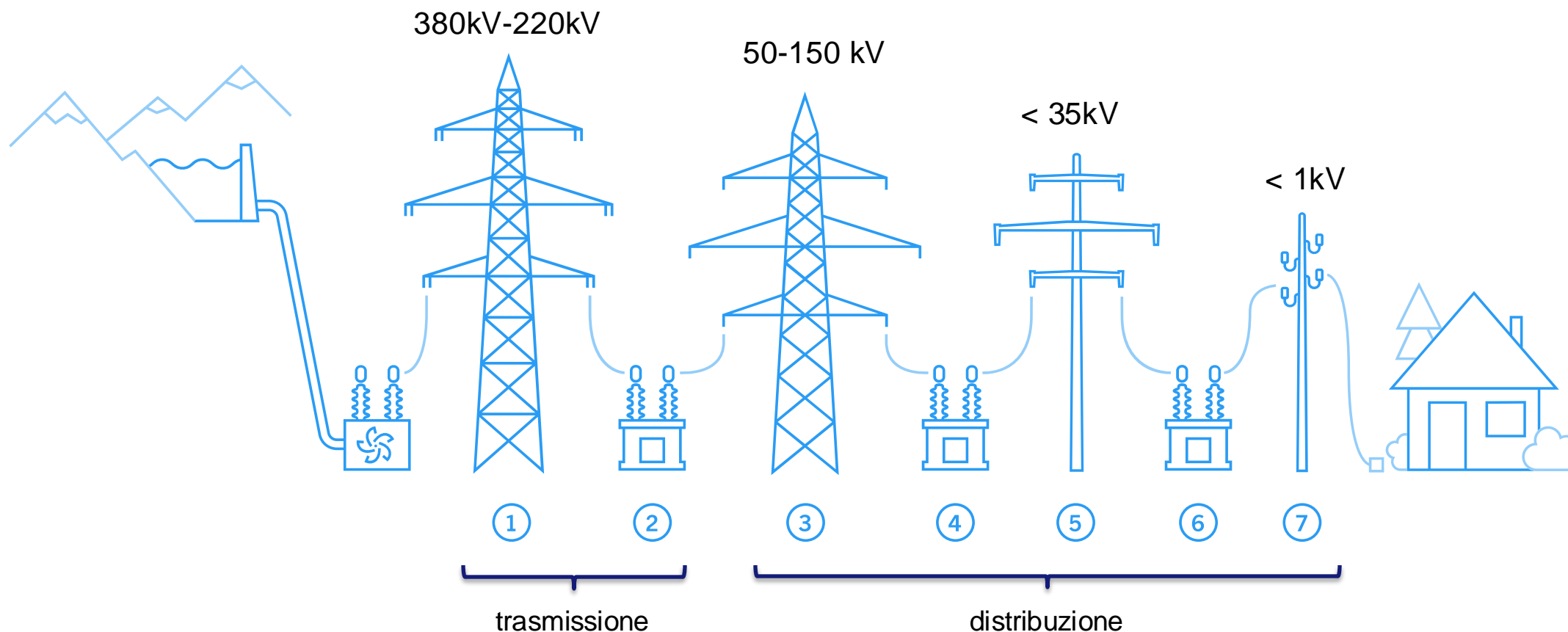


Fonte: BFE

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**

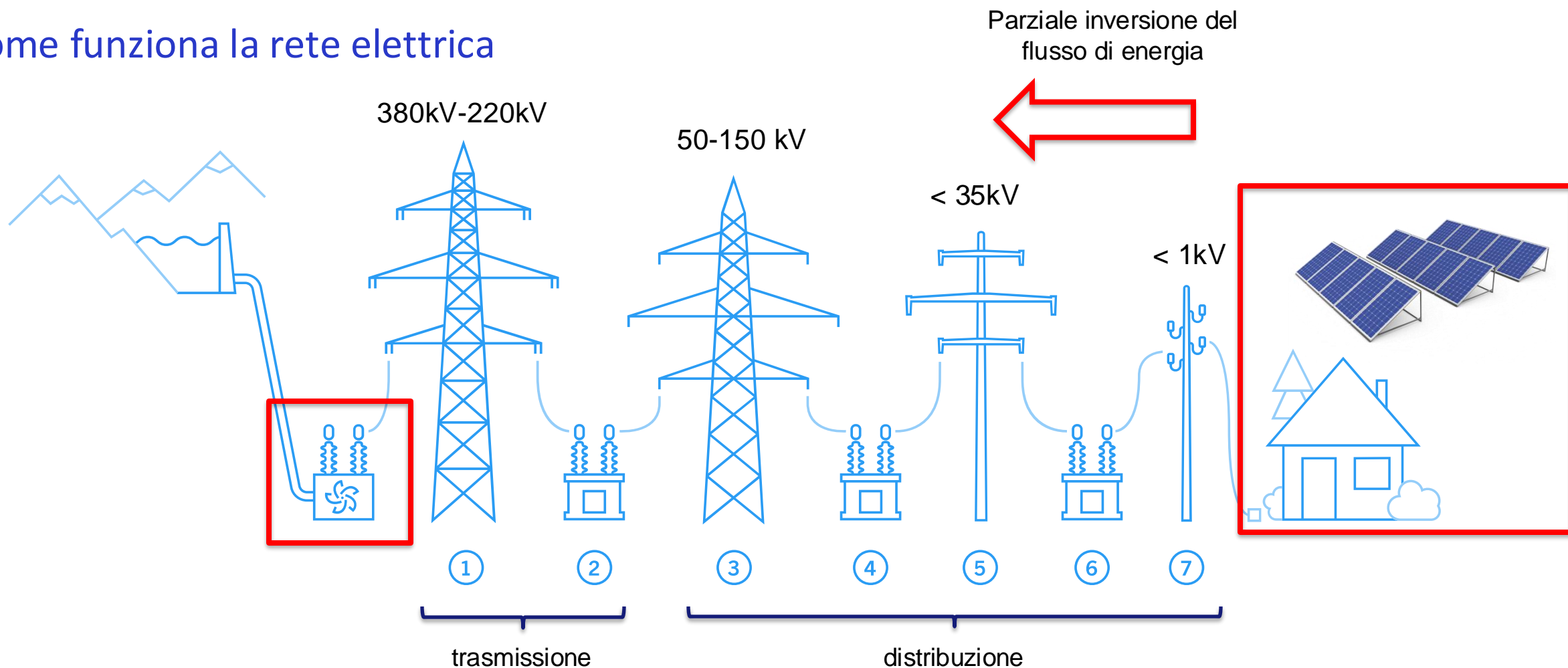
Come funziona la rete elettrica



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 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

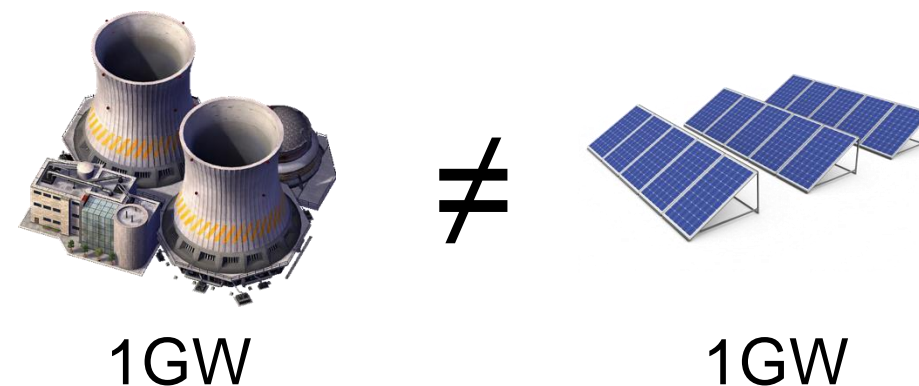
Per sostituire 3GW di nucleare non basta installare 3GW di fotovoltaico in quanto le due tecnologie non hanno lo stesso fattore di capacità, ovvero il rapporto x/y tra la produzione di energia elettrica effettiva "x" fornita da un impianto di potenza durante un periodo di tempo e la fornitura teorica 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**

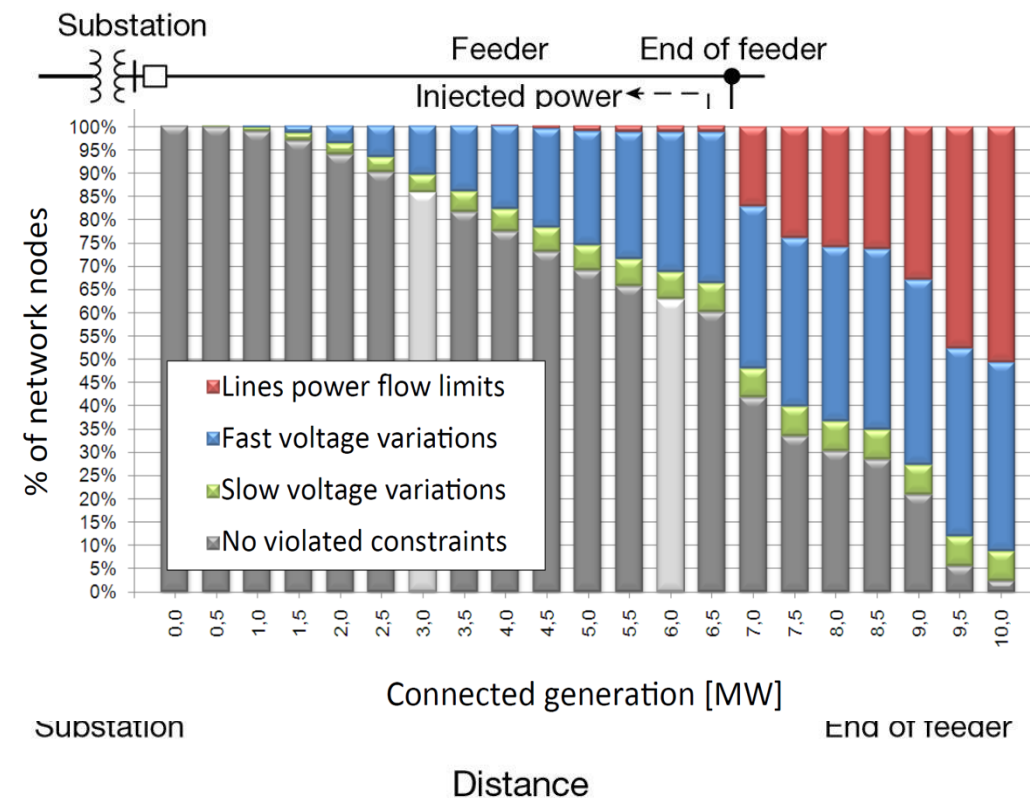
Inoltre, il PV ha il difetto che la maggior parte della produzione avviene d'estate, mentre il picco di fabbisogno di energia elettrica è d'inverno. Per questo motivo gli scenari futuri di penetrazione fotovoltaica si spingono oltre, fino a raggiungere in alcuni casi i **50GW** di potenza installata in CH nel 2050 [1] (oggi sono poco più di 8GW, 1.8GW solo nel 2024 secondo Swissolar)



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

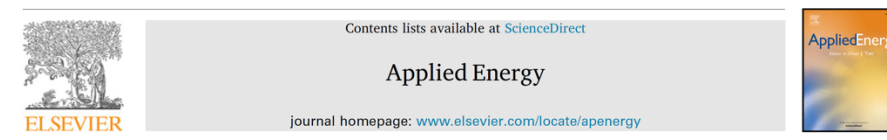
| Grid | Power level | Existing capacity $S_g^{inst,ext}$ [GW] | Used capacity $S_g^{required}$ [GW] | Reinforcement $S_g^{inst,reinf}$ [GW] |
|----------|-------------|---|--|---|
| Electric | EHV | 6.297 ^{+0.787} _{-0.787} | 1.064 ^{+0.013} _{-0.695} | — |
| | HV | 8.668 ^{+1.086} _{-1.086} | 5.434 ^{+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 |

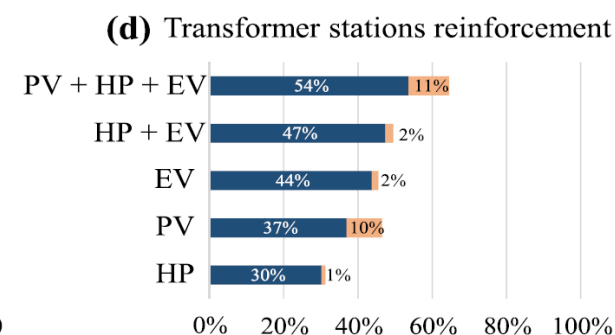
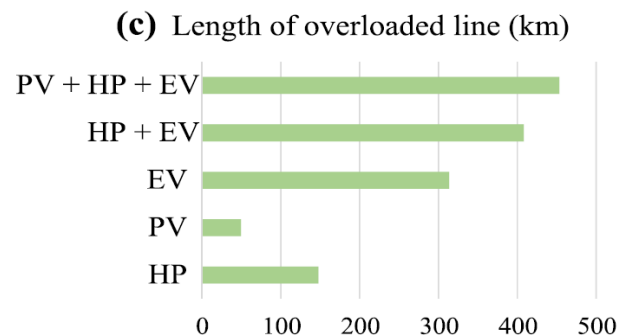
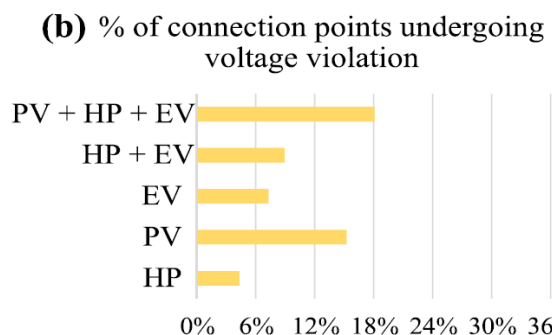


Spatial analysis of distribution grid capacity and costs to enable massive deployment of PV, electric mobility and electric heating

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 Forel Institute, University of Geneva, Boulevard Carl-Vogt 66, 1205 Geneva, Switzerland
^b BKW Energie AG, Viktoriaplatz 2, 3013 Bern, Switzerland

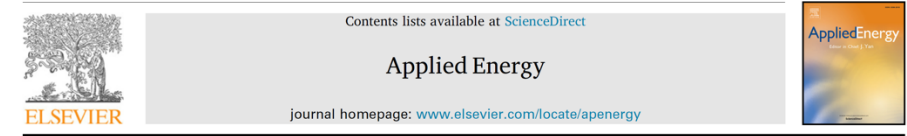
Determined Effort (2035)



■ Transformer stations upgrade ■ Transformer stations rebuild

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 di essere potenziate maggiormente



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 Forel Institute, University of Geneva, Boulevard Carl-Vogt 66, 1205 Geneva, Switzerland
^b BKW Energie AG, Viktoriaplatz 2, 3013 Bern, Switzerland

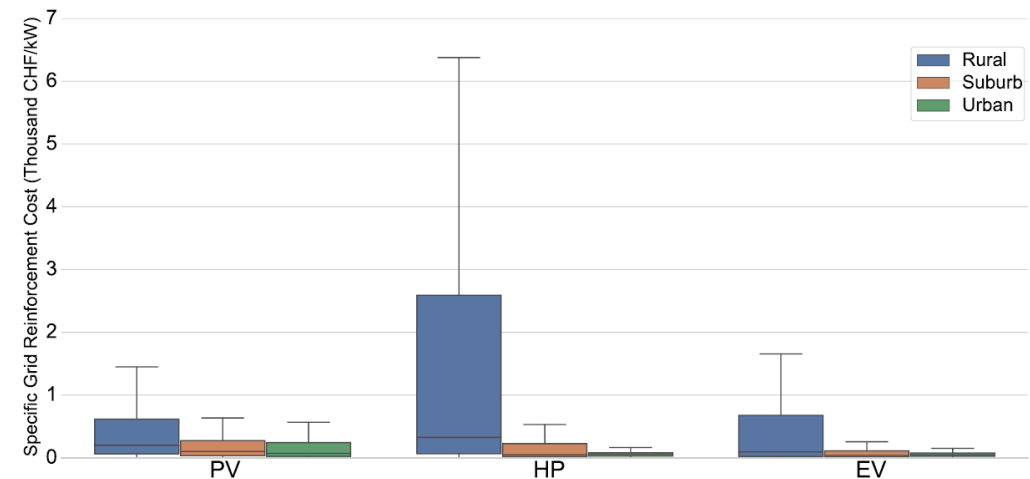


Fig. 11. Determined effort scenario - Specific grid reinforcement costs for PV, HP and EV chargers for different urban settings in 2035.

I costi della transizione energetica per la rete

Il potenziamento della rete si ripercuote sulle tariffe di rete

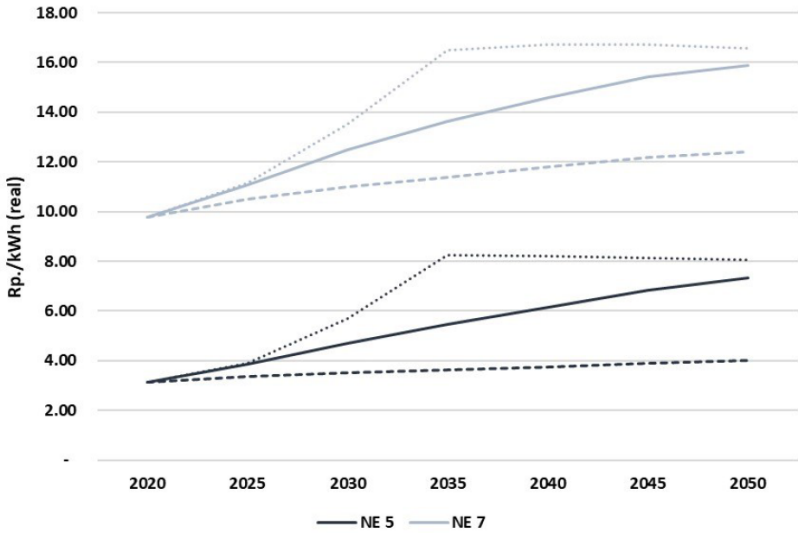
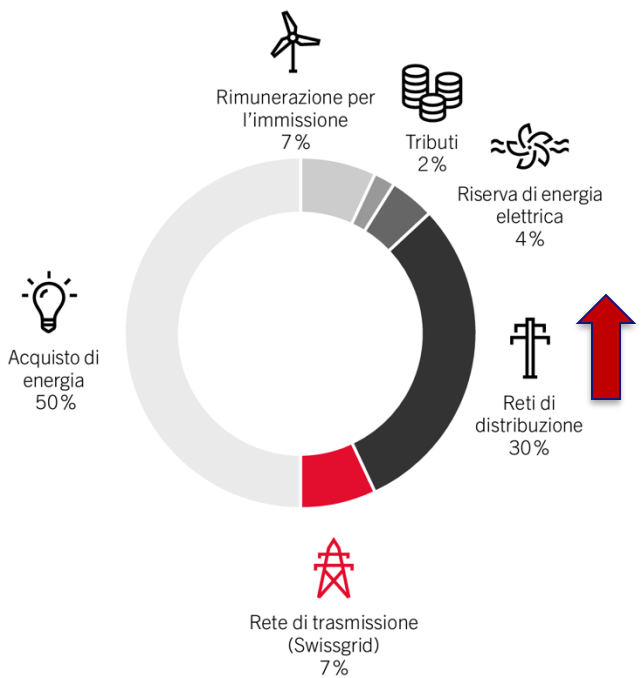


Bild 3.61 Entwicklung der durchschnittlichen Endverbrauchertarife der NE 5 und NE 7 in den Szenarien WWB (gestrichelte Linie), ZERO Basis und PV Ständerat (gepunktete Linie), (real zu Preisen 2020)



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 dei carichi
 - Diretto
 - Indiretto tramite tariffe
- Limitazione dell'iniezione di PV
 - Diretto (curtailmente)
 - Indiretto (inclinazione e orientamento)
- Controllo della potenza reattiva PV
- Usando stoccaggio (compreso V2G)

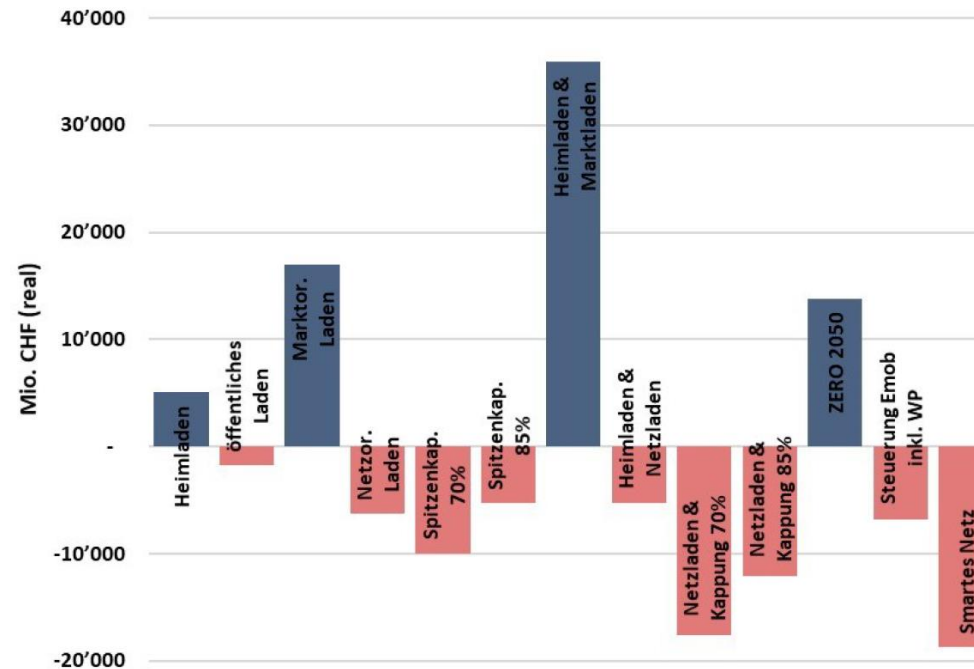
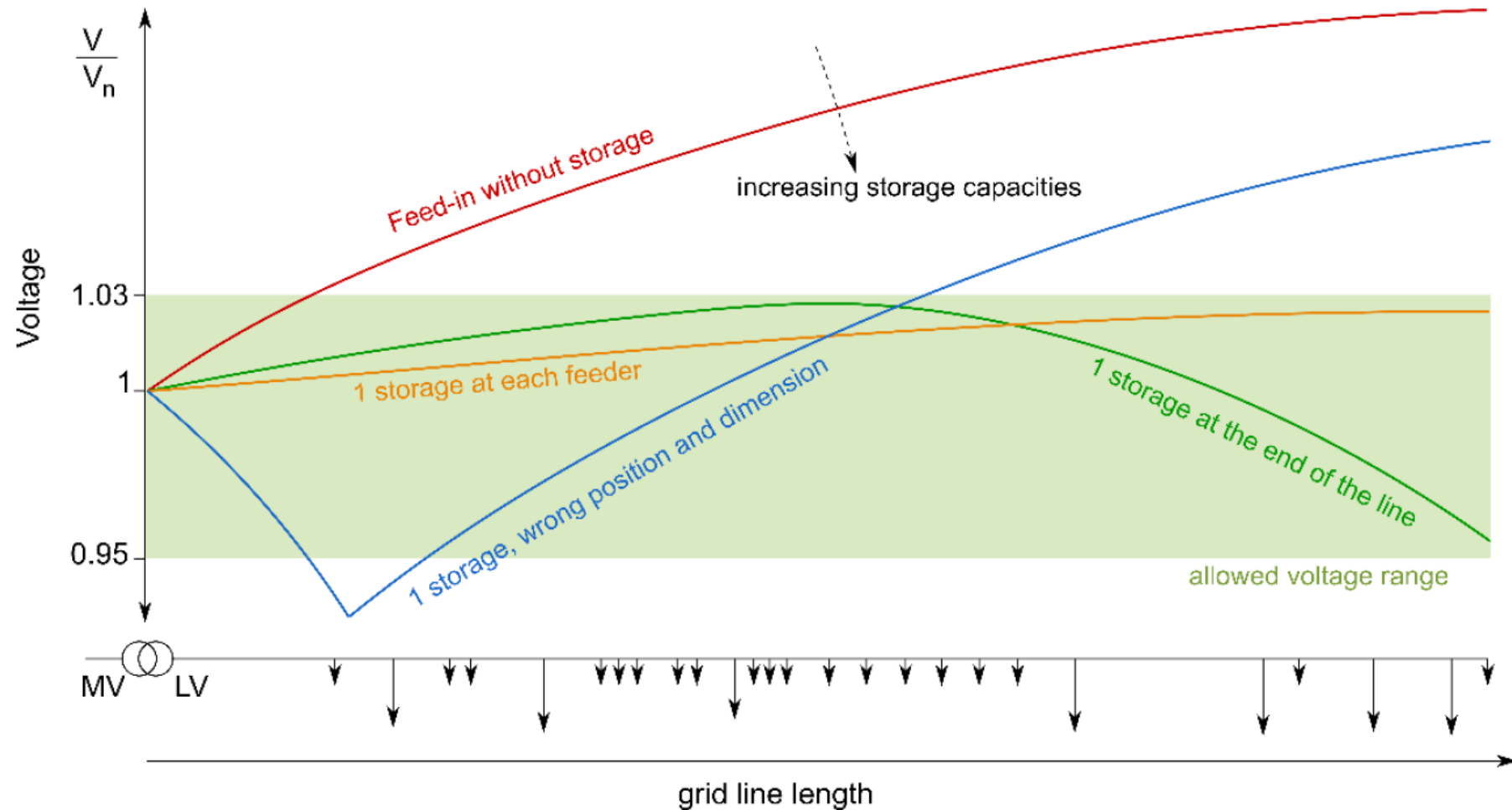


Bild 3.62

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

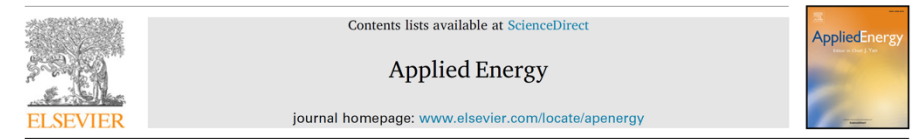


Limitare il potenziamento della rete utilizzando stoccaggio in batterie



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 |

Con l'approvazione della legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, gli impianti di stoccaggio non pagheranno le tariffe di rete, di fatto rendendo possibile questo tipo di modello di business

Limitare il potenziamento della rete utilizzando stoccaggio in batterie

- 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

Megabatteria Walenstadt I



I fatti

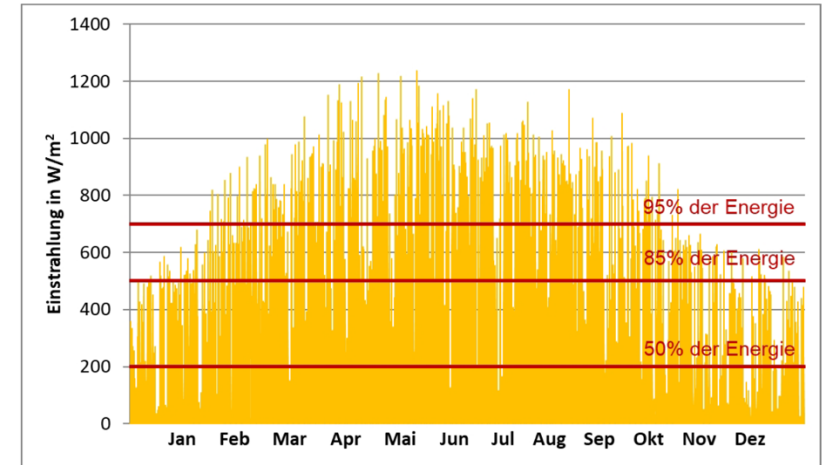
- ☑ Potenza: 4 MW
- ☑ Inverter: 2x SMA MVPS
- ☑ Capacità: 5 MWh
- ☑ Batterie: 14x CATL EnerOne (LFP)
- ☑ Avviamento in nero e capacità off-grid
- ☑ Messa in servizio: ottobre 2023

Breve descrizione

Tre sistemi di accumulo identici sono stati realizzati in un sito a Walenstadt. Il sistema Walenstadt I viene utilizzato per servire la rete ed è sia black-start che in grado di funzionare in isola. Insieme al sistema Walenstadt II, il sistema Walenstadt I è in grado di rifornire l'intera area di approvvigionamento delle opere idriche ed elettriche di Walenstadt con energia di riserva.

Riduzione forzata dell'iniezione da PV

- 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
- Genossenschaft Elektra, Jegenstorf, propone un prodotto simile, molto interessante...



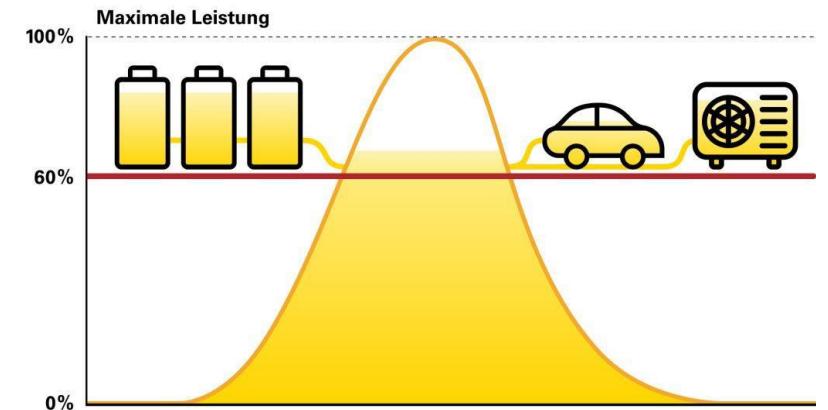
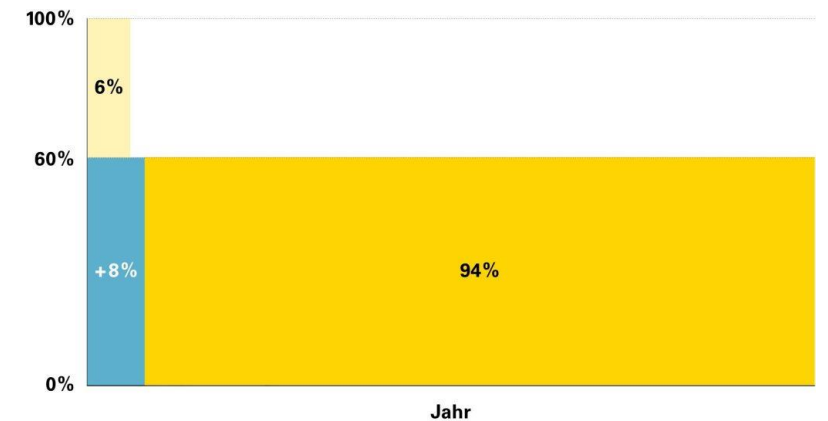
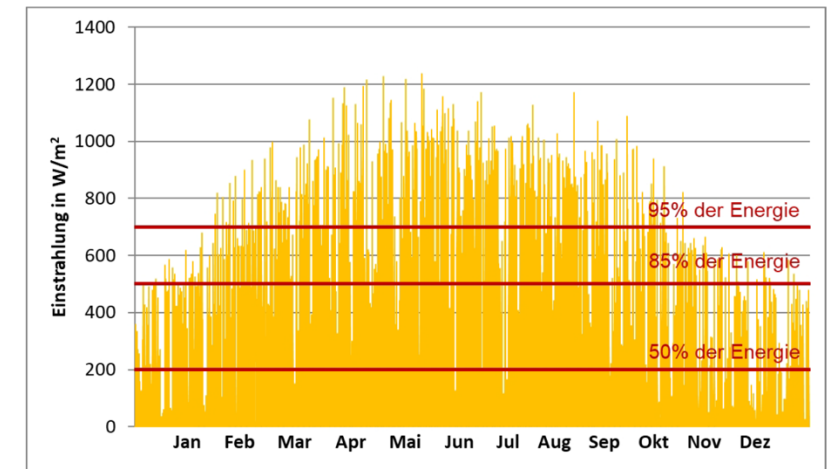
Soluzione ottima per CH CO₂ neutrale al 2050 secondo il Progetto FiPPS (Meteotest):

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

Riduzione forzata dell'iniezione da PV

elektra TOP-40

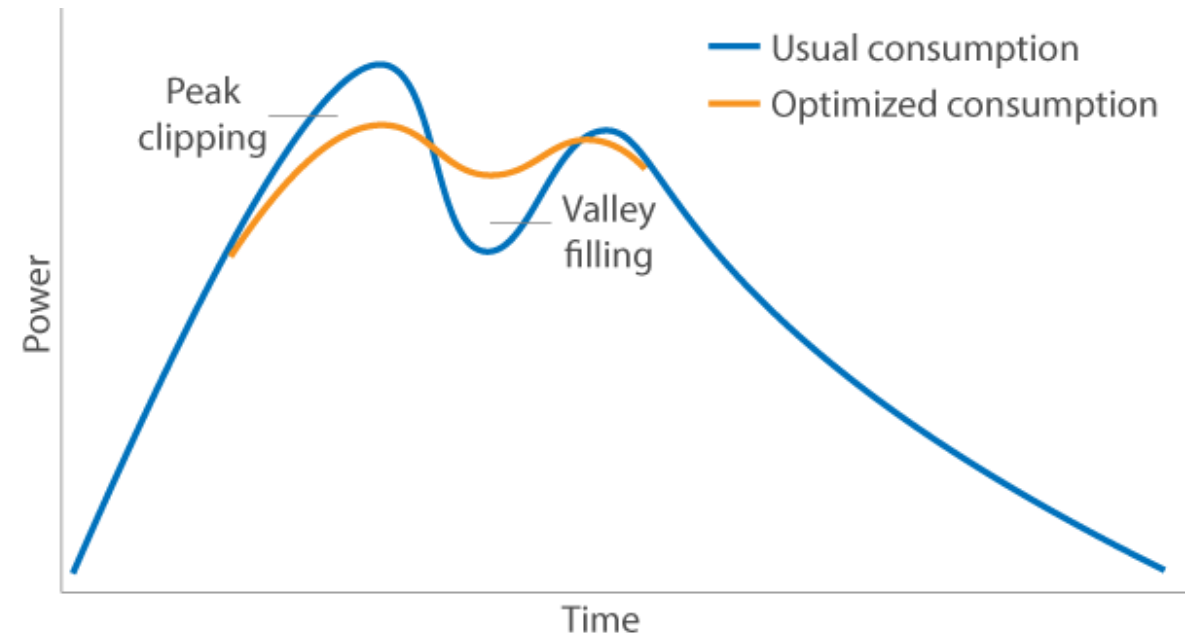
- Concetto di base: la potenza di picco fra 60% e 100% della potenza installata di un fotovoltaico rappresenta solo il 6% dell'energia prodotta annualmente
- Per limitare l'immissione per evitare problemi alla rete, l'iniezione in rete viene limitata al 60% della potenza nominale dell'impianto PV
- Si riceve un compenso più alto dell'8% sulla base della tariffa di ripresa di Elektra (a prescindere dall'ente a cui si vende l'elettricità)
- Invece di buttare l'energia prodotta quando si ha un consumo eccessivo, la si può autoconsumare o immagazzinare (il limite è sull'immissione in rete non sulla produzione)



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 (RCP, RCP virtuali e CEL)**

- 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 introduce la comunità locali di energia elettrica e le RCP virtuali

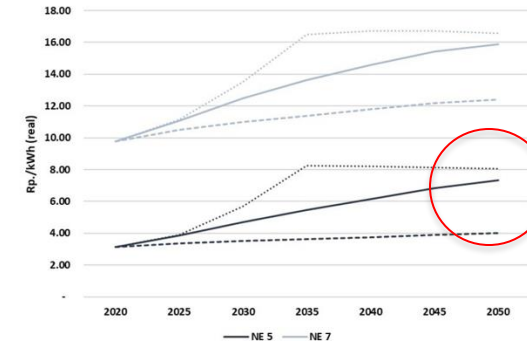


Bild 3.61 Entwicklung der durchschnittlichen Endverbraucherpreise der NE 5 und NE 7 in den Szenarien WWB (gestrichelte Linie), ZERO Basis und PV Ständerat (gepunktete Linie), (real zu Preisen 2020)

– 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.

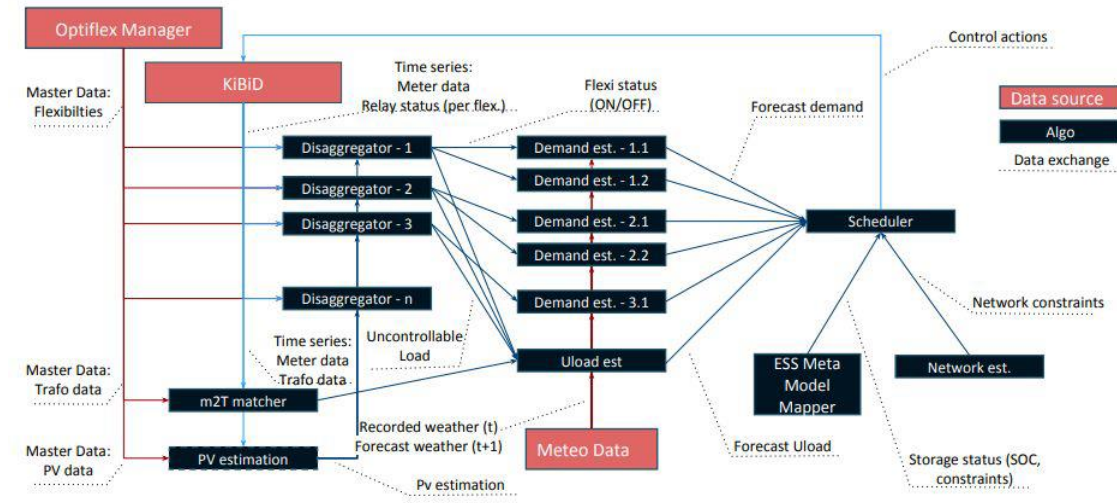
⁶ Il Consiglio federale disciplina i dettagli, in particolare le relazioni reciproche tra i partecipanti alla comunità e la ripartizione dei costi cagionati dall'amministrazione e dalla distribuzione tra il gestore della rete di distribuzione, la comunità e i partecipanti a quest'ultima.

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

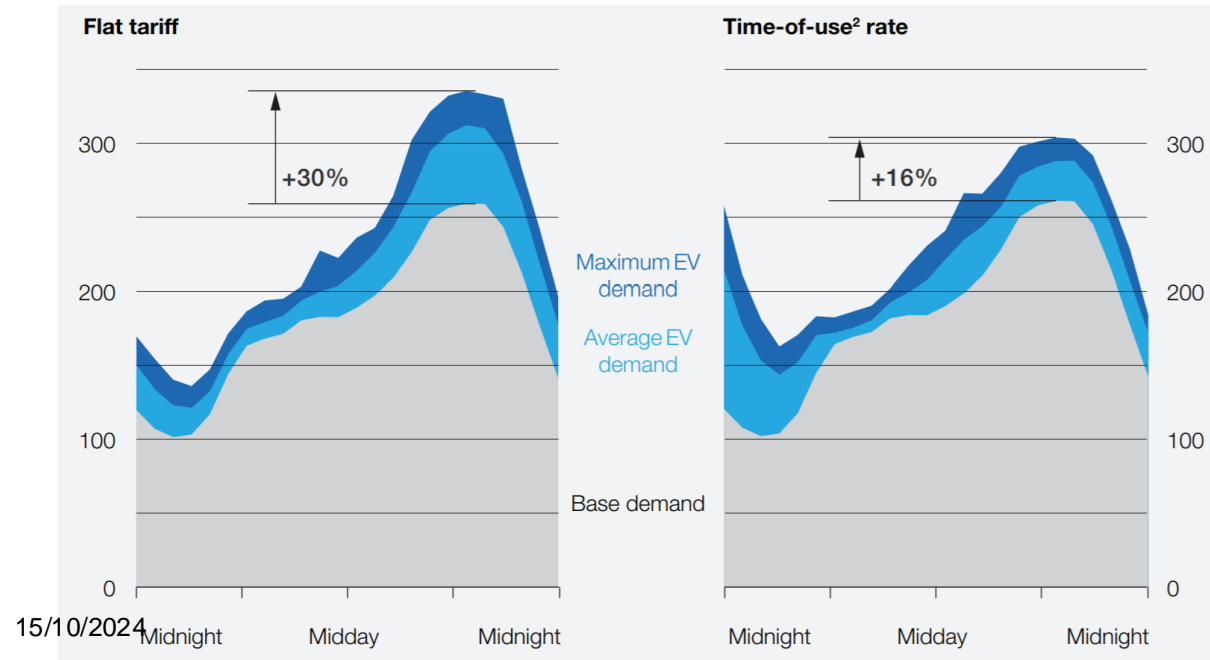
Esempio progetto OPTIFLEX:

- 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



▼ Tariffe dinamiche (OAEI Art. 18)

Prima

Art. 18 Tariffe per l'utilizzazione della rete

...

³ I gestori di rete **devono** offrire ai consumatori finali del gruppo di clienti di base una tariffa per l'utilizzazione della rete con una componente di lavoro non decrescente (ct./kWh) almeno del 70 per cento.

⁴ I gestori di rete **possono** proporre loro altre tariffe per l'utilizzazione della rete; ai consumatori finali con misurazione della potenza possono offrire anche tariffe con una componente di lavoro non decrescente (ct./kWh) inferiore al 70 per cento. —> opt-in

Dopo

Art. 18a Tariffe per l'utilizzazione della rete del livello di bassa tensione

...

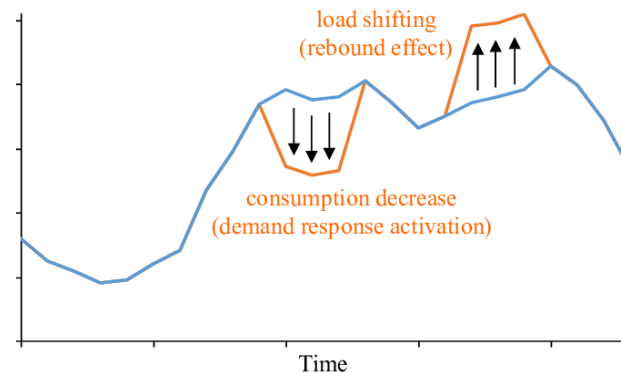
² Per la definizione della tariffa standard del gruppo di clienti di base i gestori di rete hanno a disposizione i tre seguenti modelli tariffari:


- tariffe con una componente di lavoro non decrescente (ct./kWh) pari ad almeno il 70 per cento;
- tariffe dinamiche per l'utilizzazione della rete;
- tariffe con una componente di lavoro non decrescente (ct./kWh) pari ad almeno il 50 per cento e una componente variabile di potenza (ct./kW) il cui ammontare si basa sul carico di rete.



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 flessibilità 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



sweet
EDGE

B
H
Basler Fachhochschule
Basel University of Applied Sciences

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!