



CAMERA DI COMMERCIO
PADOVA
il futuro a portata di impresa



PADOVA 2030
CITTÀ A ZERO EMISSIONI



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA



Le comunità energetiche e il mondo delle imprese: sfide e opportunità

CER: Aspetti tecnici e operativi

MASSIMILIANO COPPO

**Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Padova
Centro Studi di Economia e Tecnica dell'Energia «Giorgio Levi Cases»**

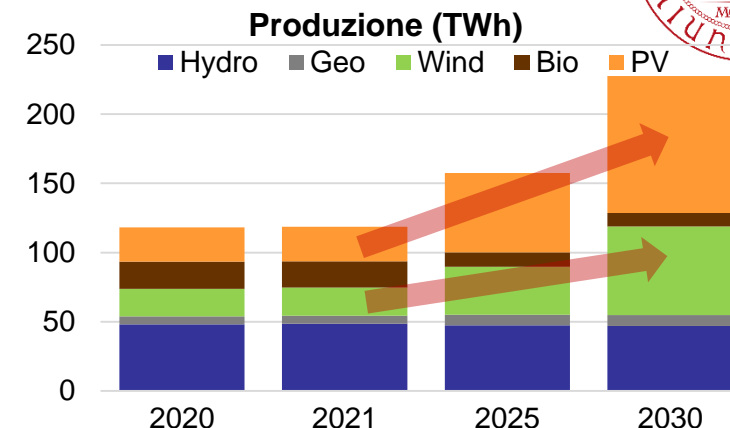
Lo stato della transizione energetica italiana



Il settore elettrico è la chiave per il raggiungimento degli sfidanti obiettivi al 2030 e oltre

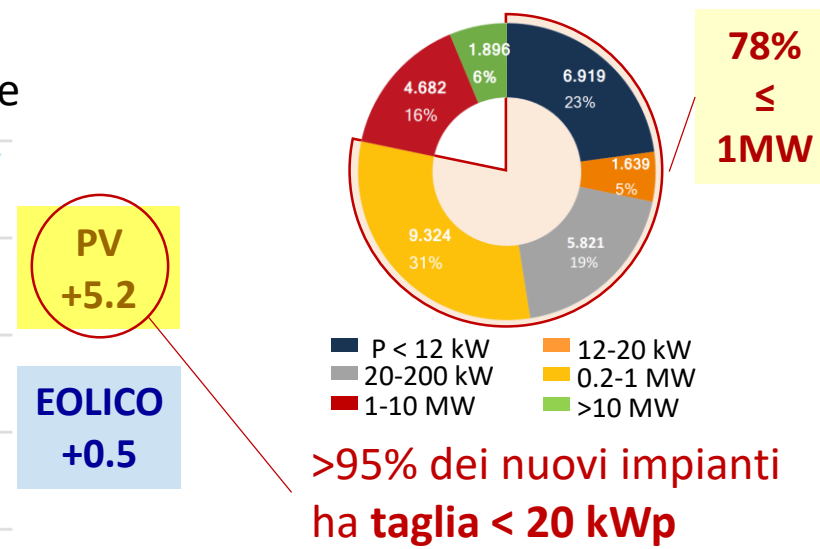
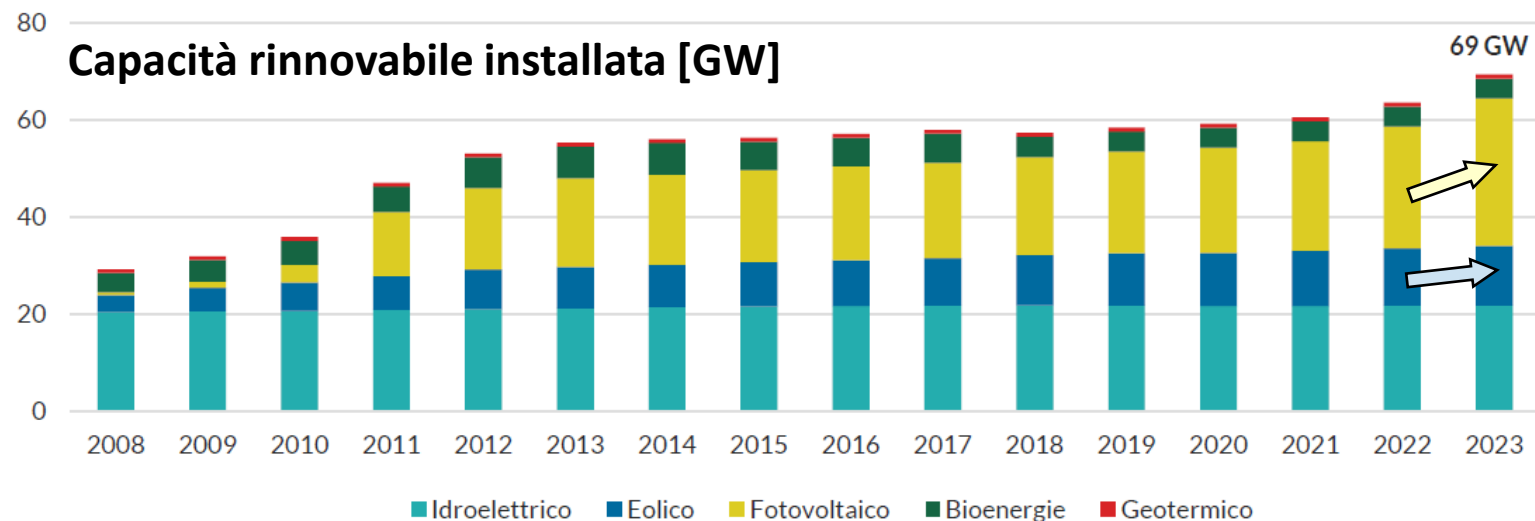
Obiettivi del PNIEC 2023 per il 2030:

- Consumi elettrici coperti da rinnovabili: 36% → 65% **+81%**
- Capacità eolica installata: 11.3 → 28.1 GW **+149%**
- Produzione eolica: 20.3 → 64.1 TWh **+216%**
- Capacità fotovoltaica installata: 22.6 → 79.9 GW **+254%**
- Produzione fotovoltaica: 25.0 → 99.1 TWh **+296%**



Maggior elettrificazione dei consumi finali è prevista, specie per **riscaldamento/raffrescamento edifici e mobilità** (veicoli elettrici: **0.2 M** nel 2023 → **6.6 M** nel 2030)

La **generazione distribuita** è già un tema chiave della transizione e pone nuove sfide

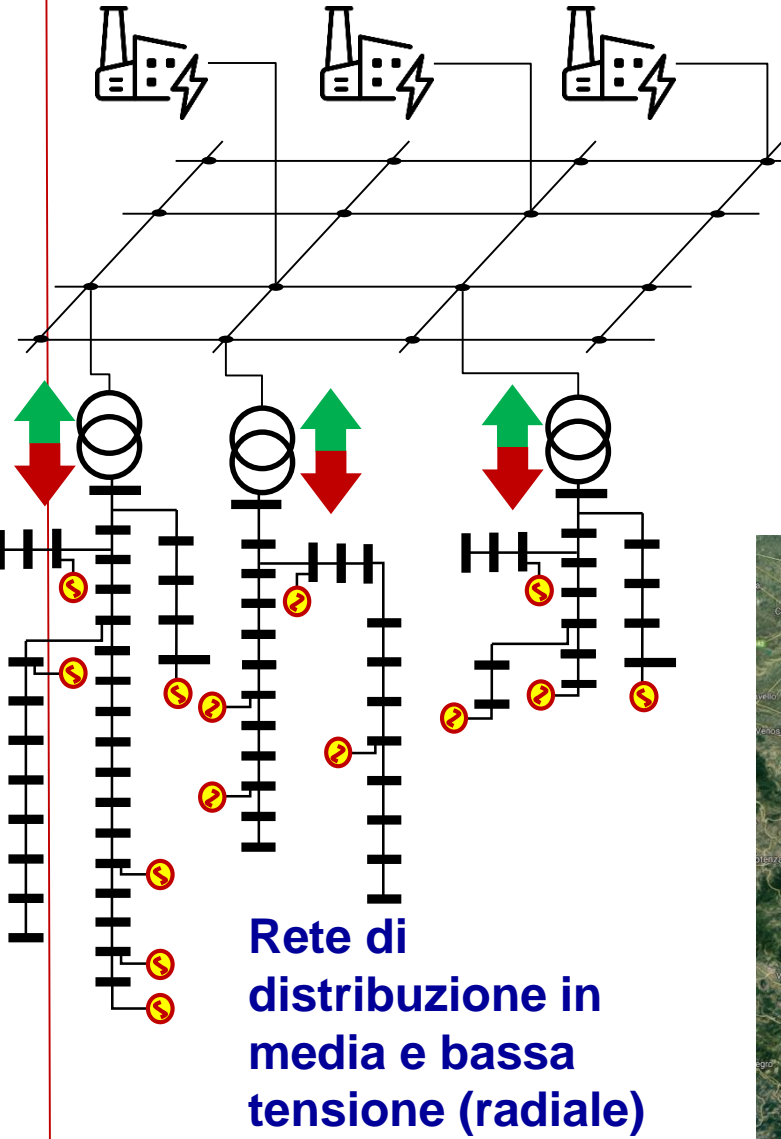


>95% dei nuovi impianti ha taglia < 20 kWp

Generazione distribuita: risorsa da gestire

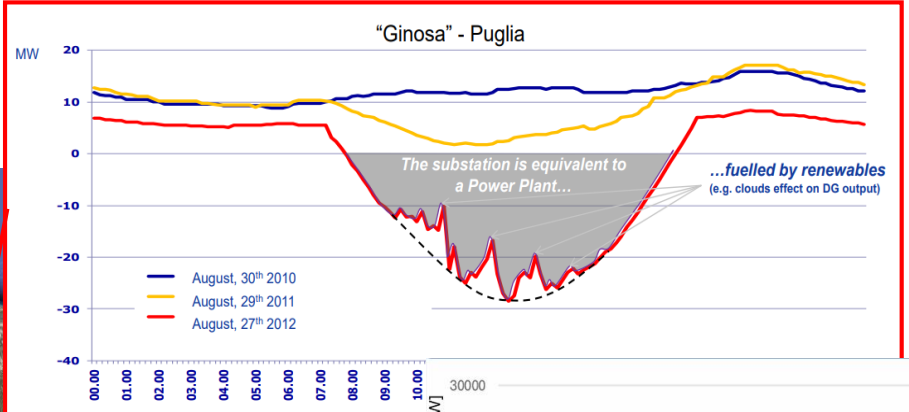


Generazione distribuita :
 Elevato numero di impianti +
 di piccola taglia (i.e. non abilitati a fornire servizi ancillari) +
 con forte dipendenza da condizioni esterne e non programmabili =
Costi di gestione della rete più elevati !

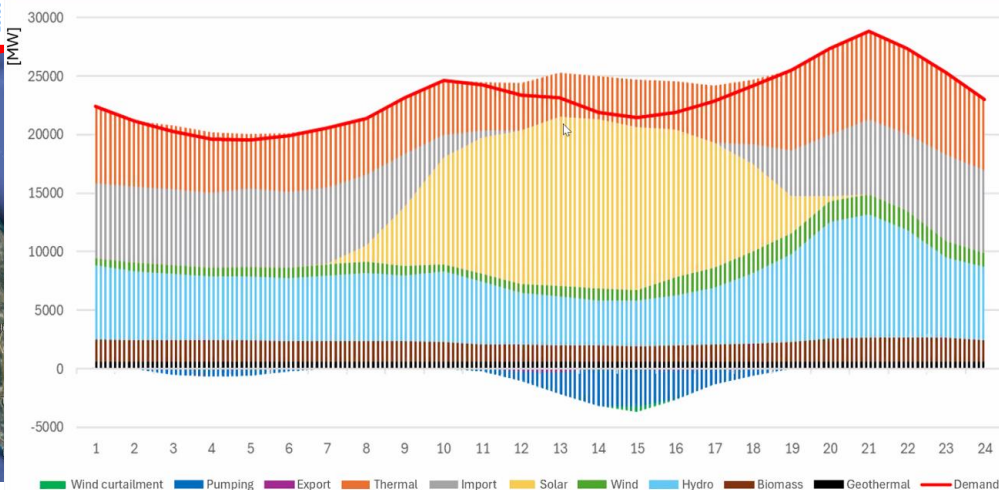
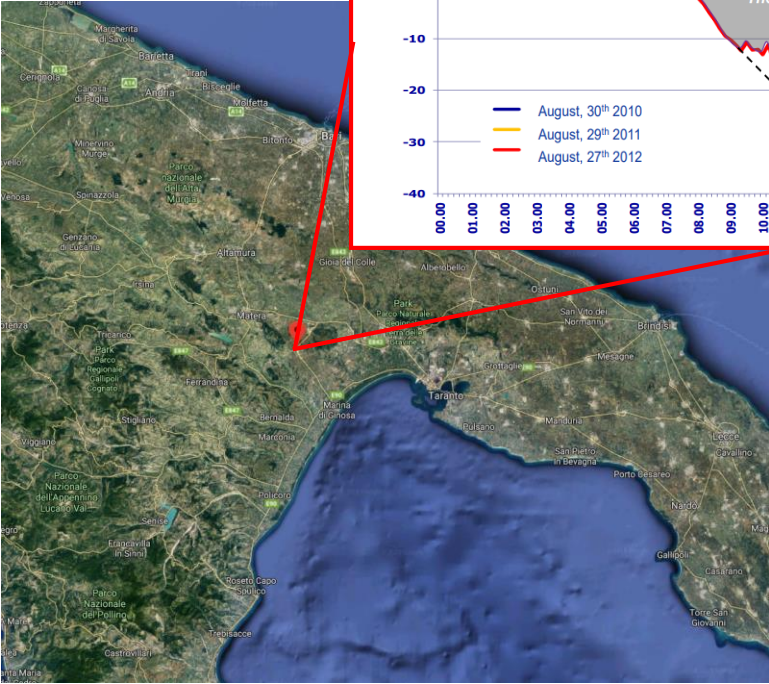


Rete di trasmissione in alta tensione (magliata)

Rete di distribuzione in media e bassa tensione (radiale)

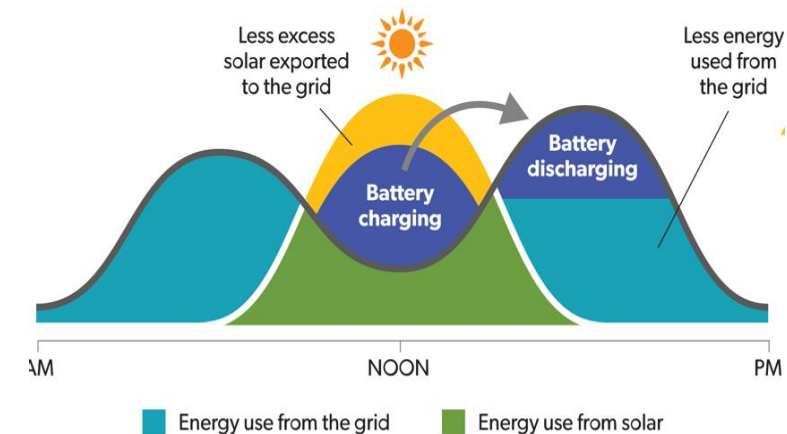
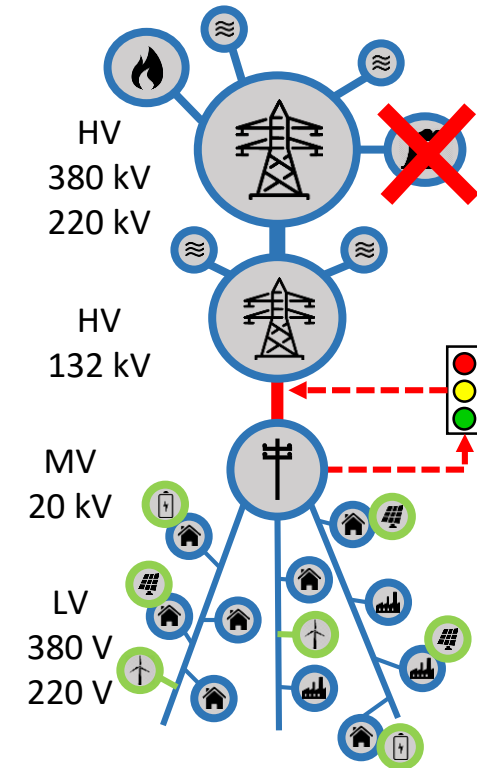
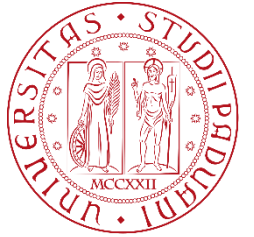


Stima della domanda più difficile ↴
 richiede maggiori margini di riserva nel sistema elettrico



Le sfide della transizione energetica

- **Più impianti rinnovabili = Più stress sul sistema elettrico**
 - Rete AT: investimenti per 21 B€ previsti da Terna nel piano decennale (11 B€ nel progetto «hypergrid» per potenziare connessione N-S)
 - Maggiore disponibilità di rinnovabili
 - ritiro di capacità termoelettrica (programmabile)
 - Produzione da rinnovabili solitamente concentrata in poche ore e non contemporanea ai profili di carico
- **Necessità di aumentare la «hosting capacity»**
 - «Smart grids» locali (automazione)
 - Sistemi di accumulo (sia centralizzato che decentralizzato)
 - Gestione delle infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici
 - Incremento della «demand response» tramite gestione del carico (Energy Communities)
- **Riforme nel mercato elettrico**
 - Maggiore risoluzione dei mercati energetici per consentire gli adeguamenti da parte degli operatori
 - Apertura del mercato dei servizi a risorse di piccola taglia (sia direttamente che tramite aggregazione)



Autoconsumo collettivo e CER

Soggetti che possono costituire una comunità energetica

- Persone fisiche
- PMI
- Enti territoriali comprese le amministrazioni comunali
- Enti religiosi, di ricerca e del terzo settore
- Non è al momento possibile la partecipazione di industrie di ampia dimensione
→ Futura estensione dello strumento su livelli di potenza più elevati



Requisiti che devono rispettare gli impianti

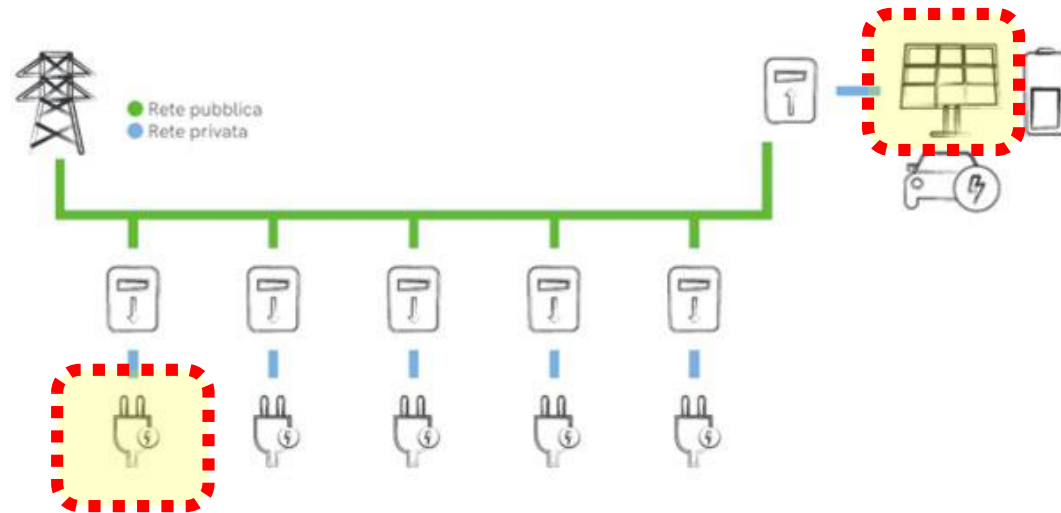
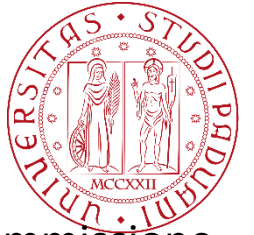
- Alimentati da fonti rinnovabili (sottesi alla stessa cabina primaria per le CER)
- Ogni singolo impianto con potenza inferiore a 1 MWp
- Entrata in esercizio successiva a 15/12/2021, data di entrata in vigore del D.L. 199/2021 (gli impianti esistenti a tale data possono essere inclusi nella comunità per una quota massima del 30% della potenza totale)
- La produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica non costituiscono l'attività commerciale principale dei soggetti della comunità energetica

Autoconsumo collettivo e CER

Tre modelli possibili:

1. Autoconsumatore individuale a distanza

- Presenza di almeno due punti di connessione alla rete pubblica, di cui uno in prelievo e uno in immissione

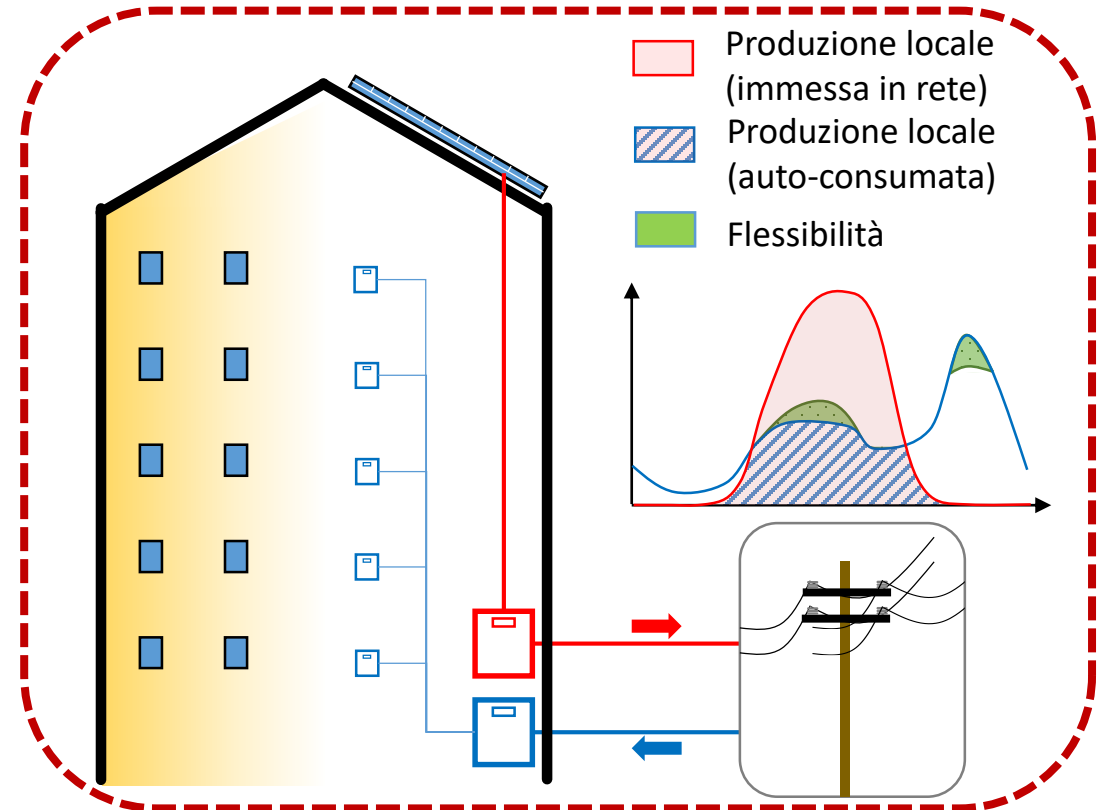
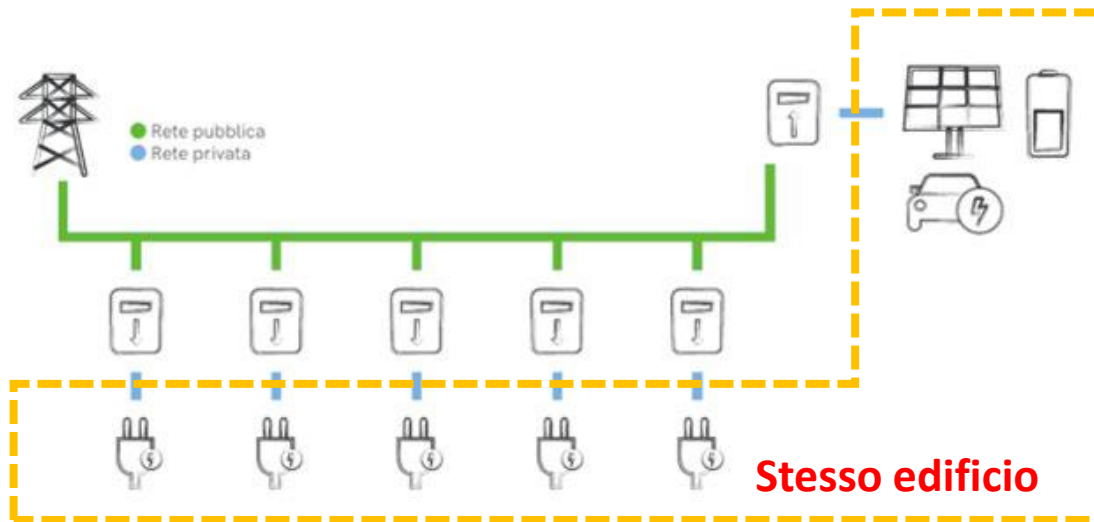
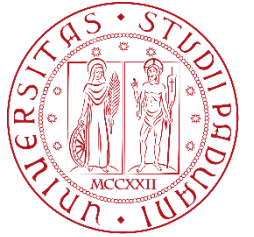


Autoconsumo collettivo e CER

Tre modelli possibili:

1. Autoconsumatore individuale a distanza
2. Gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente

- Aggregato di uno o più impianti di generazione che alimenta gli **auto-consumatori che si trovano nello stesso edificio**
 - Condominio
 - Centri commerciali
 - Aeroporti
 - ...

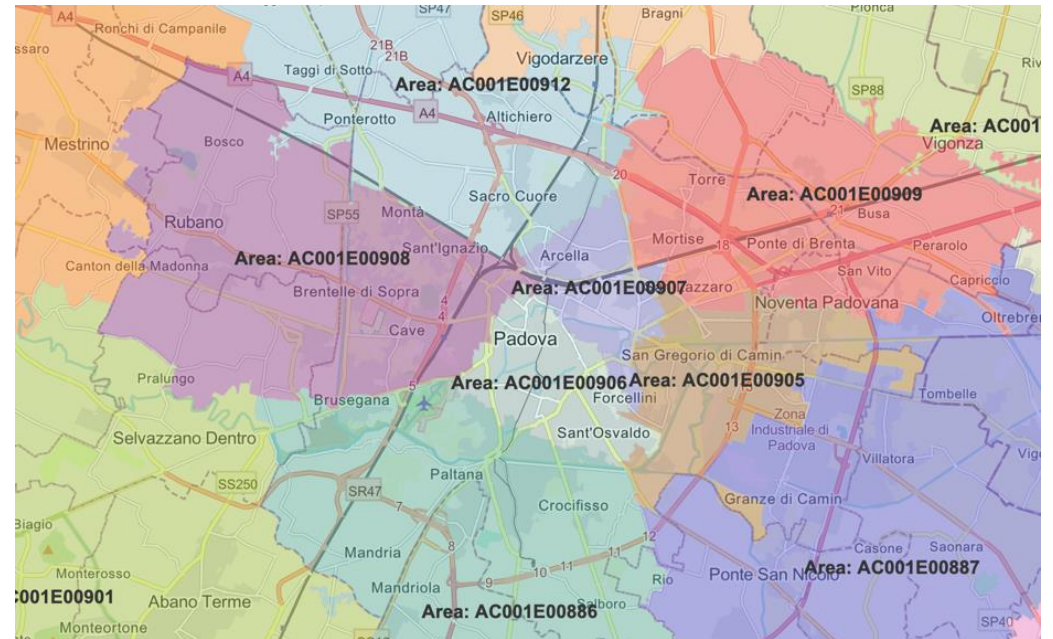
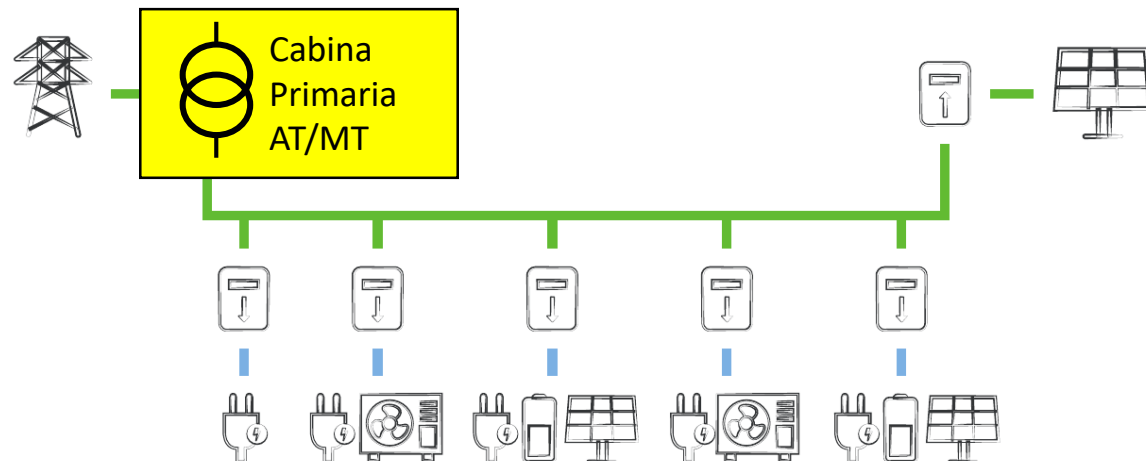


Autoconsumo collettivo e CER

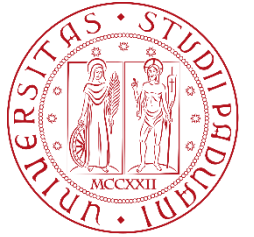
Due modelli possibili:

1. Autoconsumatore individuale a distanza
2. Gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente
3. Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)

- Punti di prelievo e di immissione sono ubicati nella **stessa area geografica limitata**, ovvero sottesi alla stessa cabina primaria di trasformazione AT/MT
 - Quartieri
 - Distretti industriali
 - Utenze pubbliche comunali
 - ...



Aggregato di utenti finali alimentati dalla stessa cabina primaria di trasformazione



Comunità energetiche: le misure principali



I singoli utenti mantengono le modalità attuali:

- I membri della comunità energetica mantengono le stesse strutture tariffarie sull'energia prelevata dal loro punto di consegna (contatore)
- Su tutta l'energia immessa in rete dai membri della comunità:
 - Ritiro dedicato (RID) al prezzo di mercato dell'energia

Inoltre, la quota di energia che viene contemporaneamente fornita alla rete e prelevata (collettivamente) dagli utenti della CE riceve:

Tariffa incentivante (per 20 anni)

Contributo in conto capitale (una tantum)

Restituzione oneri sistema

$$TIP_h = \frac{\{\min[CAP; TP_{base} + \max(0; 180 - Pz)] + FC_{zonale}\}}{K}$$

Componenti $TRAS_E$, BTAU, Perdite rete

Pz	Prezzo zonale sul mercato elettrico
F	Parametro legato a contributo in conto capitale

Zona geografica	FC_{zonale} €/MWh
Nord	10
Centro	6
Sud	0

Potenza	TP_{base} [€/MWh]	CAP [€/MWh]	K [€]
$P \leq 200$ kW	80	120	1200 (1500 se $P \leq 20$ kW)
200 kW < $P \leq 600$ kW	70	110	1100
$P > 600$ kW	60	100	1050 (<1 MW)

Tariffa trasmissione $TRAS_E$: 10.57 €/MWh
Tariffa distribuzione BTAU: 1.12 €/MWh (*)
Perdite di rete evitate: 2.6 % (autoconsumo) (*)

* solo per gruppi di autoconsumatori collettivi

Comunità energetiche: l'attuale sviluppo

DM «CACER» (MASE) del 24:



Tariffa incentivante	Contributo in conto capitale
Totale capacità incentivata: 5 GW (entro 31/12/2027)	Totale contributo: 2.2 B€ (richiesta entro 31/03/2025 – entrata in servizio impianti entro 30/06/2026)

- 168 iniziative
- 46 realizzate
- 23.5% impianti <30 kW
- Potenza media impianti: 60 kW
- 58% promosse da ente pubblico
- 21% promosse da soggetti specializzati
- 9% promosse da privati

	CE residenziale	CE industriale
Finanziamento e sostenibilità	Pay Back Time \approx 9 anni in caso di finanziamento autonomo	Pay Back Time \approx 5-6 anni in caso di finanziamento autonomo
Strumenti di misura	Costo sproporzionato rispetto ai benefici	Minore impatto economico all'interno del business model
Metodologie di ottimizzazione	Massimizzazione autoconsumo aggregando utenze energivore	Equilibrio tra dimensione impianti installati rispetto alla loro potenza/localizzazione
Benefici	Beneficio sociale > beneficio economico	Il profitto economico che guida l'ottimizzazione



■ 1 - 3 ■ 4 - 6 ■ 7 - 10 ■ 11 - 28

Energia condivisa: solo localmente?

- Esiste un tema legato all'incertezza nelle regole di gestione della CER e nel ritorno economico per i partecipanti
- Nuove opportunità grazie a maggior «digitalizzazione» dell'energia
- Esempio: startup **Ripple Energy** (UK)
 - Acquisto di quote di parchi eolici
 - Utility rilevano le quote di energia dei partecipanti e le scambiano con crediti direttamente in bolletta
- Esempio: progetto **ebitts** (Enel-Conio)
 - Possibilità per utenti finali di prendere parte a investimenti nel settore delle energie rinnovabili
 - Creazione di «token box» diversificate: quote virtuali di impianti PV e Eolici
 - Vantaggi direttamente in bolletta

11/02/2025



Servizio Energia

Investire in fonti rinnovabili con il crowdfunding energetico

Possibile diventare azionisti di impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici, con ritorni dal 4 al 7% e contribuire alla decarbonizzazione dell'Italia. Per partecipare può bastare anche una quota di 100 euro

di Alexis Paparo
22 dicembre 2022



Part-own a wind farm

A win for you, a win for the climate, and a win for green energy

OWN

your personal source of green electricity

POWER

your home or business sustainably

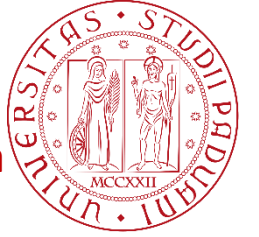
SAVE

on your energy bills for decades

POWERED BY
enel
ebitts

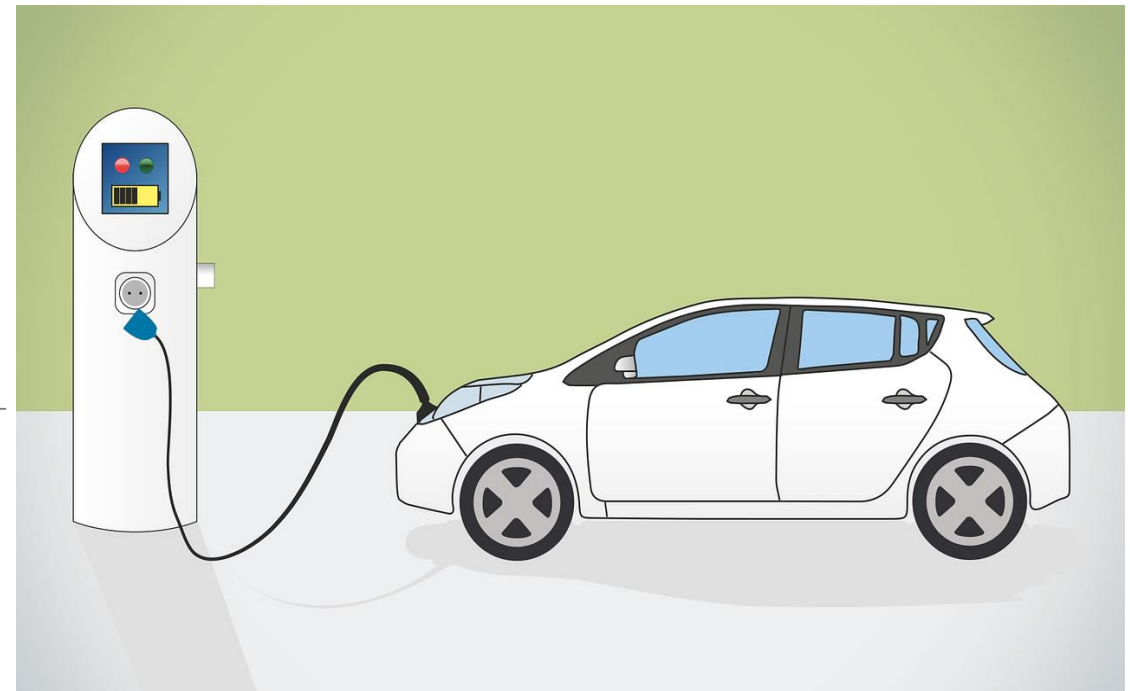


Electric mobility



- In un futuro prossimo caratterizzato da una crescente diffusione dell'auto elettrica, i **dispositivi di ricarica** (colonnine di ricarica) saranno anche in grado di fornire servizi di regolazione agendo in modo aggregato
- L'**energia immagazzinabile**, anche se non costantemente messa a disposizione della rete, potrebbe essere piuttosto elevata e paragonabile alle dimensioni degli impianti utility-scale.

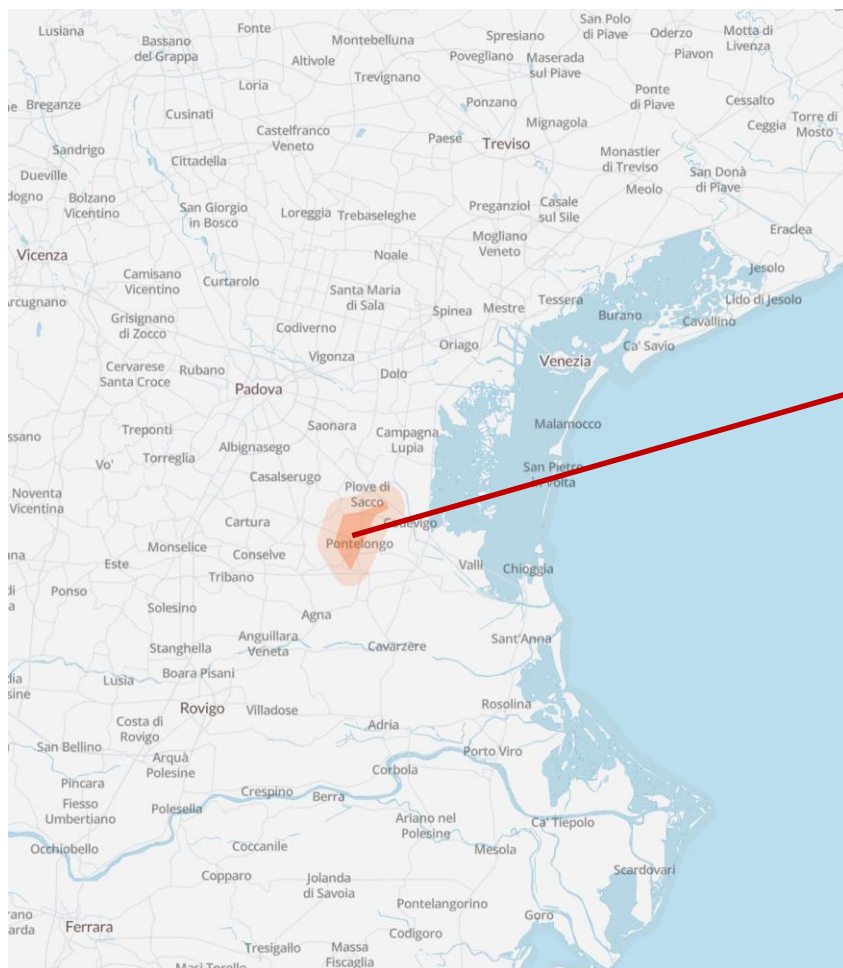
- *Esempio: diffusione di circa il 10% di autovetture in circolazione in Italia (circa 5,5 M su 55 M)*
 - *Autonomia media di 300 km (60 kWh)*
 - *10% di auto collegate a colonnine di ricarica*
-
- *Capacità disponibile di circa **26 GWh**, considerando un margine del 20% per evitare l'esaurimento della capacità delle batterie*



Mercati locali di flessibilità



- In Italia sono in fase di sperimentazione nuovi meccanismi di **mercato locale della flessibilità**:
 - Progetto EDGE
 - Progetto Romeflex



FASE DI GARA

Apertura: 2 apr 2025 07:00 CEST
Chiudi: 4 apr 2025 16:00 CEST

Identificativo della gara: PD_PIOVEDISACCO_DV2025101

Tipo di potenza: Potenza attiva

Tipo di servizio: Altro

Prodotto di flessibilità: -

Direzione di fornitura richiesta: Riduzione della generazione / Aumento del consumo

Tensione al punto di connessione: 0,23 kV - 20 kV

Acquirente: E-distribuzione

Tipo di gara: Disponibilità e utilizzo

Validazione fornitore: _____

367.000,00 €
Budget annuo massimo

100,00 €/MW/h Prezzo per Disponibilità
200,00 €/MWh Prezzo per Utilizzo

PD_2025 - PD_GIORNO
2 MW, 765 ore disponibili

1 maggio 2025
Inizio Finestra di disponibilità

30 settembre 2025
Fine Finestra di disponibilità

12:00 - 17:00
Fascia di disponibilità

●●●●●●●●●●
Lun Mar Mer Gio Ven Sab Dom
Giorni richiesti

107
Stima attivazioni

5 ore
Stima tempo attivazione

535
Stima ore di utilizzo

2 MW
Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità

0,1 MW
Quantità richiesta per la fornitura

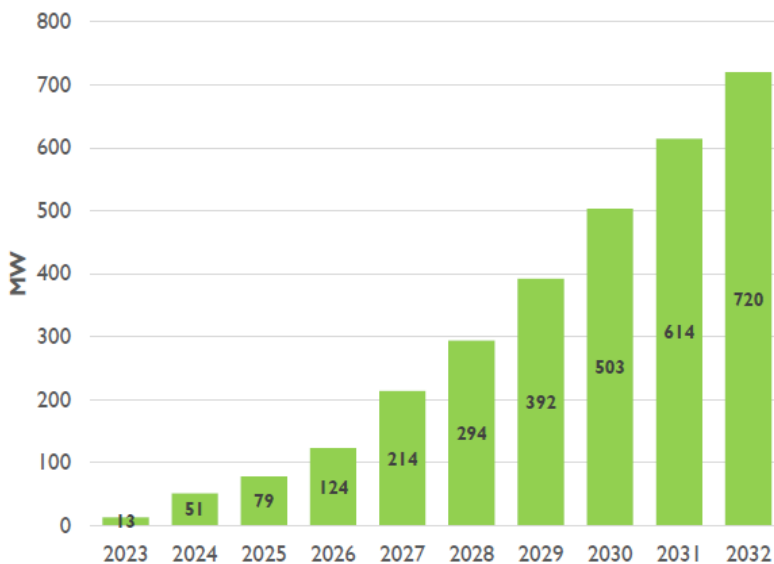
2 ore
Durata richiesta per la fornitura

5 ore
Durata richiesta nel perimetro di flessibilità

Mercati locali di flessibilità

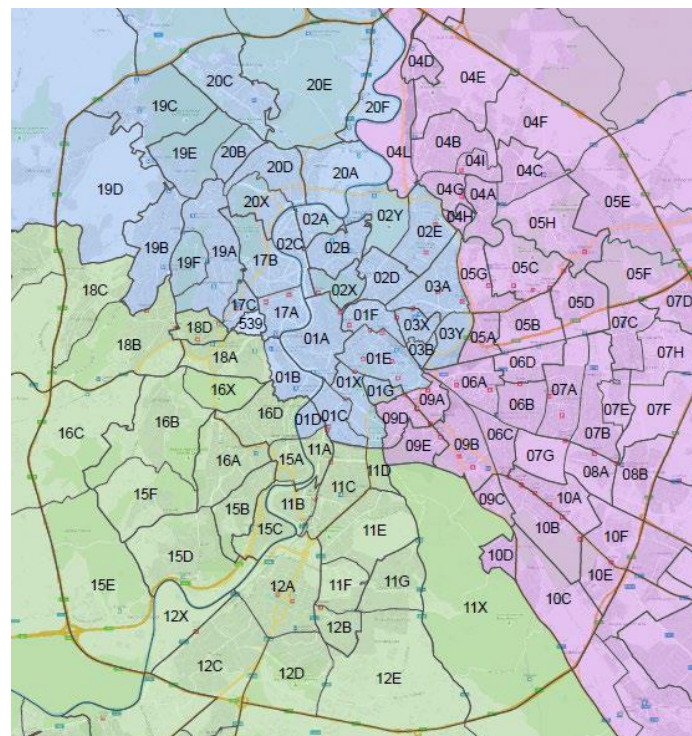


- In Italia sono in fase di sperimentazione nuovi meccanismi di **mercato locale della flessibilità**:
 - Progetto EDGE
 - Progetto Romeflex



Fabbisogno di flessibilità: la capacità

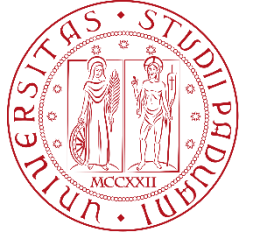
Principali asset che potranno soddisfare il fabbisogno di flessibilità su Roma:



Si prevede che siano necessari circa **250 GWh** di servizi di flessibilità nella rete di distribuzione nell'area di Roma.

- I servizi possono essere attivati in zone specifiche del territorio comunale
- Mercato di flessibilità locale:
 - Aste di capacità a termine
 - *Mercati a breve termine per attivazione delle risorse (Day-ahead, Intraday)*
- Servizi di flessibilità:
 - Regolazione della potenza attiva per risolvere le congestioni
 - Periodo di attivazione: 15 min
 - Taglia minima: 3 kW (iniezione/prelievo)
- Prima asta: novembre 2023
- Aste pilota a breve termine svolte nell'estate 2024

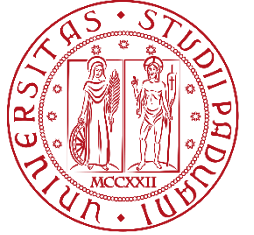
Le comunità energetiche OLTRE gli incentivi



- Ad oggi, il principale motore per lo sviluppo delle Comunità energetiche è l'incentivazione dell'**energia condivisa a livello locale**
- L'obiettivo generale è quello di aumentare la **reattività** degli utenti finali
- La **flessibilità** è l'elemento chiave per i gestori dei sistemi di distribuzione (DSO)

Permangono alcune criticità:

- Incertezza sulla disponibilità di produzione (e quindi sul ritorno economico)
- Abbattere i costi di gestione della CER
- Necessità di coinvolgere le utenze nella gestione della rete elettrica
- Necessità di meccanismi di remunerazione dei servizi da parte delle utenze distribuite



Massimiliano Coppo
massimiliano.coppo@unipd.it



Università degli Studi di Padova
DII Dipartimento di Ingegneria Industriale
Università di Padova
Via Giovanni Gradenigo 6A, 35131 Padova
<https://www.dii.unipd.it/>



Centro Studi di Economia e Tecnica dell'Energia "G. Levi Cases"
Università di Padova
Via Giovanni Gradenigo 6A, 35131 Padova
<http://levicases.unipd.it>