



we move
*r*search

La transizione energetica e l'adeguamento delle reti di distribuzione: punti aperti, costi e opportunità

Diana Moneta

Vice Direttore dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici

RSE e il supporto alla pianificazione del sistema energetico

**Tavolo
decarbonizzazione
Presidenza del
Consiglio**
2016



PNIEC 1.0
2019



- ✓ **Strategia Nazionale Idrogeno**
 - ✓ **Comitato Interministeriale Transizione Ecologica**
 - ✓ **Burden sharing regionale FER**
- 2021-2022**



PNIEC 2.0
2024



2017
**Strategia
Energetica
Nazionale**

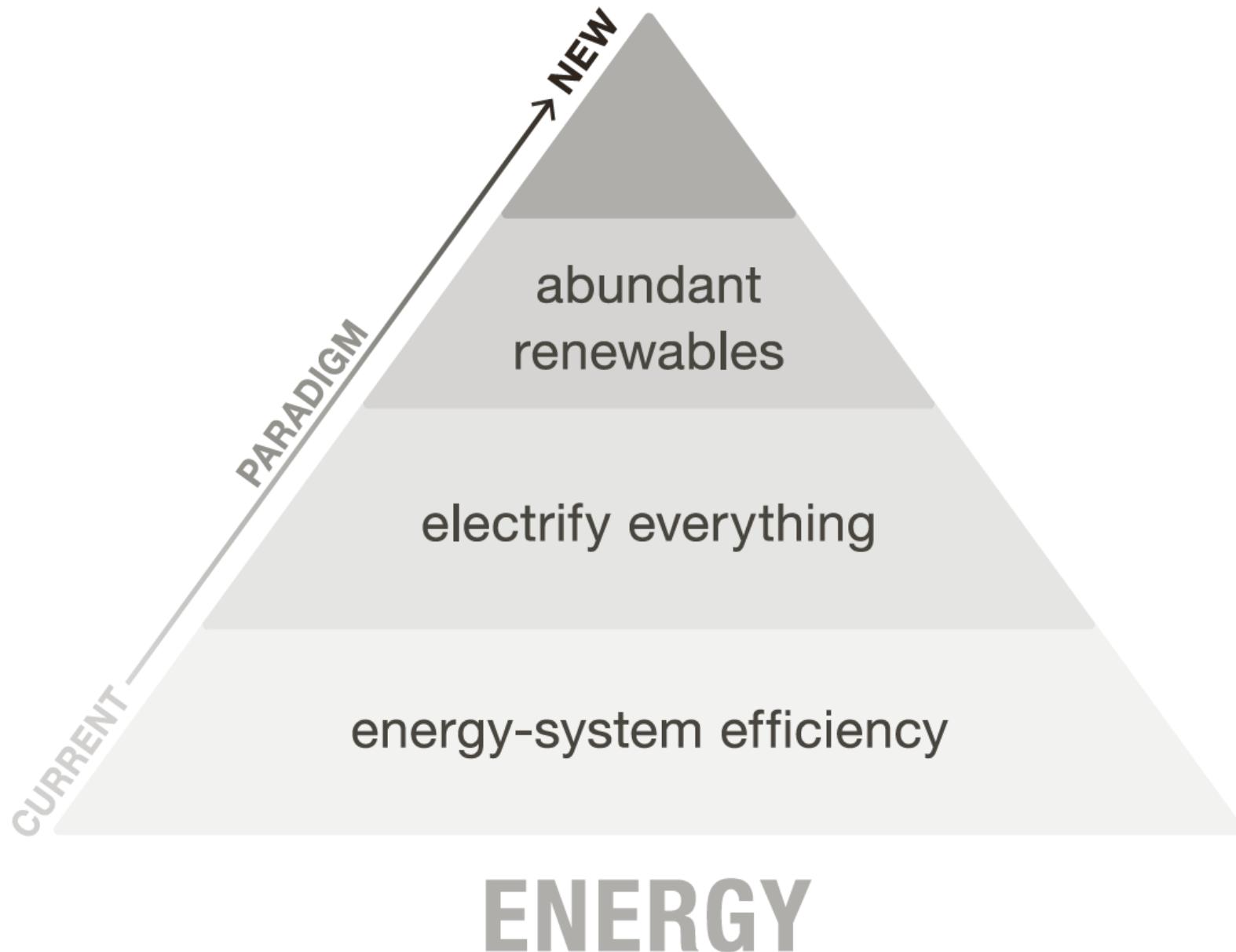


2020
**Long
Term
Strategy**



2023
**PNIEC 2.0
(draft)**

Gli scenari
non sono
previsioni

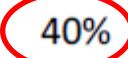


[E4ALL]

Obiettivi e risultati FER nello scenario PNIEC 2030 2.0


 bozza

Bozza inviata dal
Governo alla
Commissione nel
giugno 2023

Energie rinnovabili	Dato rilevato	PNIEC 2023: Scenario di riferimento	PNIEC 2023: Scenario di policy	Obiettivi FF55 RepowerEU
		2021	2030	2030
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia	19%	27%	40% 	38,4% - 39%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	8%	13%	31%	29% **
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento	20%	27%	37%	29,6% * - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	36%	49%	65% 	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato dell'industria	0%	3%	42%	42% *



a politiche correnti

* vincolante per lo Stato membro

** vincolante per gli operatori economici

Elementi chiave alla base dello scenario PNIEC 2030 2.0



Settore Residenziale e Terziario

- ✓ Ristrutturazione degli edifici: **3 milioni di abitazioni ristrutturate**, con **pompa di calore** come tecnologia principale di riscaldamento
- ✓ Installazione di **pompe di calore alta temperatura** in sostituzione di caldaie per **1,4 milioni di abitazioni non ristrutturate**
- ✓ **Elettrificazione** dei servizi **ACS** e **cottura cibi** nelle abitazioni con riscaldamento già elettrificato
- ✓ Efficientamento energetico degli **edifici pubblici**

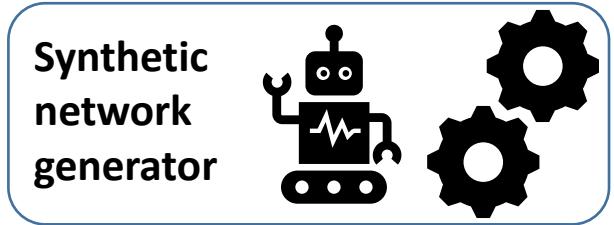
Settore Trasporti

- ✓ Veicoli elettrici: **4,3 milioni auto BEV + 2,3 milioni auto PHEV + 500mila veicoli commerciali leggeri BEV**
- ✓ Riduzione domanda di mobilità persone per incremento **smart working**
- ✓ **Shift modale** passeggeri / merci verso TPL / treno

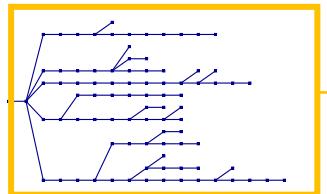
Settore Industria

- ✓ Incremento dell'**efficienza energetica** da potenziamento Certificati Bianchi e Industria 4.0
- ✓ Utilizzo della **Carbon Capture and Storage (CCS)** per **4 MtCO₂/anno**
- ✓ **3 GW di elettrolizzatori** per la produzione di idrogeno verde

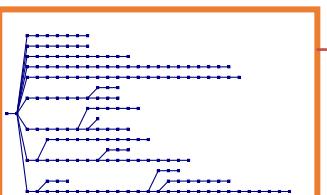
Sviluppo delle **fonti rinnovabili** elettriche, termiche e nei trasporti



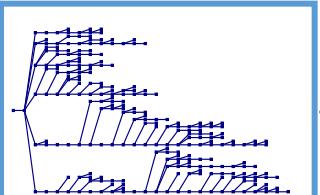
Intermediate network



Urban networks



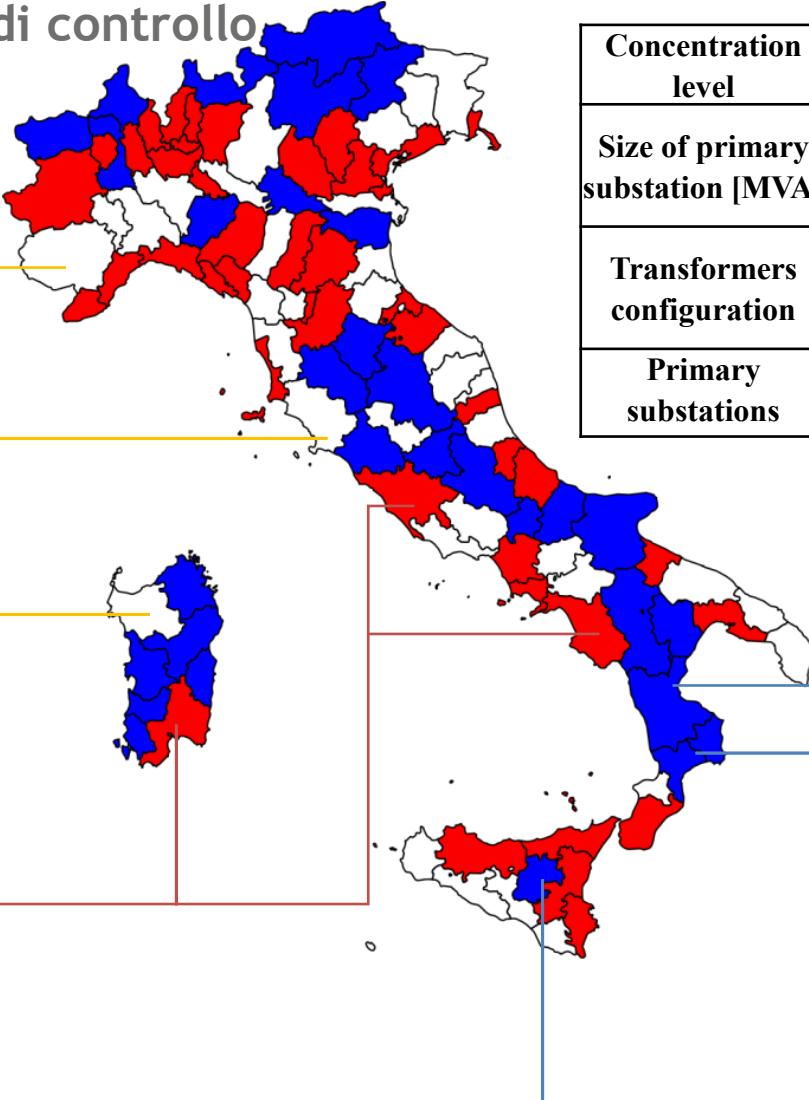
Rural network



Stima rinforzo reti distribuzione: *reti artificiali*

(SARA-Strumento Analisi Reti Attive)

Creazione reti, assegnazione Generazione distribuita e carico, profili; sistemi di controllo



12 giorni caratteristici (feriale/ sabato/festivo, primavera/estate/autunno/inverno)

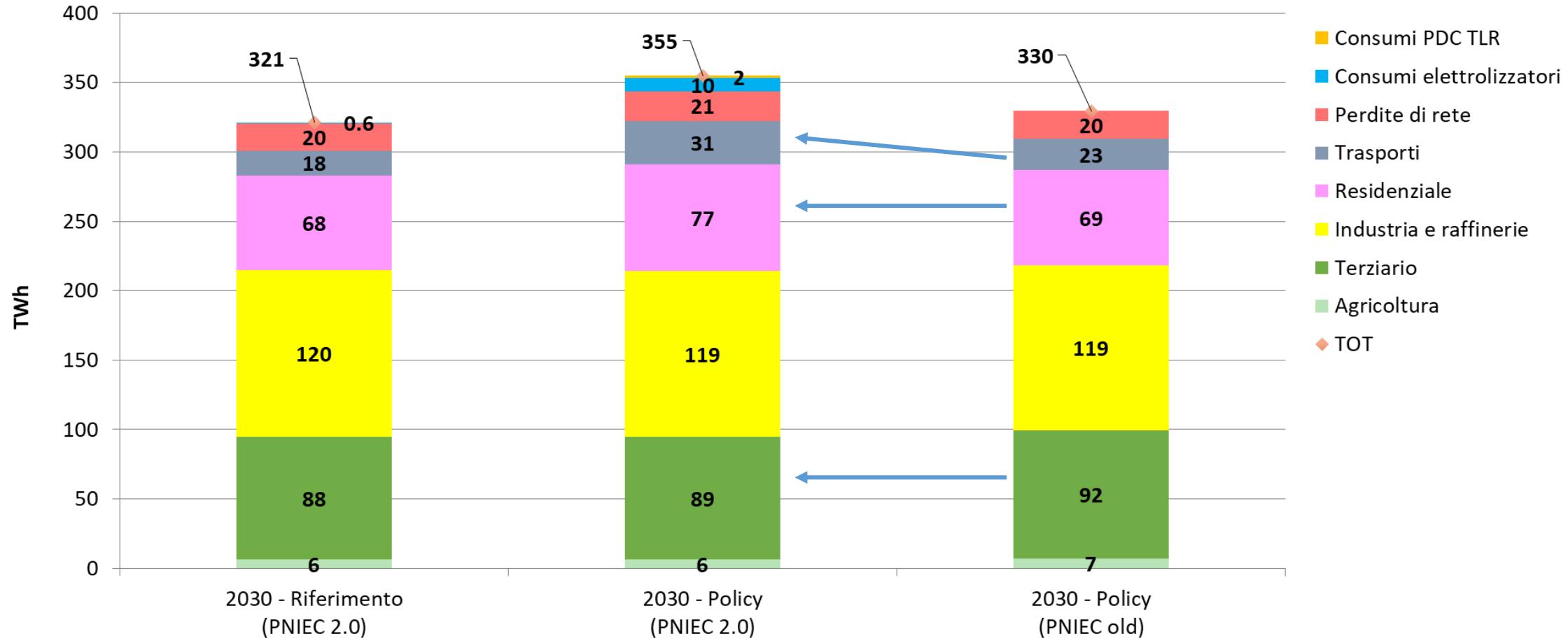
Modello *baseline* (3900 reti)
validato con dati pubblici



Scenari
carico, GD
(PNIEC old)

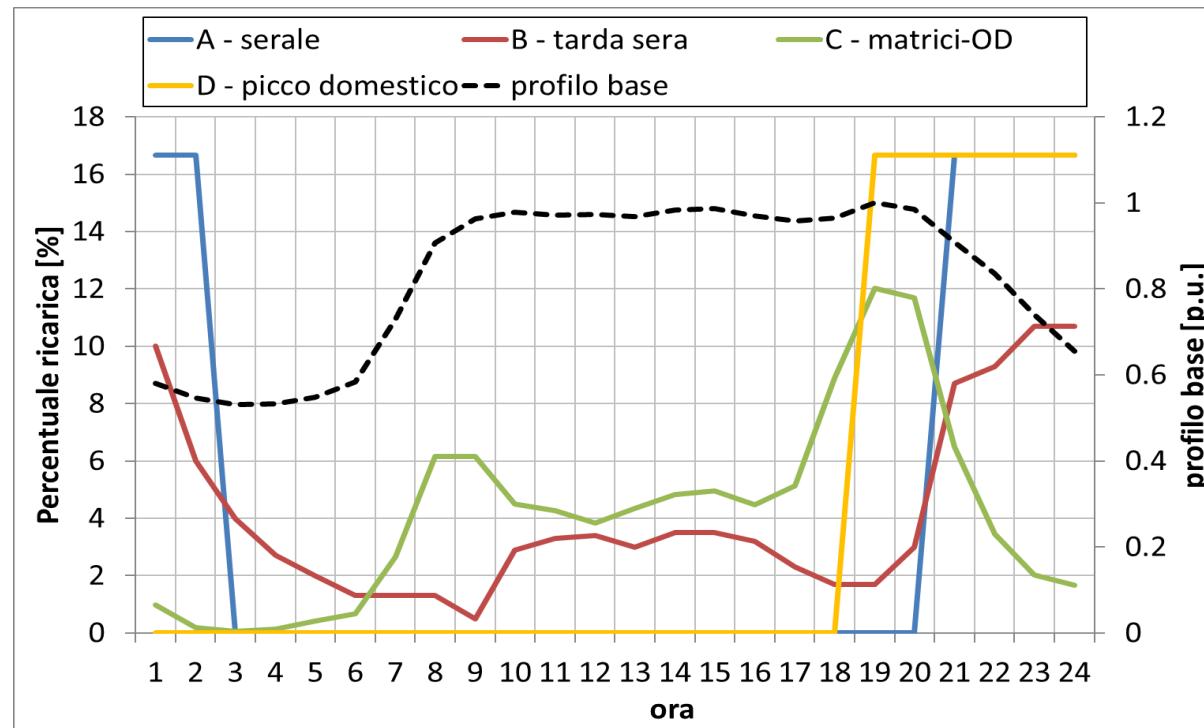


Richiesta di energia elettrica sulla rete



bozza

- penetrazione dei veicoli elettrici rispetto al parco circolante (limitazioni alla circolazione; correlazione tra % EV e il PIL pro capite dell'area)
- numero e tipologia delle infrastrutture di ricarica (lenta/accelerata/veloce...; presenza di box/posti auto privati, parcheggi di corrispondenza, ...)
- profilo di ricarica (percorrenza del veicolo, abitudini del guidatore, presenza di IdR private/accessibili al pubblico)



6 milioni di EV (BEV+PHEV) al 2030:
da un minimo di circa 240 M€
a un massimo di circa 2'040 M€
[aggiuntivo rispetto a BaU]

Risultati impatto veicoli elettrici - Rete MT

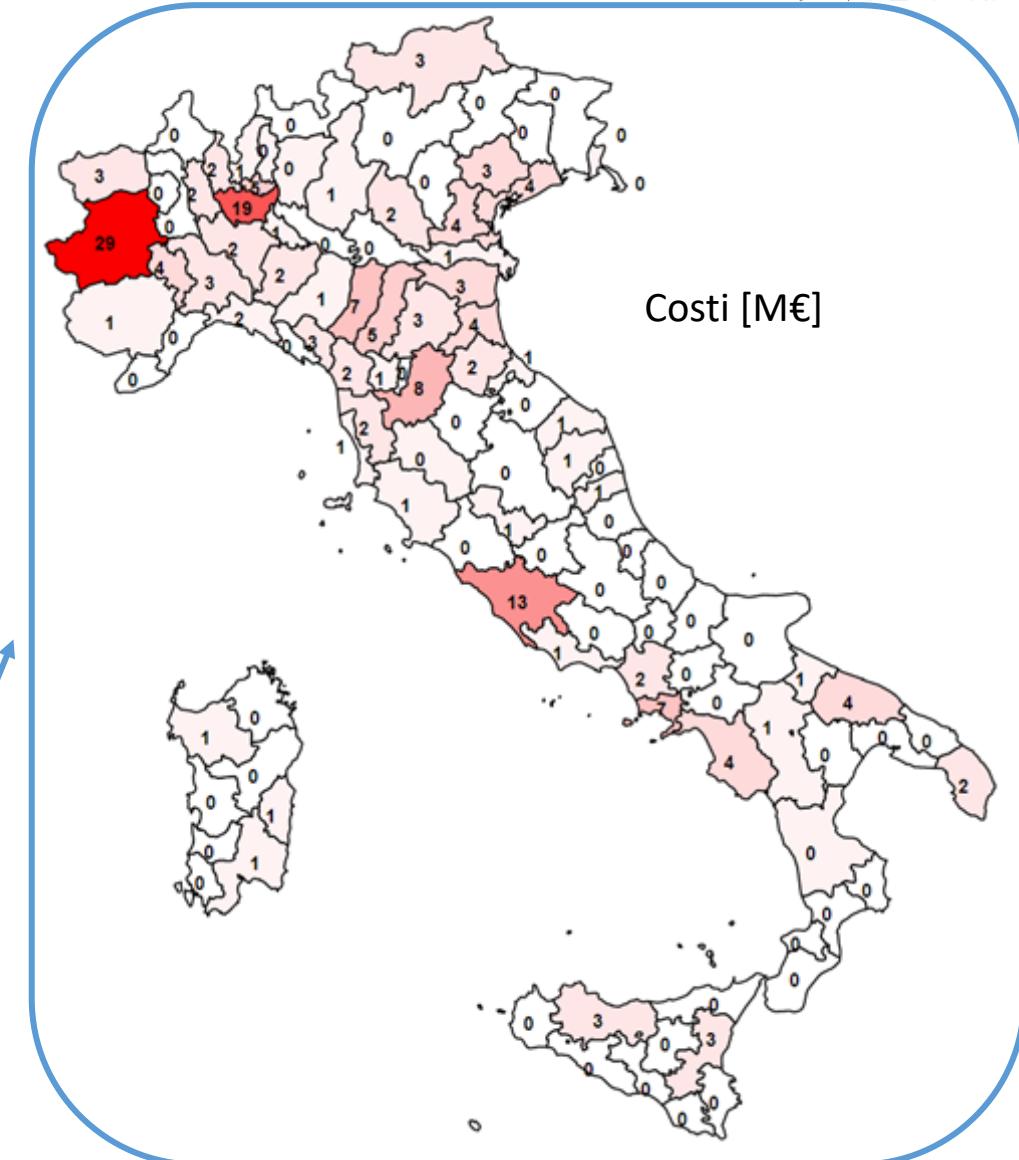
Ipotesi:

- Veicoli distribuiti in proporzione alle immatricolazioni
- Penetrazione 15% (PNIEC 1.0)
- Consumo giornaliero 5 kWh

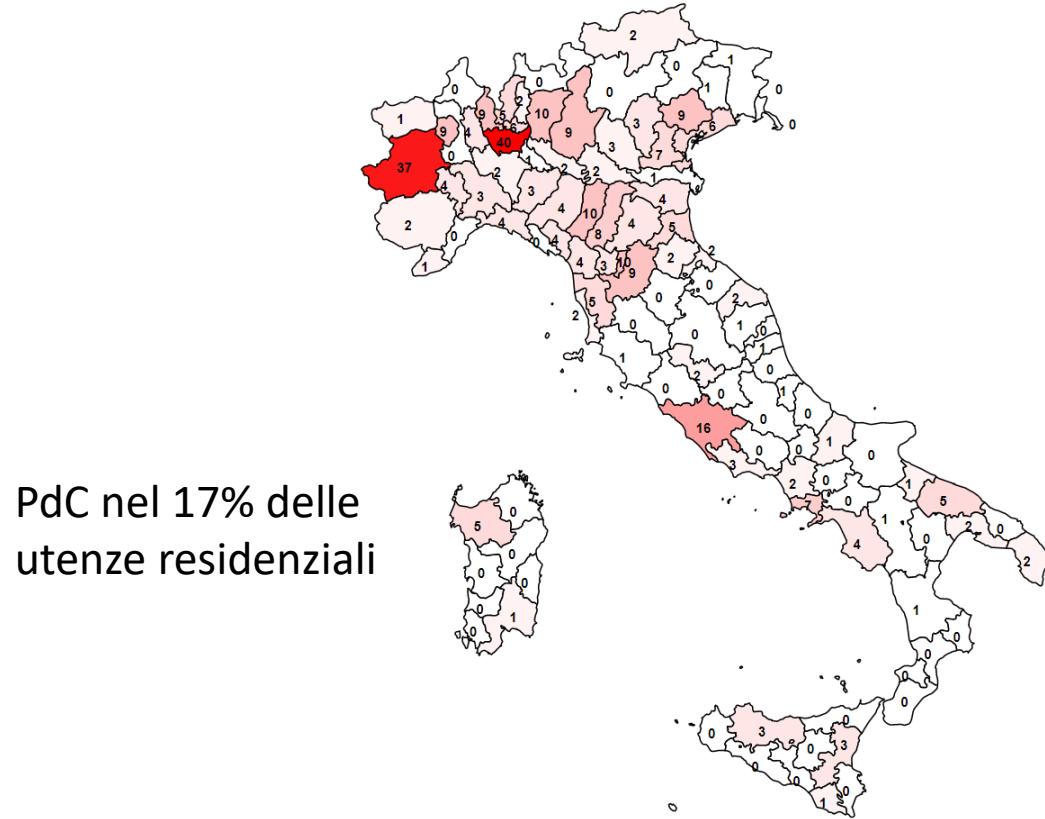
Risultati:

- I costi di rinforzo si concentrano nelle aree metropolitane
- L'impatto dipende fortemente dal profilo di assorbimento

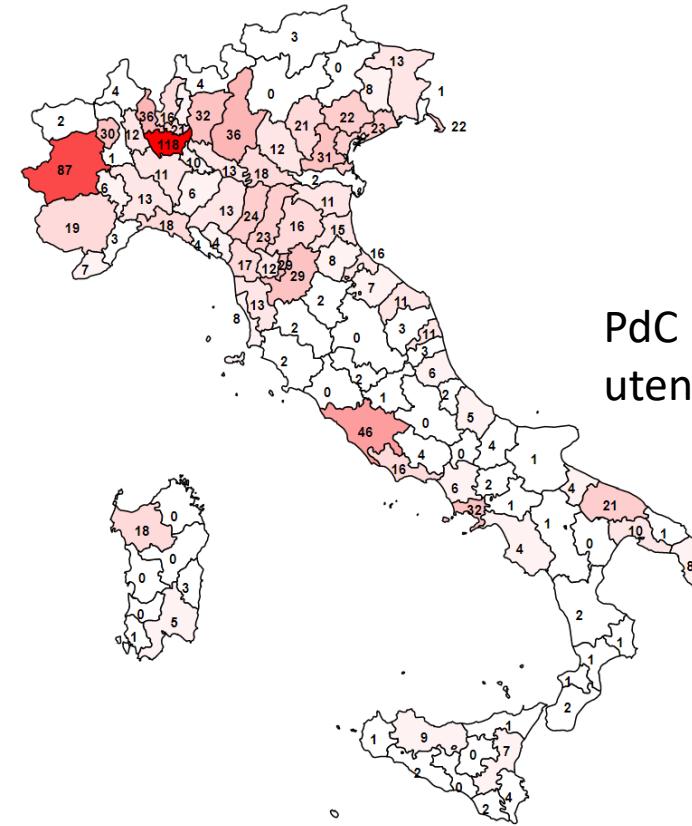
Profilo ricarica	Potenza di picco	Costi [M€]				
	[GW]	Trafo AT/MT	Linee MT per violazioni di corrente	Linee MT per violazioni di tensione	Totale	
Assorbimento notturno	3.3	0	16	4	18	
Assorbimento intermedio	3.7	0	171	21	190	
Assorbimento serale	5.1	0	300	31	331	



Pompe di Calore



[Mil€]



Penetrazione [%]	Numero [milioni]	Incremento del picco [GW]	Trafo [M€]	Linee per violazioni di corrente [M€]	Linee per violazioni di tensione [M€]	Totale [M€]
17	4.4	4.4	7	303	25	334
50	13	13	33	1122	55	1210

Capacità FER elettriche nello scenario PNIEC 2030 (2.0)



MW	2020	2021	2025	2030
Idrica*	19.106	19.172	19.172	19.172
Geotermica	817	817	954	1.000
Eolica	10.907	11.290	17.314	28.140
- di cui off shore	0	0	300	2.100
Bioenergie	4.106	4.106	3.777	3.052
Solare	21.650	22.594	44.848	79.921
- di cui a concentrazione	0	0	300	873
Totale	56.586	57.979	86.065	131.285

+73,3 GW vs 2021
 +34 GW vs PNIEC old

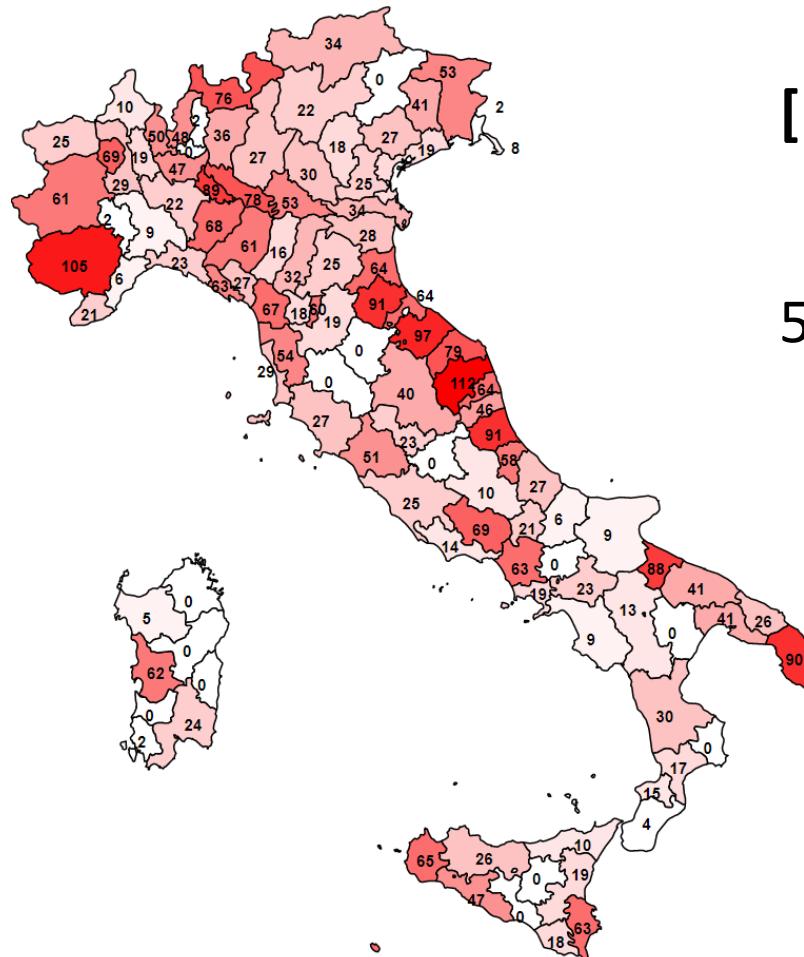
*sono esclusi gli impianti di pompaggio puro e misto

Bozza burden sharing regionale delle FER elettriche

Nuova potenza FER in esercizio dal 1 gennaio 2022: **+80 GW** (PNIEC +73,3 GW)

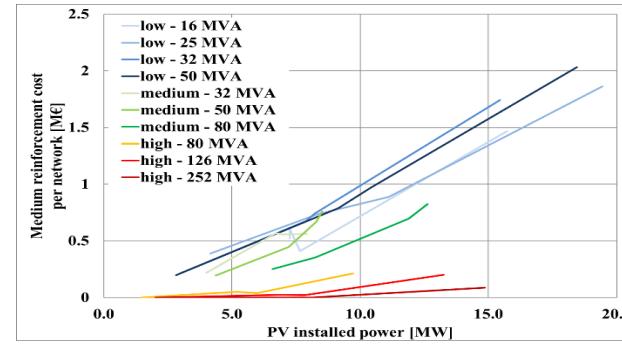
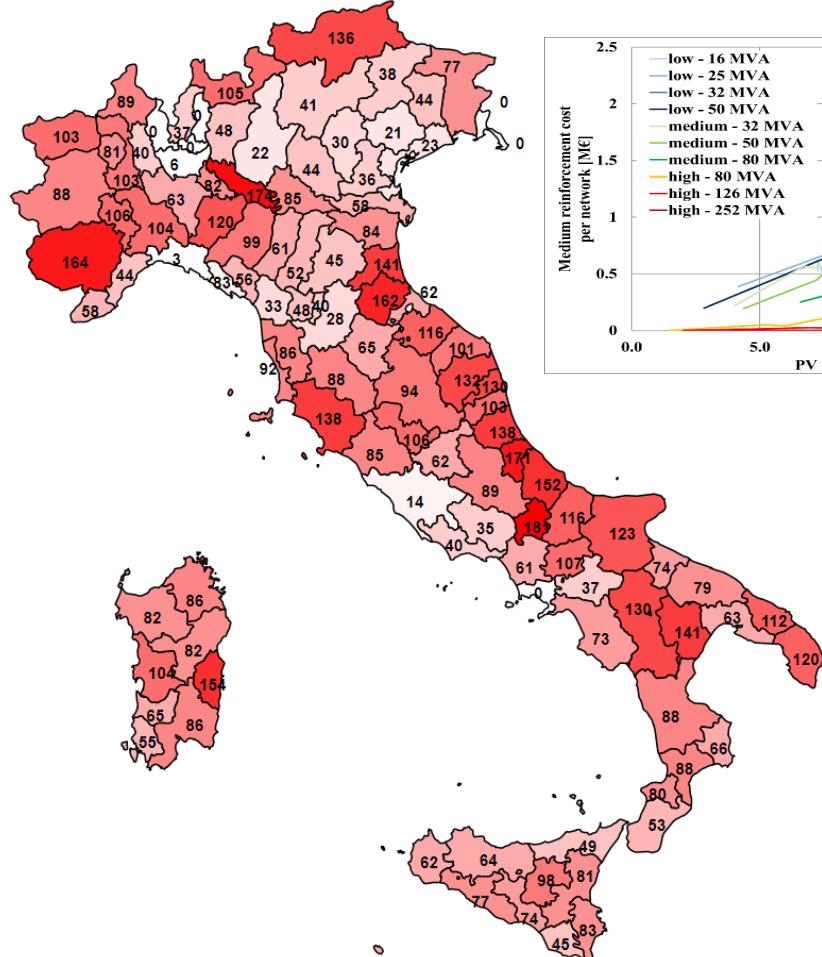


Scenari di aumento della generazione FV - costi unitari di rinforzo



[k€/MW FV]

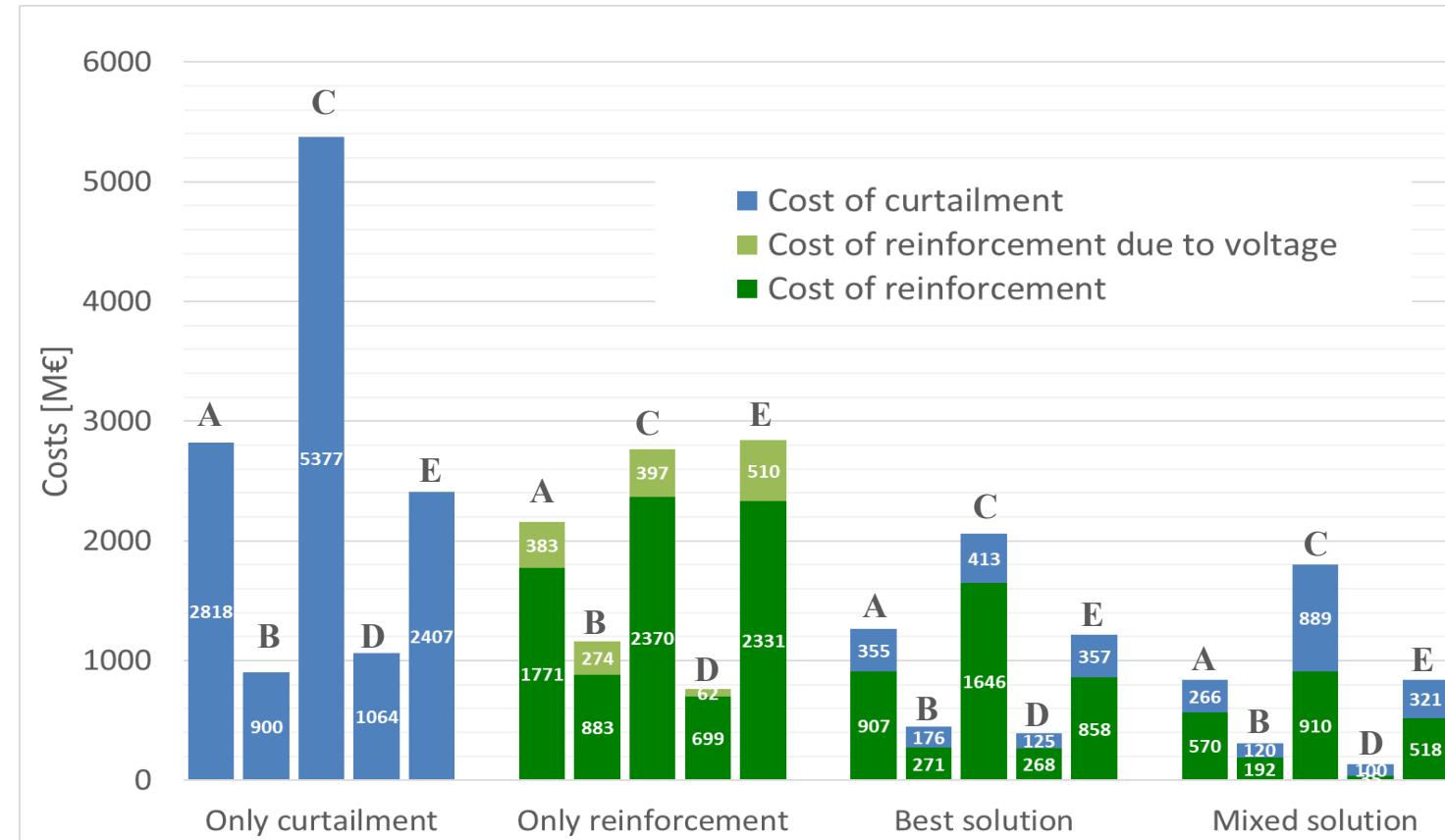
50 GW totali



capacità degli impianti allocata in proporzione alla superficie provinciale e alle ore equivalenti di produzione («PVSun»)

«Servizi locali di flessibilità»

Esempio: *curtailment* della potenza attiva. Il costo del curtailment è sostanzialmente un OPEX mentre quello del rinforzo è un CAPEX -> ipotesi sulla remunerazione per l'energia tagliata (50€/MWh) e sull'orizzonte temporale considerato (es. 10 anni).

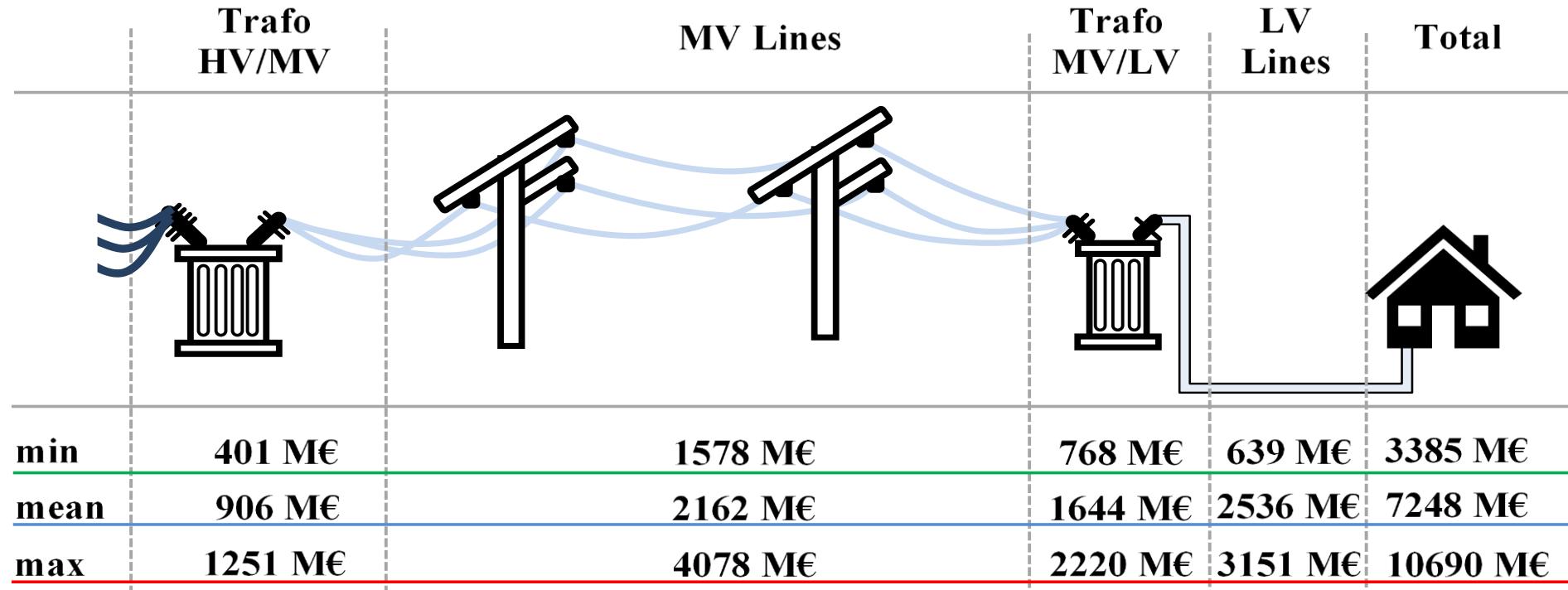


per ogni rete viene scelta
opzione migliore tra
curtailment e rinforzo di rete

Direttiva 2019/944 – Dlgs 210/2021
ARERA 352/2021

acronym	scenario
A	PV BAU
B	PV Load
C	PV Area
D	HP+EV
E	PV BAU+HP+EV

metodo di pianificazione che utilizza contemporaneamente rinforzo e *curtailment*



- L'ampiezza del *range* di costo è dovuta alle ipotesi degli scenari (profili di assorbimento EV,...), oltre che alle semplificazioni delle metodologie
- Sfida (anche) per i **componenti** di rete: efficienti, *smart*, compatti..

Alcuni riferimenti bibliografici

- Metodologie di analisi di reti attive: esempi applicativi, Rapporto RSE 17001180, <http://www.rse-web.it/documenti/documento/317473>
- Metodologie di analisi di reti attive: classificazione delle reti e schemi di partecipazione delle risorse distribuite, Rapporto RSE 18000902, <http://www.rse-web.it/documenti/documento/318059>
- Sviluppo della rete di distribuzione: modello di rete e definizione degli scenari, Rapporto RSE 20000148, <http://www.rse-web.it/documenti/documento/319121>
- Confronto tecnico-economico delle alternative di sviluppo al 2030 della rete di distribuzione, Rapporto RSE 21009865
<https://www.rse-web.it/rapporti/confronto-tecnico-economico-delle-alternative-di-sviluppo-al-2030-della-rete-di-distribuzione/>
- RSE, Edyna, Alperia, “EV Diffusion Impact Assessment on Distribution Networks of South Tyrol”
<https://www.rse-web.it/pubblicazioni/ev-diffusion-impact-assessment-on-distribution-networks-of-south-tyrol/>
- Use of Historical Data for the Estimation of Distribution Network Expansion in Future Decarbonization Scenarios, <https://ieeexplore.ieee.org/document/9241121/metrics#metrics>
- Creation of the Italian Distribution System Scenario by Using Synthetic Artificial Networks, <https://ieeexplore.ieee.org/document/9241109/metrics#metrics>
- Generation of artificial distribution networks for the evaluation of advanced control solutions, <https://ieeexplore.ieee.org/document/8240489>

Grazie per l'attenzione

Diana Moneta

diana.moneta@rse-web.it

www.rse-web.it

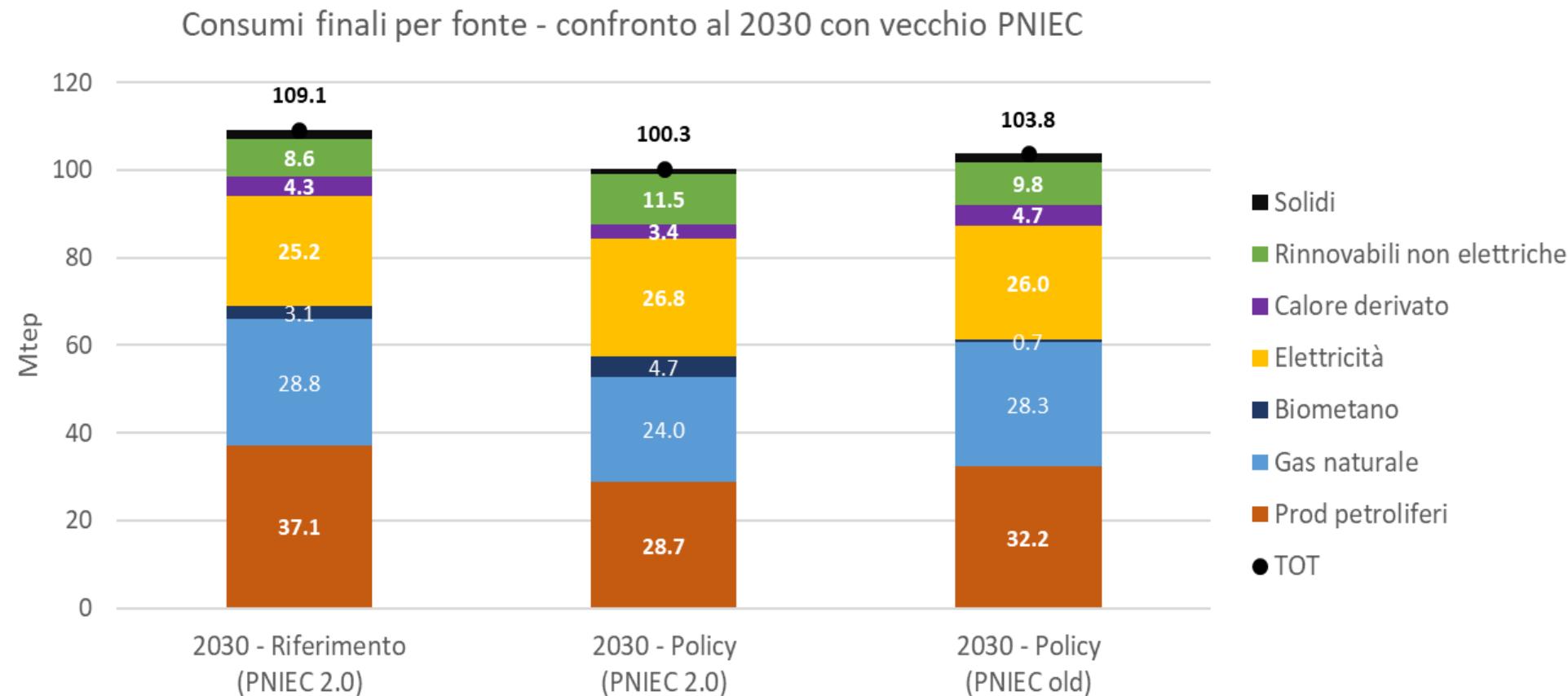
•

Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo per la Ricerca di
Sistema Elettrico in ottemperanza al Decreto del Ministro dello
Sviluppo Economico 16 aprile 2018

Materiale aggiuntivo



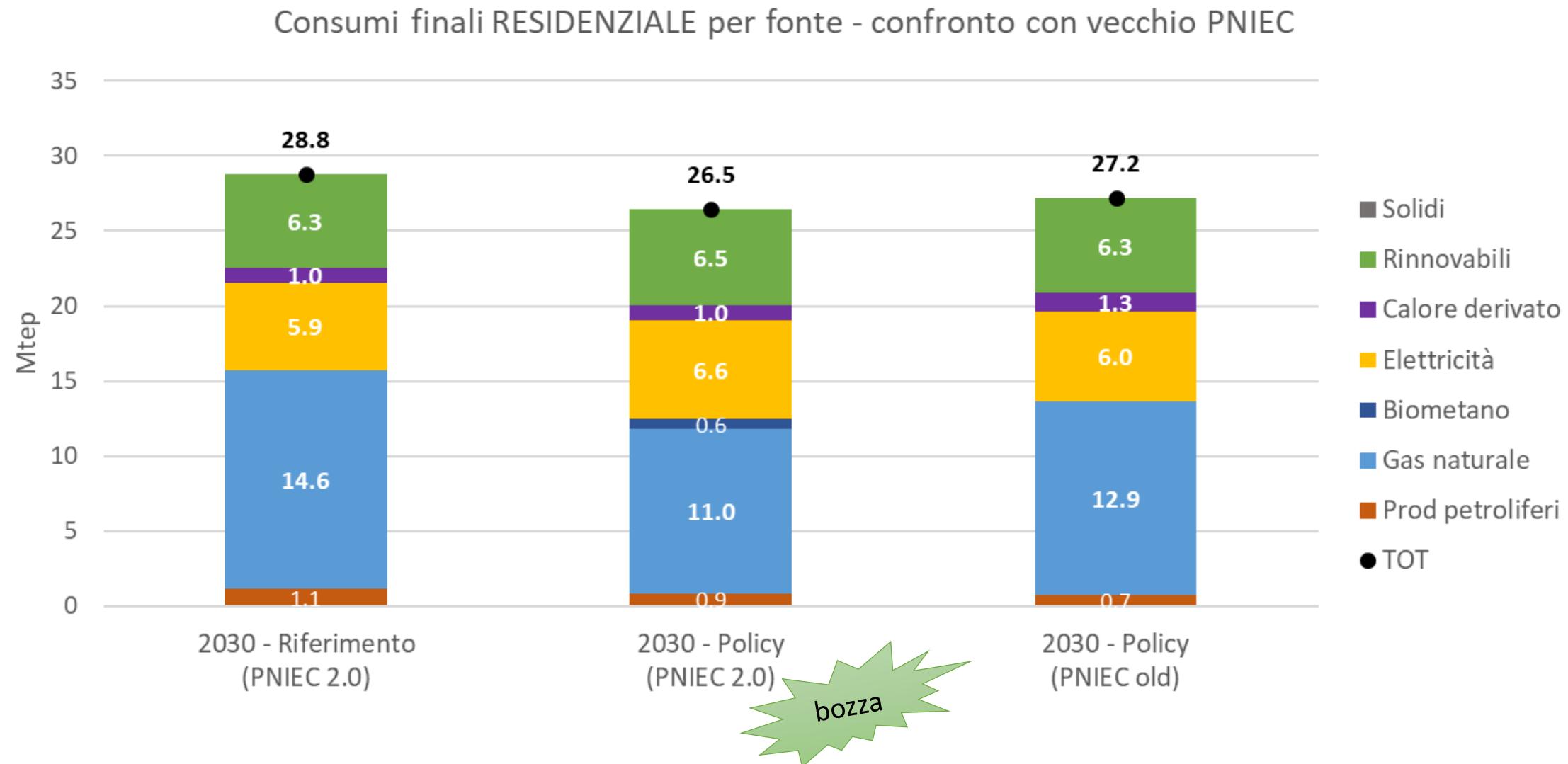
Consumi Finali



bozza

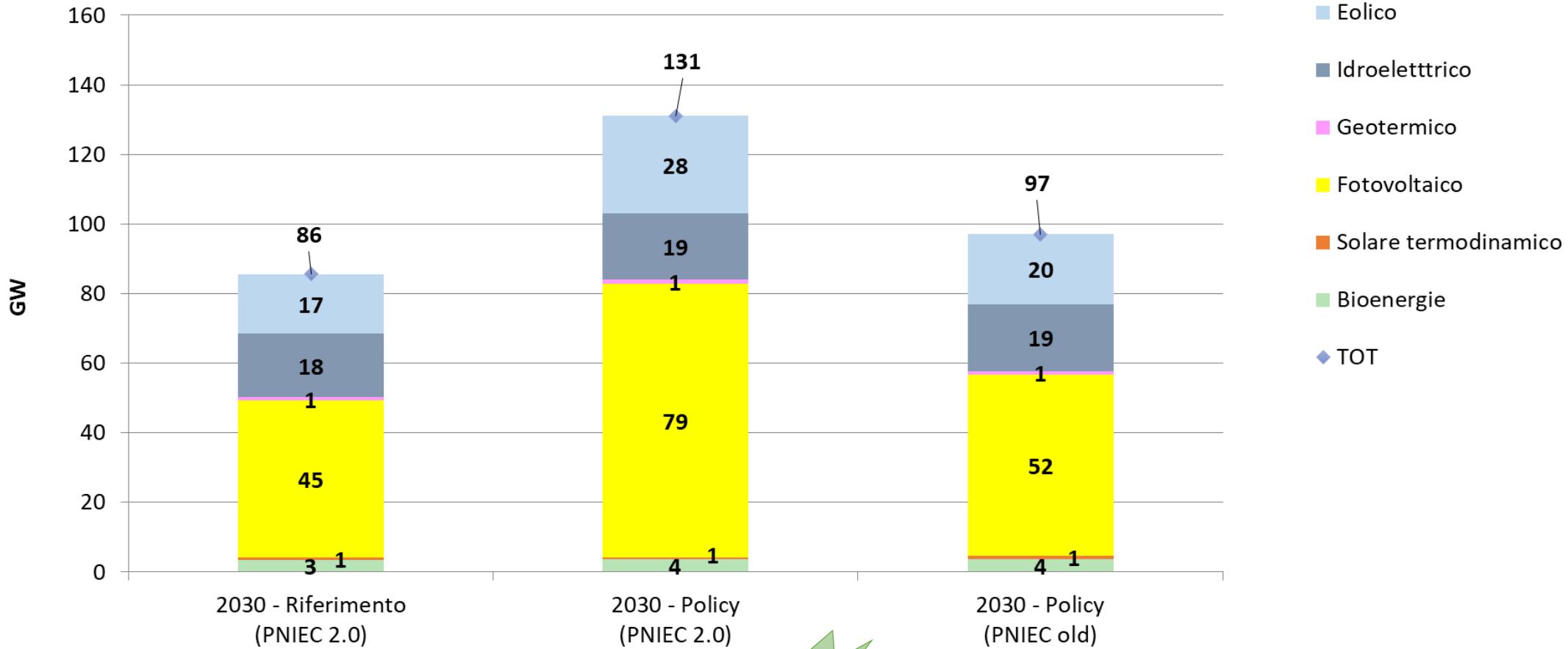


Settore Residenziale





Capacità FER elettriche

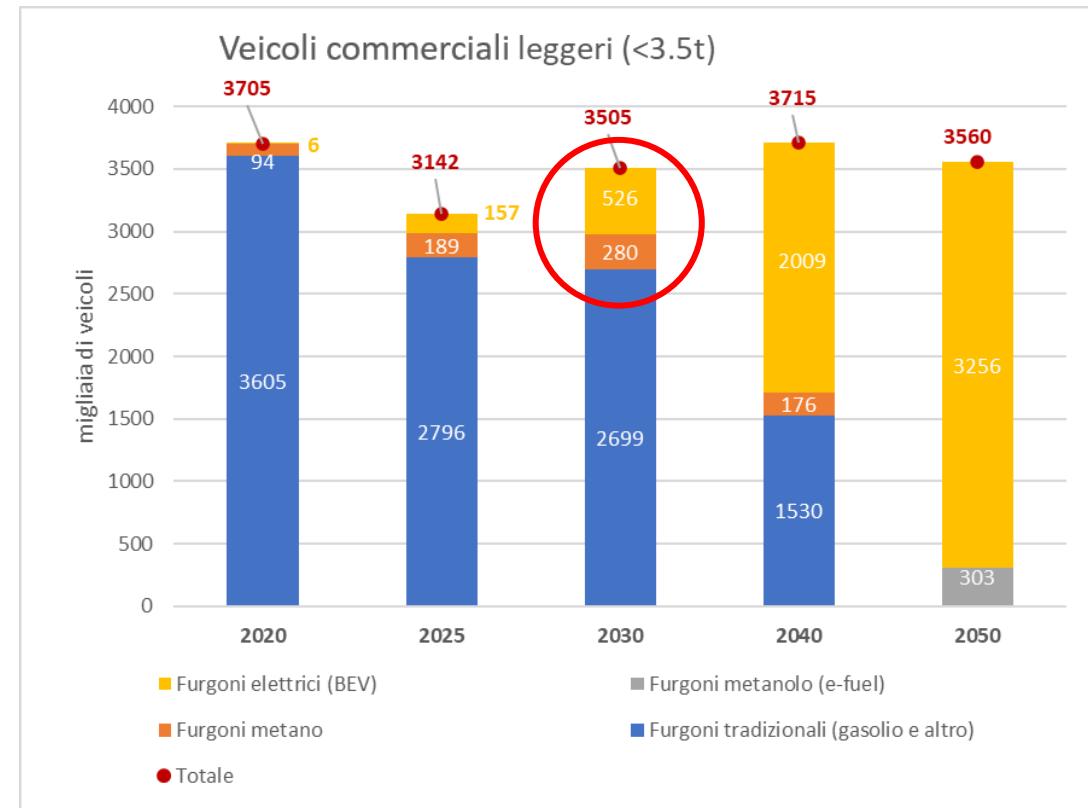
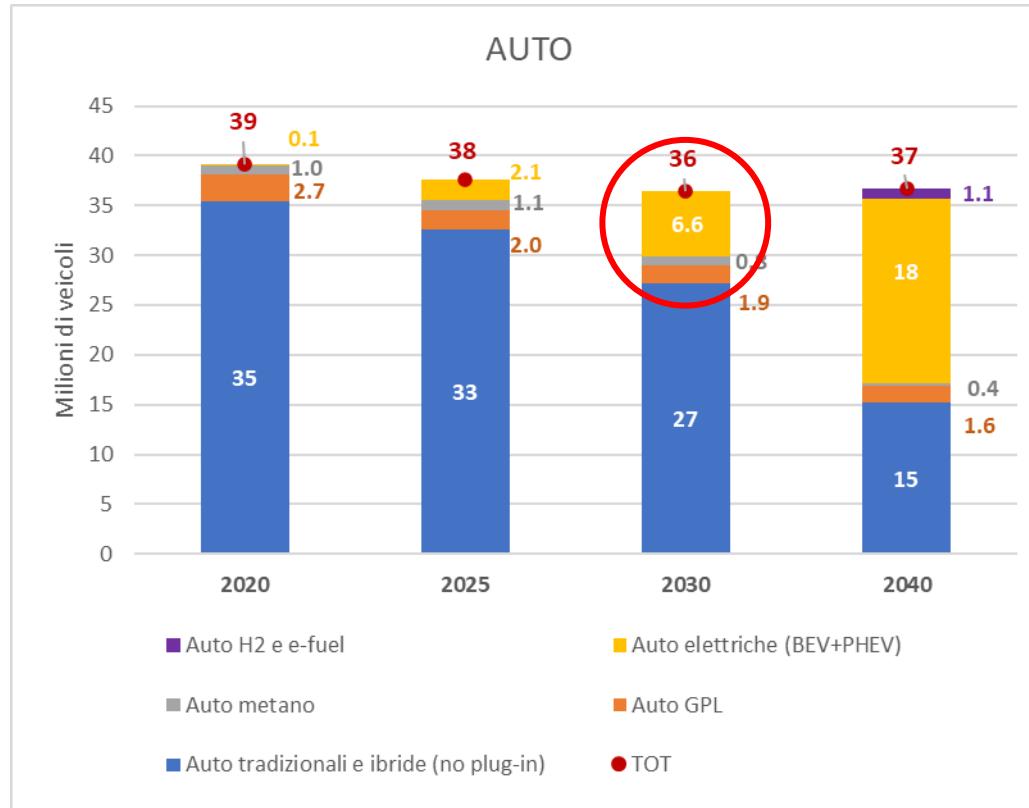


bozza



Trasporti - focus auto e veicoli commerciali leggeri

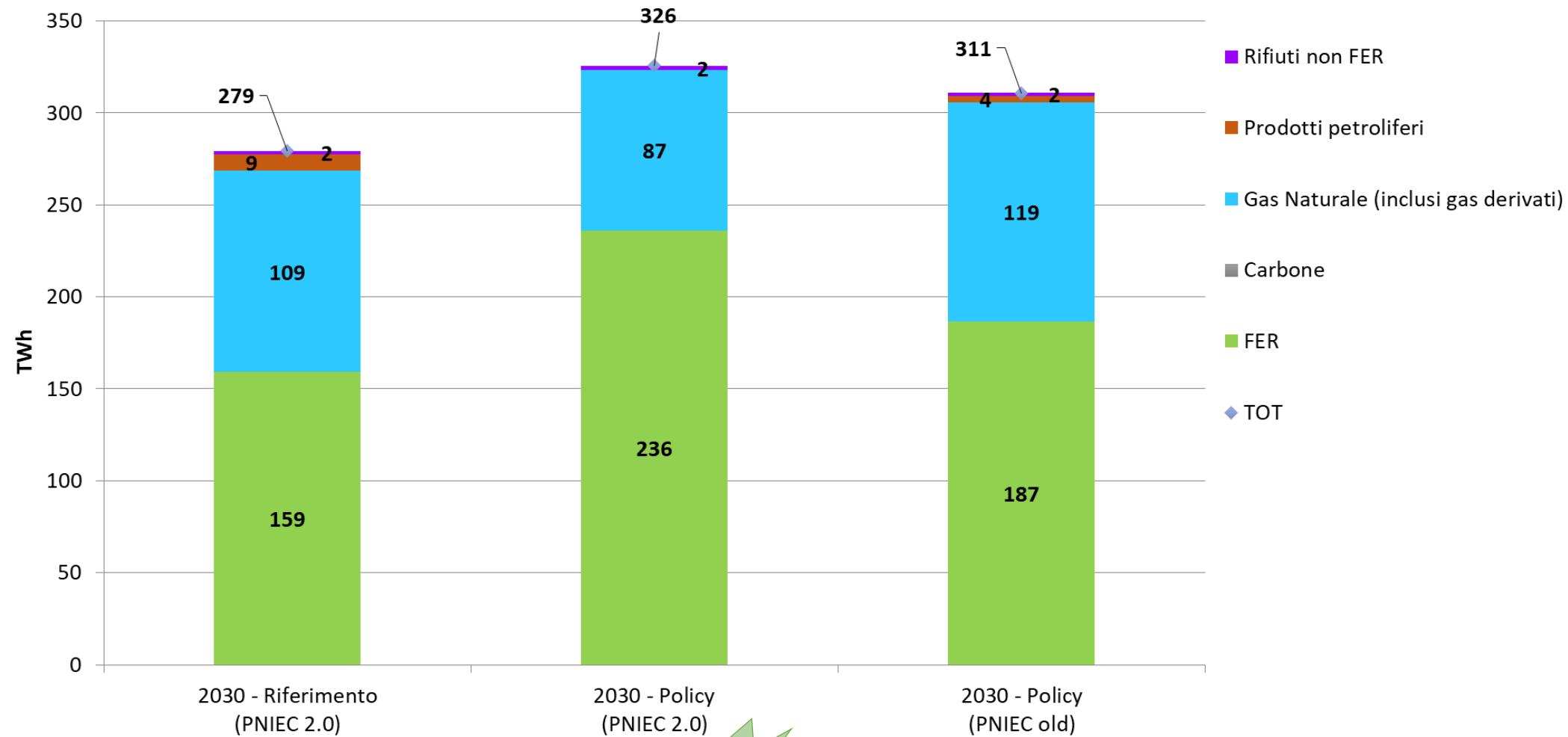
bozza



4,3 mln auto BEV + 2,3 mln auto PHEV + 526mila LCV BEV



Produzione netta di energia elettrica



bozza

Richieste di connessione a Terna



Richieste di connessione
(30/09/2023)

314.73 Potenza (GW)

5138 Pratiche

● **135.94** GW (43.19%)

3300 Pratiche

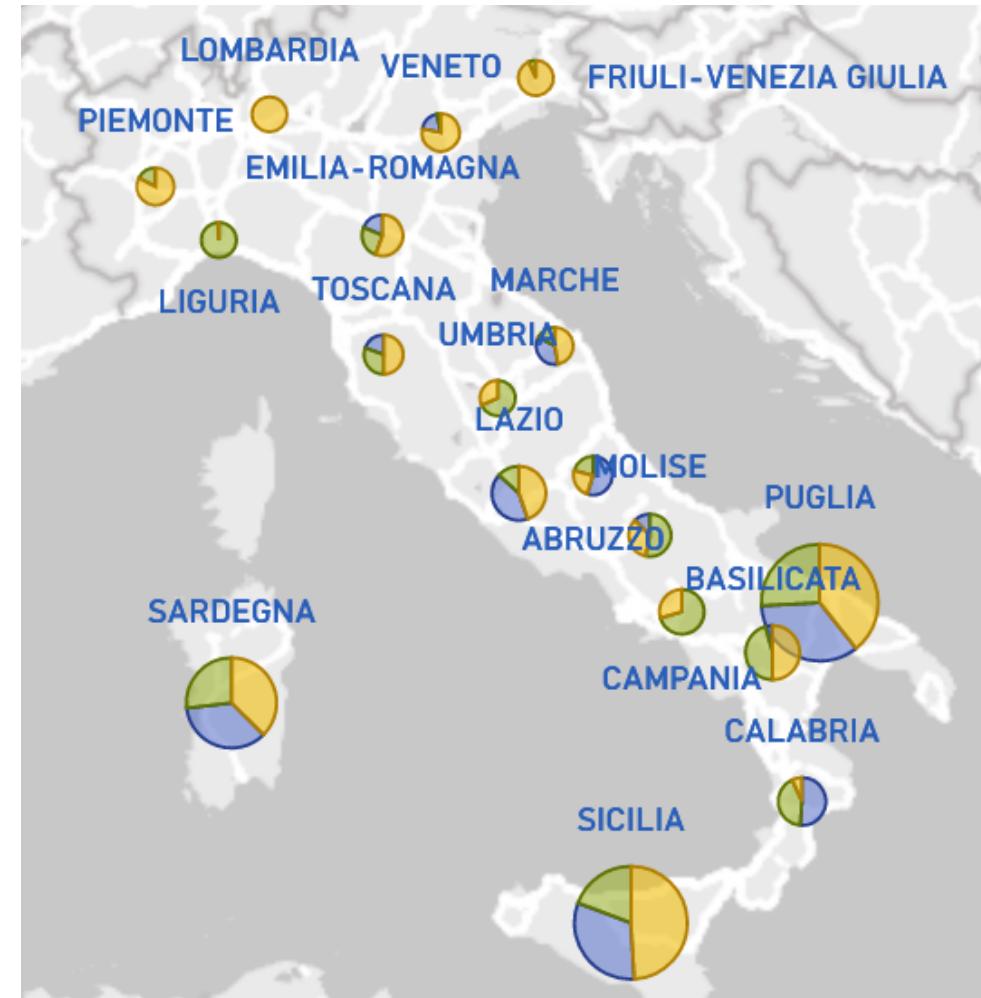
● **88.97** GW (28.27%)

1702 Pratiche

● **89.81** GW (28.54%)

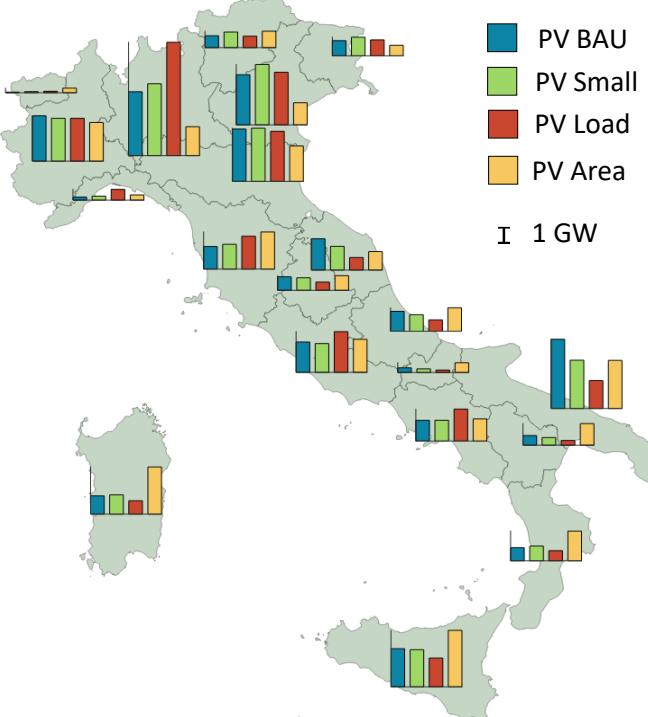
136 Pratiche

[Terna]

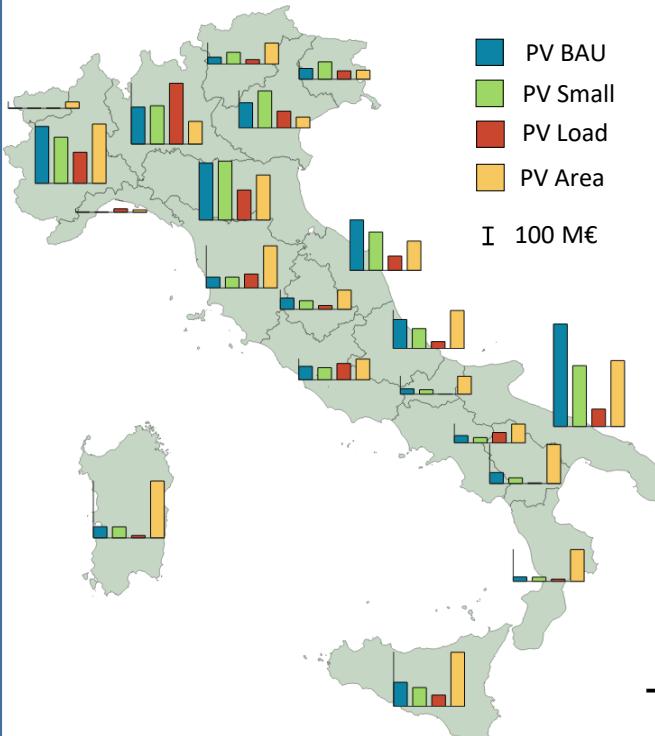


Scenari GD-FV – rinforzi di rete

Scenario	Descrizione
PV BAU	Generazione aggiuntiva proporzionale alla distribuzione FV nel 2019
PV Small	Generazione aggiuntiva proporzionale alla distribuzione FV attuale, ma metà rooftop
PV Load	Generazione aggiuntiva proporzionale alla distribuzione di carico al 2019
PV Area	Generazione aggiuntiva proporzionale all'estensione provinciale e alla radiazione



Rinforzo di rete



Scenario	Costi rinforzo rete [M€]			
	Bassa concentrazione	Media concentrazione	Alta concentrazione	Total
PV BAU	1128	980	46	2155
PV Small	948	874	36	1859
PV Load	336	580	241	1157
PV Area	2470	299	0	2768

I costi sono superiori nelle aree a basso carico (sud Italia) e dove c'è già elevata presenza di GD (costa adriatica, pianura padana)

→ Connettere la nuova GD (FV) in aree urbane minimizza i costi di rinforzo rete