



**POLITECNICO
MILANO 1863**

DIPARTIMENTO DI ENERGIA



LEAP

FOUNDED IN 2005 BY
POLITECNICO DI MILANO



Prospettiva50: quali scenari per la decarbonizzazione del sistema energetico italiano

Giuliano Rancilio, Lorenzo Saguatti, Giuseppe Muliere, Maurizio Delfanti

Esistono vari scenari energetici istituzionali presentati per il 2050; con questo studio, ci preme:

- verificare con **calcoli di prima mano** tutti gli aspetti legati al sistema elettrico ed energetico sottesi al processo di transizione;
- fornire uno **strumento** utile anche a compiere analisi di sensitività e «**di pronta beva**», ma senza semplificare troppo;
- verificare che alcune scelte, magari ottimali al 2050 ma inattuabili ad anni intermedi (2030, 2035, ...) non costringano a **ritardare la transizione** per abbracciare una scelta tecnologica precisa;
- restituire al dibattito una «alternativa» **100% rinnovabili** (almeno per il sistema elettrico?)...
... ultimamente uscita un po' dagli schermi.

Per questo:

- presentiamo **due strumenti modellistici**, di crescente complessità e dominio di interesse,
- che analizzino l'evoluzione del sistema considerando il percorso da qui al 2050, dettagliando 4 anni (**2030, 2035, 2040 e poi 2050**) ma considerando tutta la traiettoria.

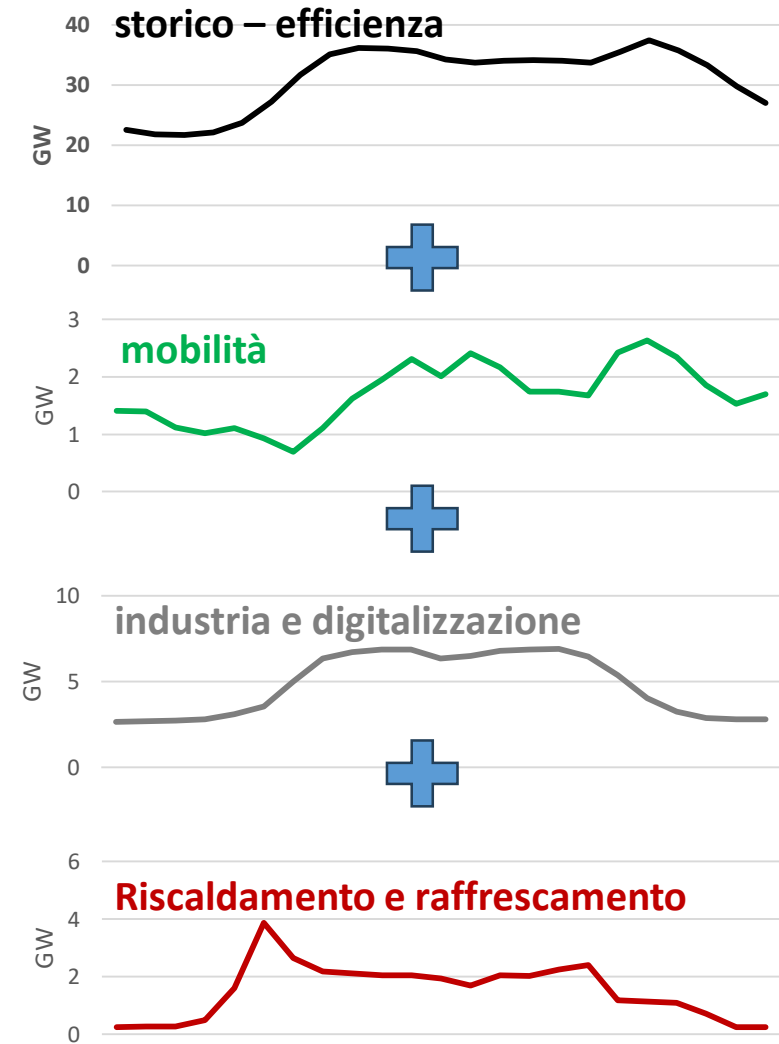
Gli scenari energetici alla base

La domanda elettrica ed energetica considerata per i vari anni è comune input ai due modelli ed è stimata a partire da fonti istituzionali (ove presenti) o da elaborazioni di PoliMi e Leap.

	oggi	2030	2035	2040	2050
Fabbisogno elettrico (TWh)	300	351	382	423 + idrogeno	513 + idrogeno

In aggiunta:

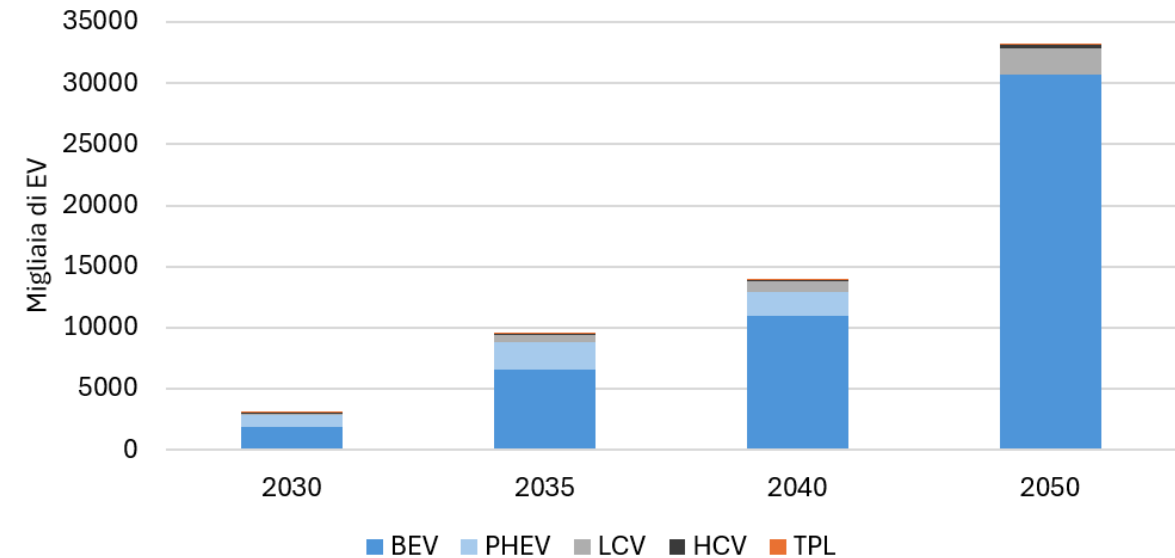
- fabbisogno idrogeno: input per modello 1 (25 TWh nel 2040, 75 TWh nel 2050); stimato e ottimizzato nel modello 2;
- granularità spaziale: nazionale per modello 1; regionale per modello 2;
- altri fabbisogni energetici (termico, combustibili): non nel dominio per modello 1; nel dominio per modello 2.



La transizione dei sistemi...

L'elettrificazione dei consumi prevede una transizione graduale dei sistemi, che è stata analizzata.

- Da modello sviluppato in PoliMi (ACE) abbiamo il progresso di elettrificazione del riscaldamento/raffrescamento civile.
- Da studi precedenti (con RSE, CESI e Motus-e) abbiamo la diffusione di veicoli elettrici agli anni target.
- Considerando le fonti più recenti, si è stimata l'elettrificazione nell'industria: chiara cesura tra il ritmo di elettrificazione dei processi sopra e sotto i 150/200 °C.



Ipotesi di elettrificazione del calore nell'industria

Temperatura	2030	2035	2040	2050
<100	40%	55%	73%	100%
100-200	30%	45%	70%	100%
>200	10%	16%	20%	50%

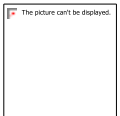
Modello Spreadsheet



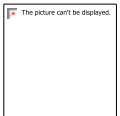
Semplificazioni



Solo sistema elettrico → Altre componenti del sistema energetico sono input fissati



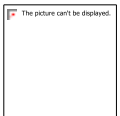
Italia come unico nodo (no trasmissione)



Modello «fotografia»
(traiettoria come una serie di «fotografie»
in anni rappresentativi)

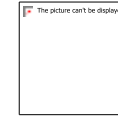


Ottimizzazione su 6 giorni tipo → No 8760 ore

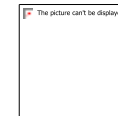


Rappresentazione tecnologica semplificata

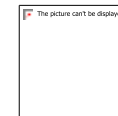
Vantaggi



Facilità impostazione



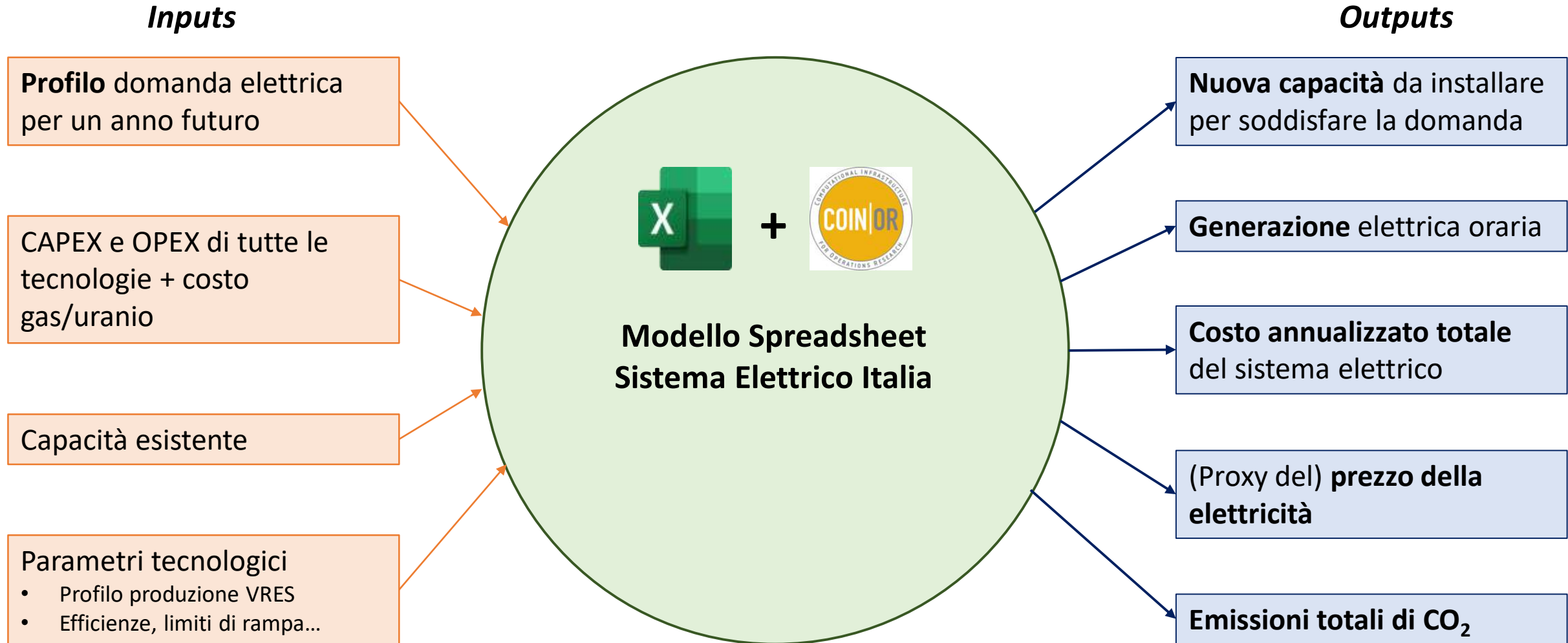
Simulazioni maggiormente
accessibili/di interesse per più
ampia platea di interessati



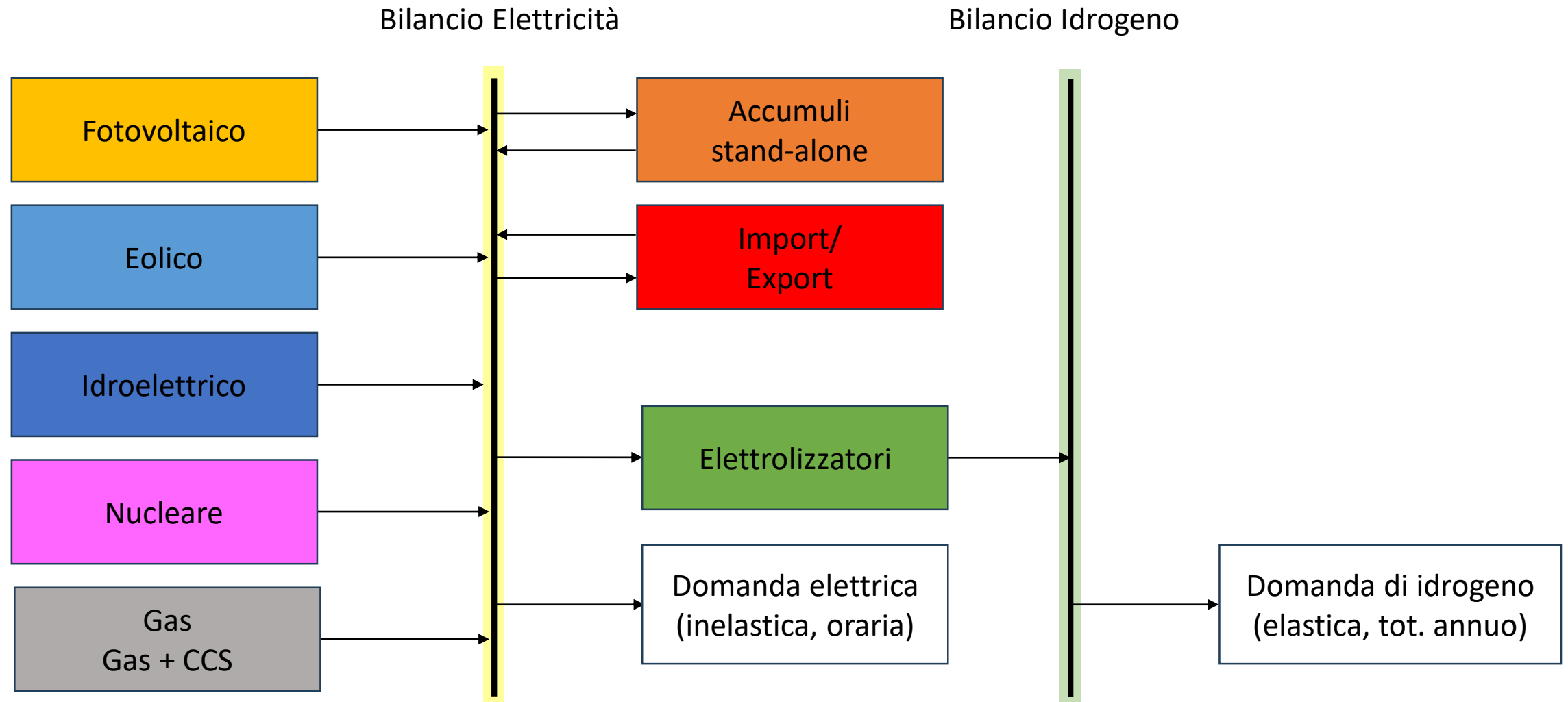
Facilmente spiegabile
ed interpretabile



Rapido nel generare output



Tecnologie considerate



Minimizzazione Costo Totale Annualizzato

Costo investimento
annualizzato
(€/anno)

$$\sum_i x_i \cdot C_{capex,i} \cdot CRF_i$$

+

Costi operativi fissi
(€/anno)

$$\sum_i (X_i + x_i) \cdot C_i^{FO\&M}$$

+

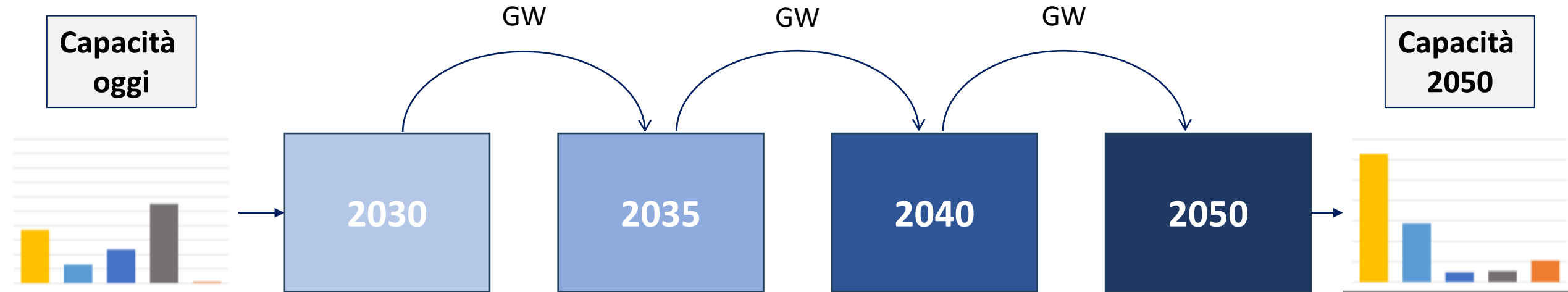
Costi di combustibile ed
emissioni
(€/anno)

$$\sum_d N_d \sum_t \sum_i y_{i,d,t} \cdot (C_i^{fuel} + C_i^{emiss.})$$

Dipendono della **capacità installata** (GW)

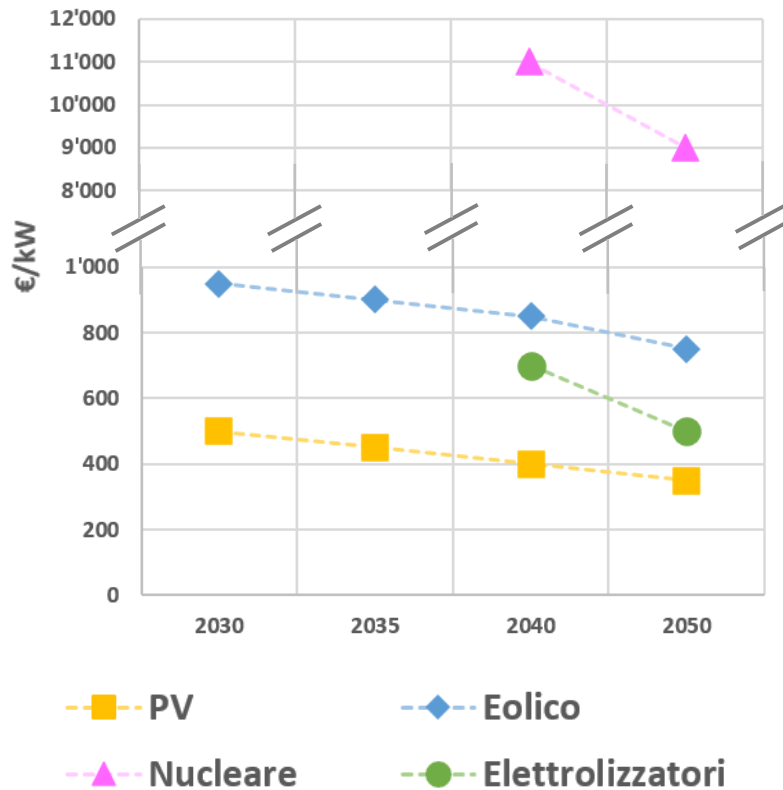
Funzione della **quantità di
energia prodotta** (GWh)

Traiettoria come serie di «fotografie»

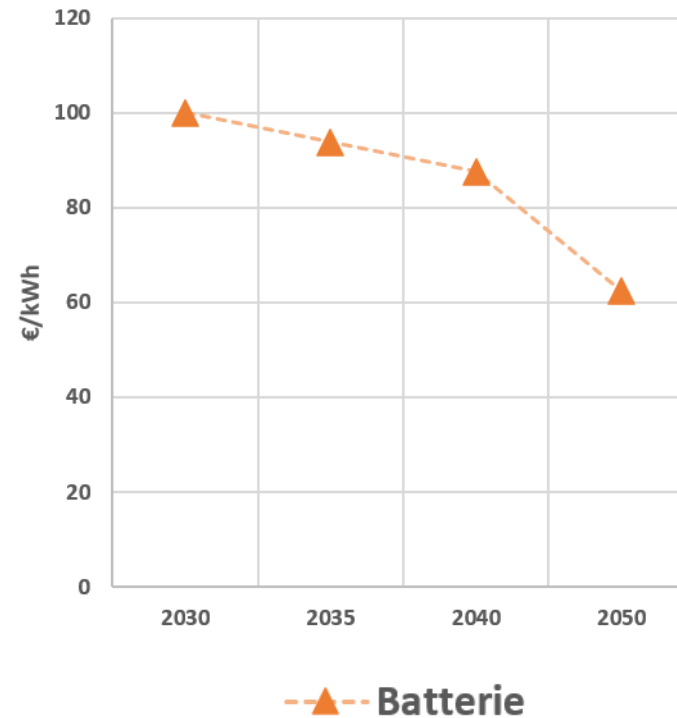


Input: costi di investimento

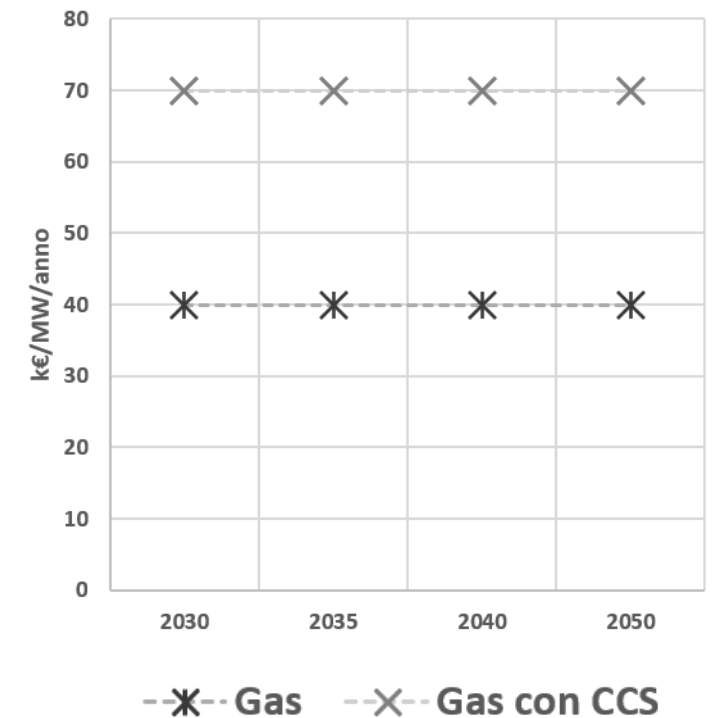
Costi investimento in tecnologie di generazione



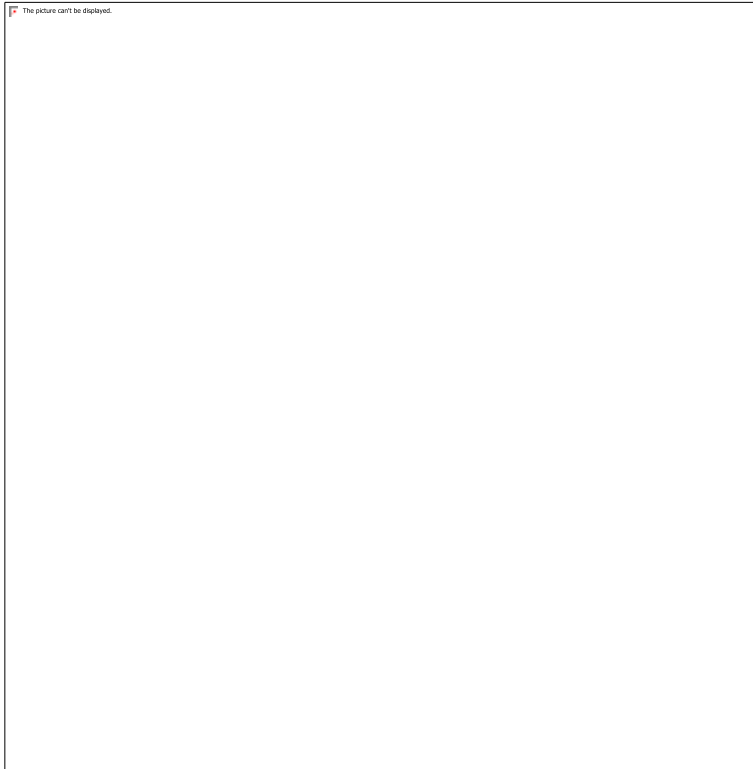
Costo capacità accumulo BESS



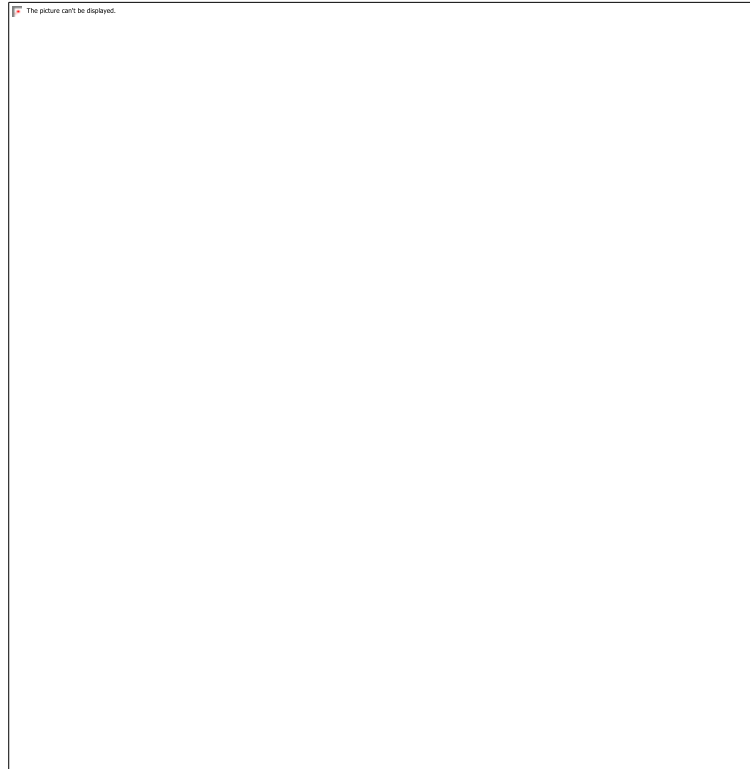
Costo del *capacity market*



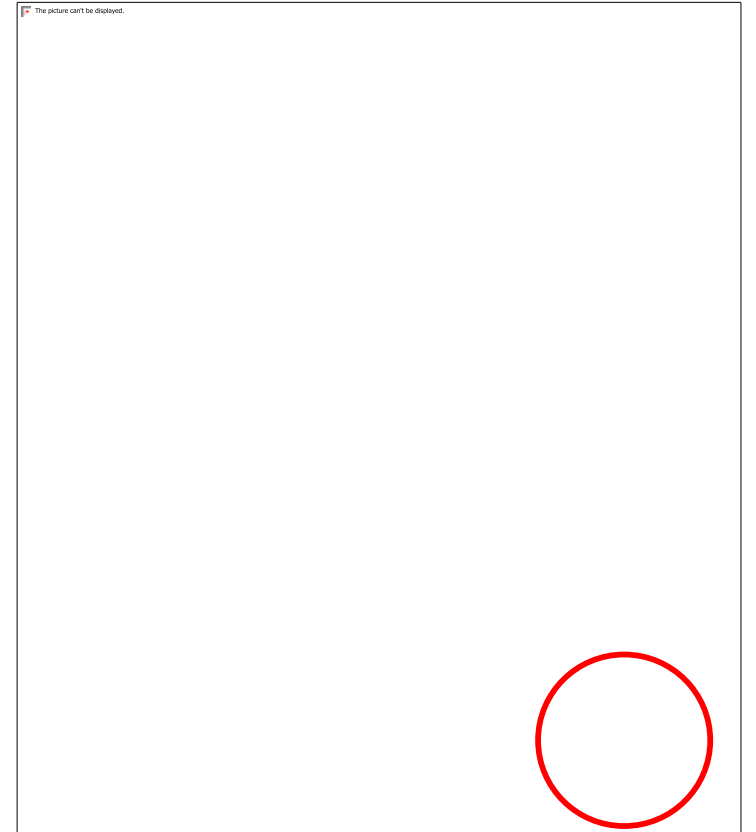
Domanda annuale idrogeno



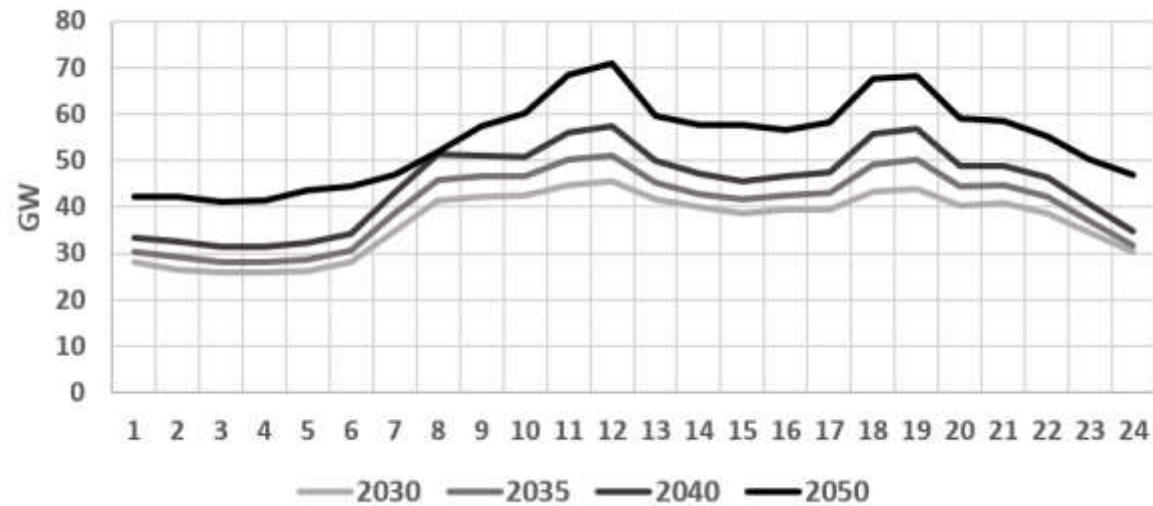
Costo emissioni



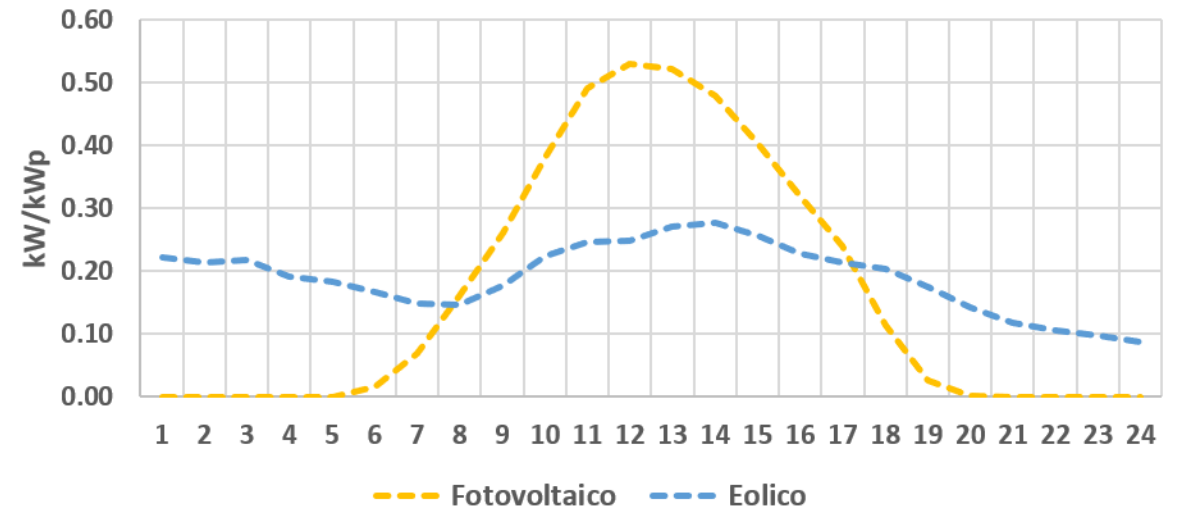
Emissioni massime



Giorno-tipo Primavera, carico orario 2030 - 2050

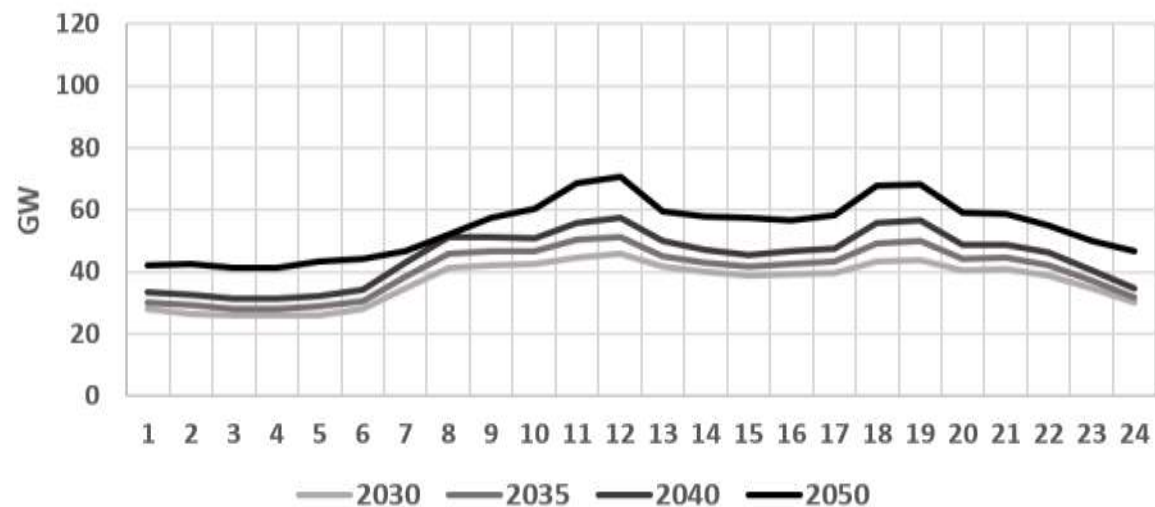


Giorno-tipo Primavera, produzione NPRES

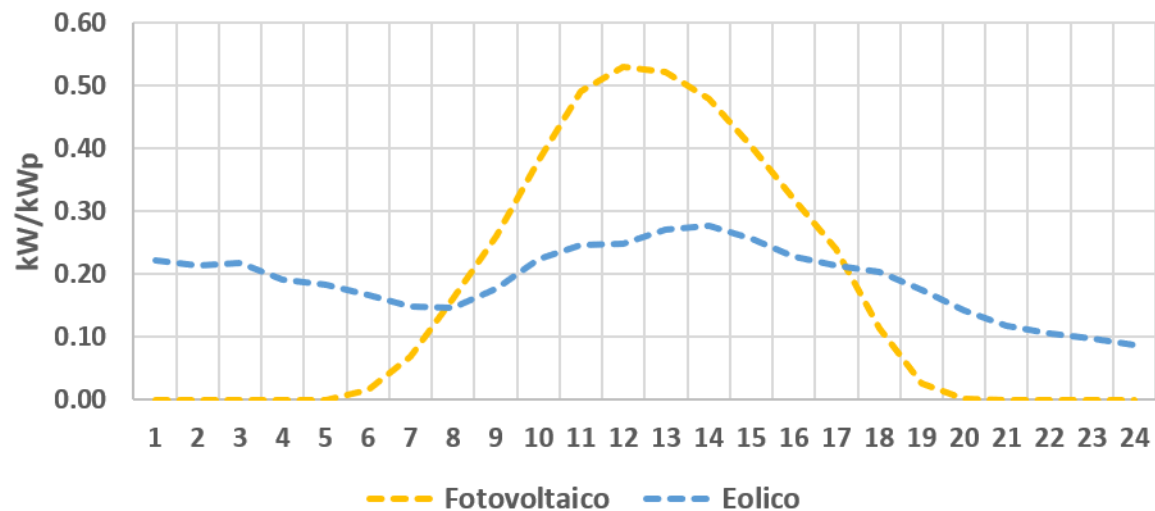


Giorni rappresentativi

Giorno-tipo Primavera, carico orario 2030 - 2050

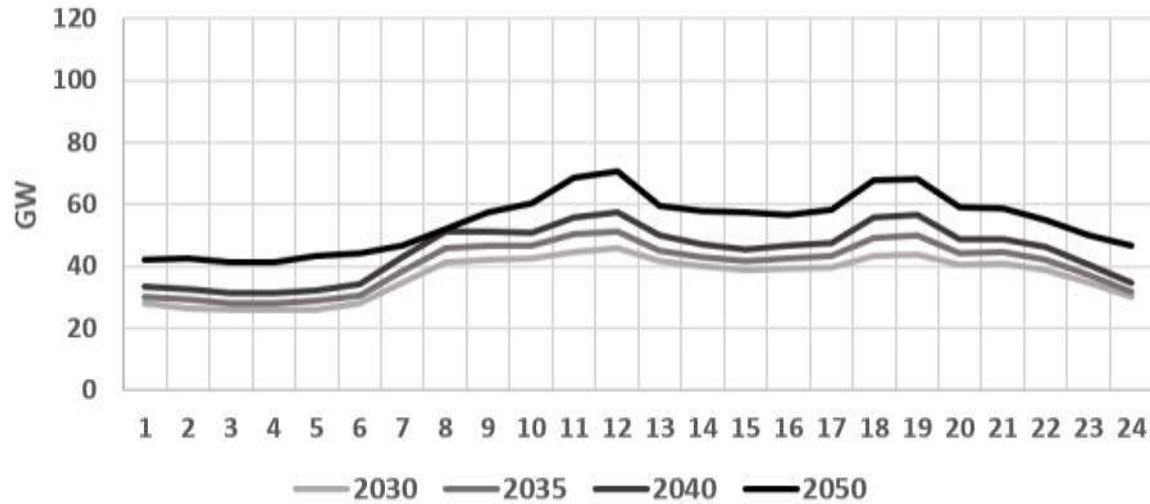


Giorno-tipo Primavera, produzione NPRES

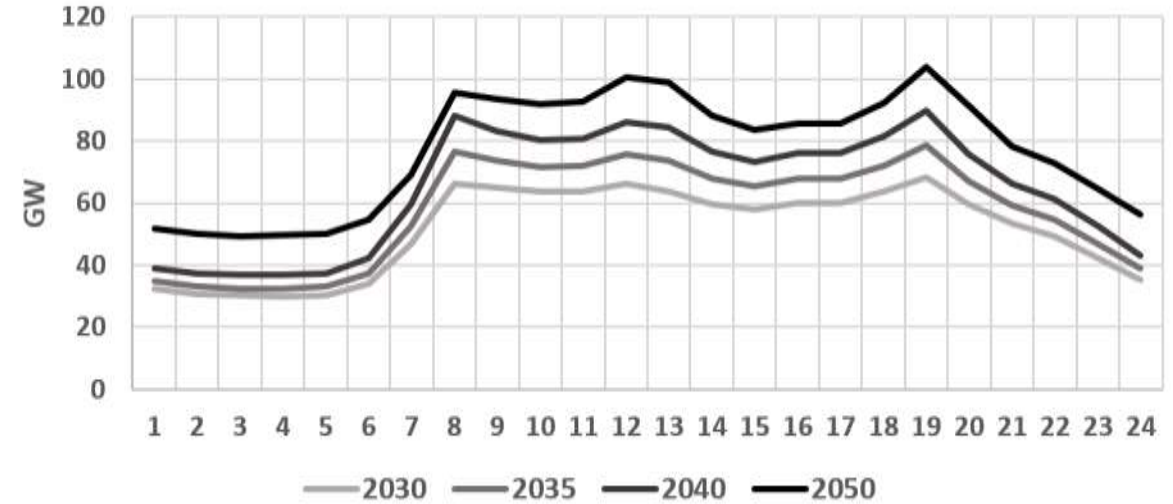


Giorni rappresentativi e giorni critici

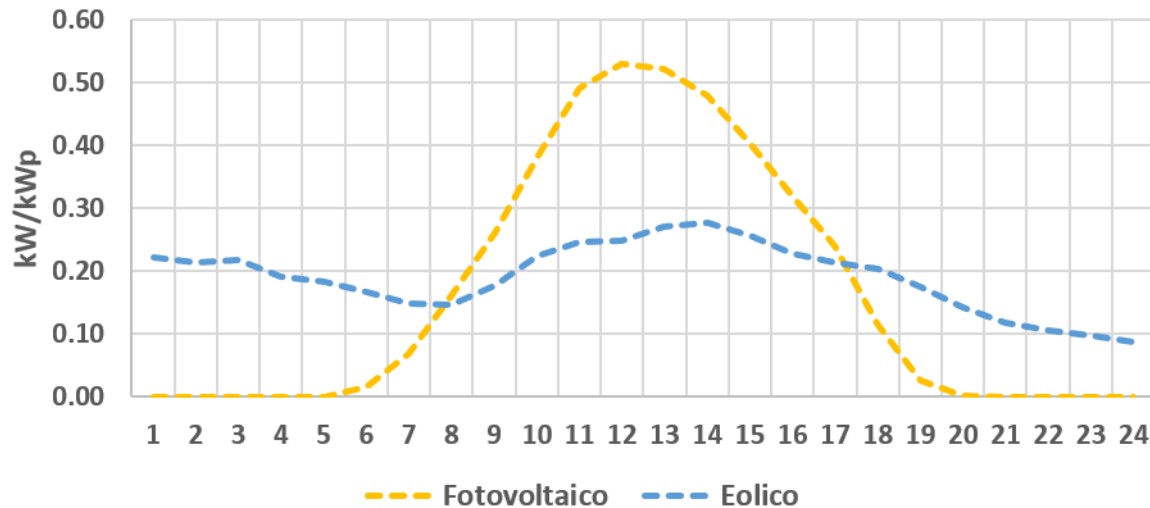
Giorno-tipo Primavera, carico orario 2030 - 2050



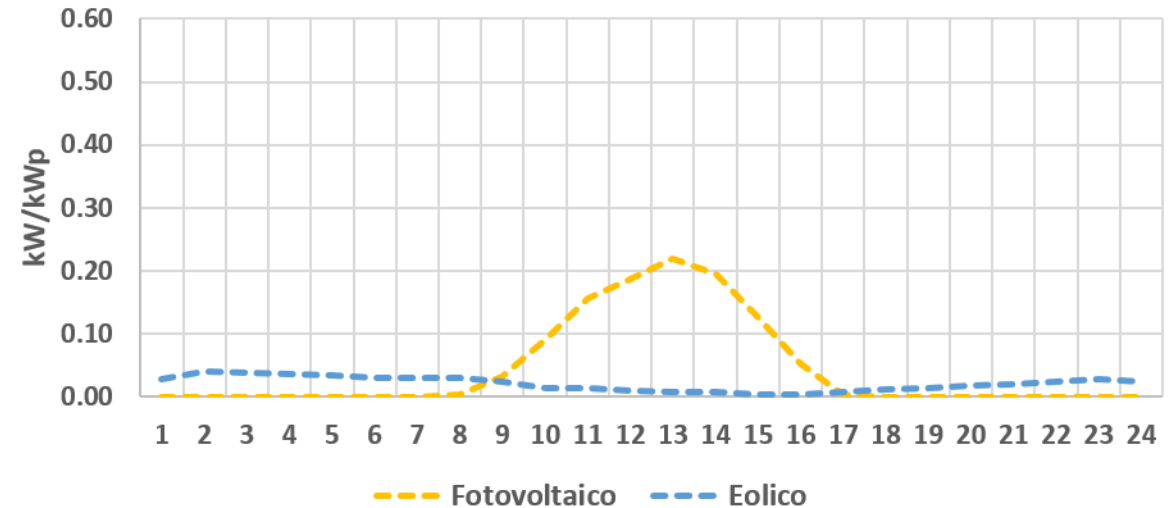
Giorno critico Inverno, carico orario 2030 - 2050



Giorno-tipo Primavera, produzione NPRES



Giorno critico Inverno, produzione NPRES

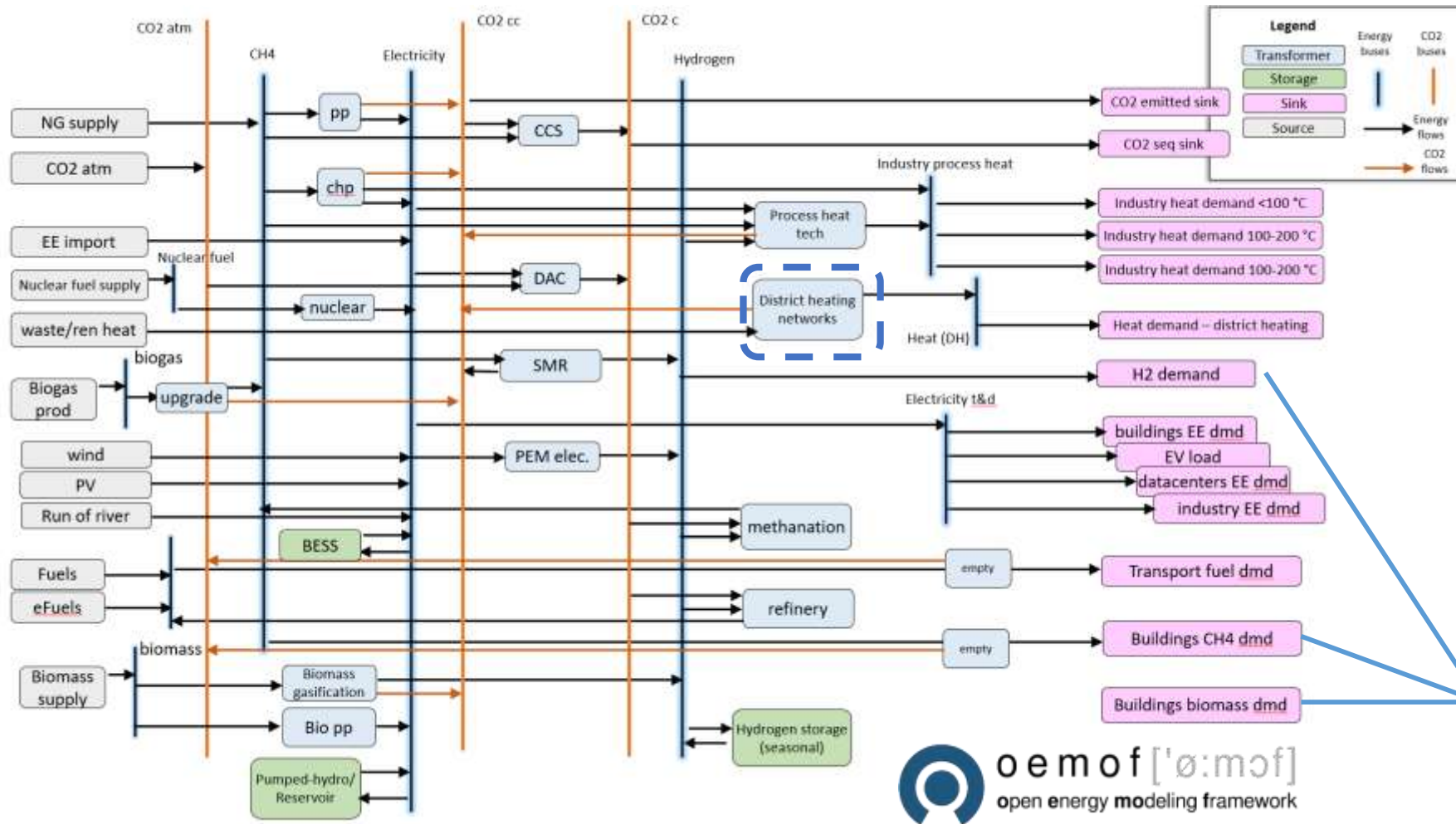


Il modello verrà reso disponibile tramite webapp in cui sarà possibile modificare (all'interno di range limitati e verosimili) gli input per verificare come essi influenzino gli output.

Modello NEMeSI

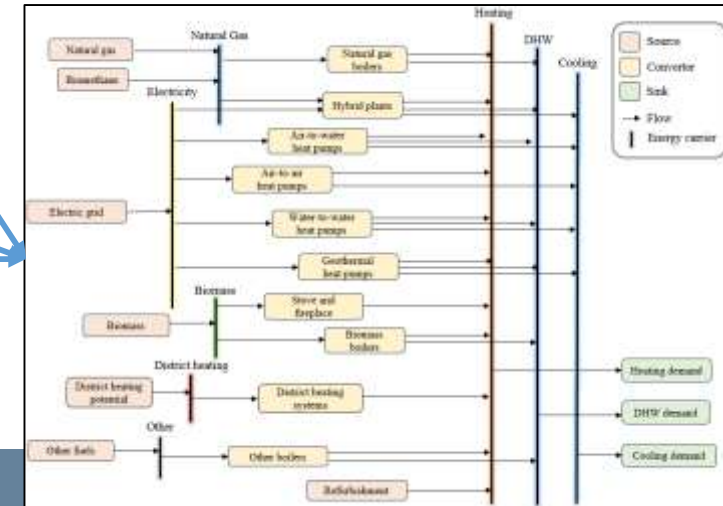


Il modello NEMeSI

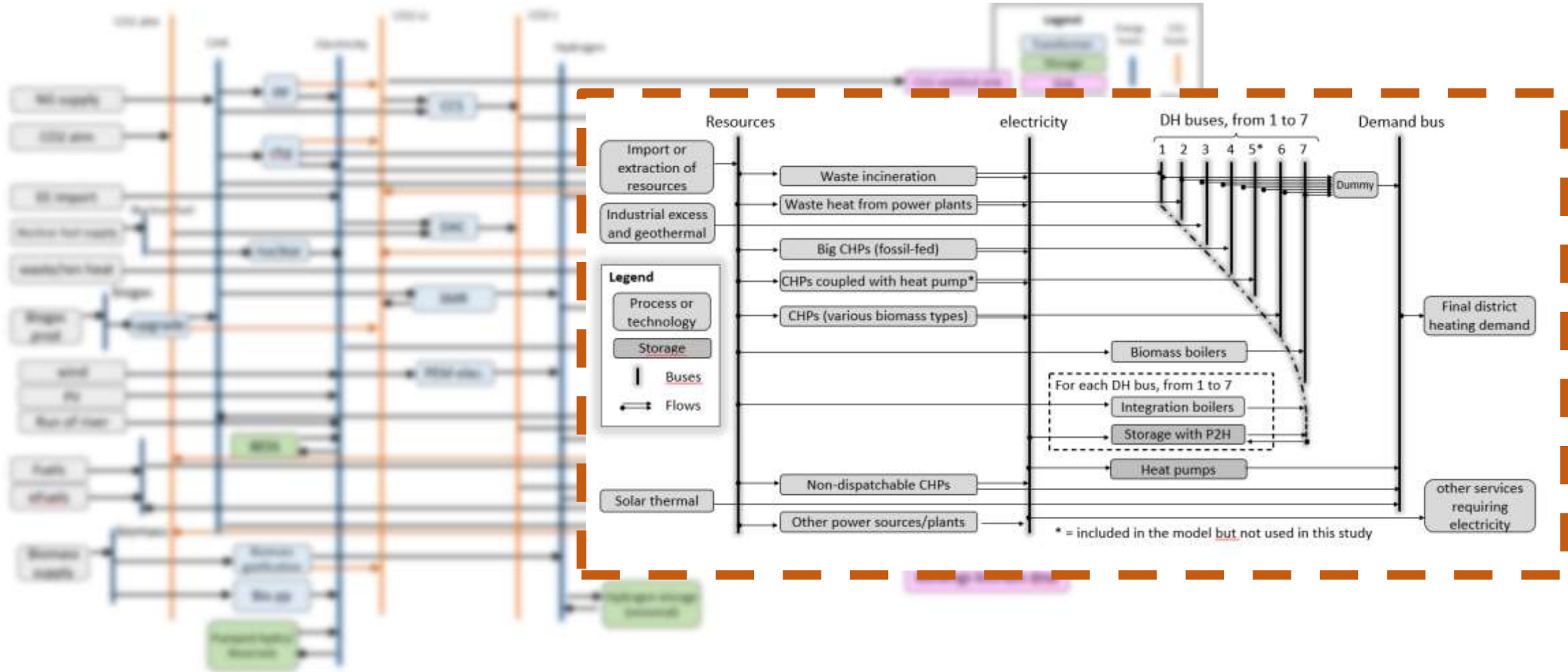


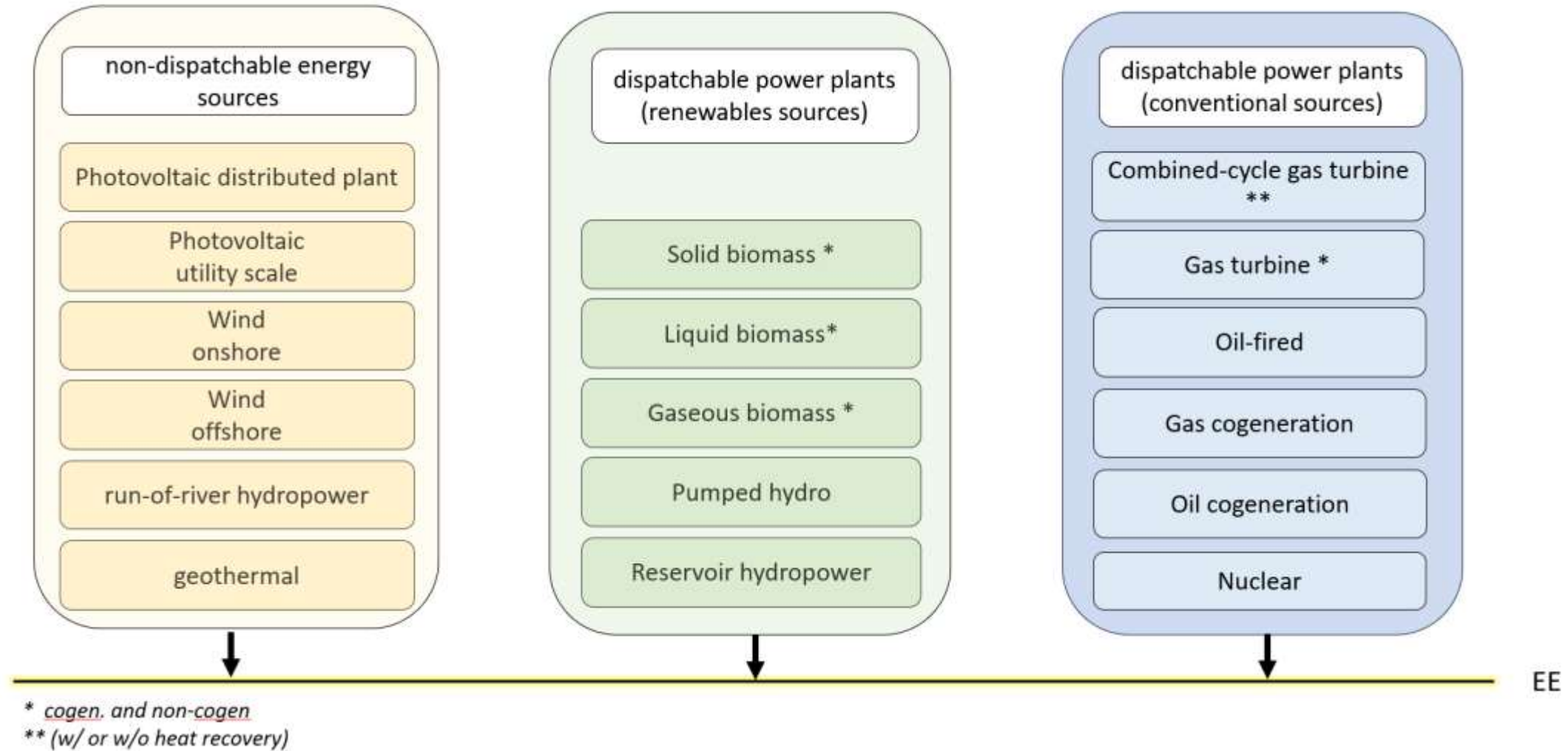
Modello snapshot,
Ottimizza il Total Annualized Cost (TAC) del sistema energetico,
Restituisce dettaglio orario, adatto alle dinamiche del sistema elettrico,
Restituisce informazioni su capacità installate, flussi energetici

Focus su **settore termico civile**

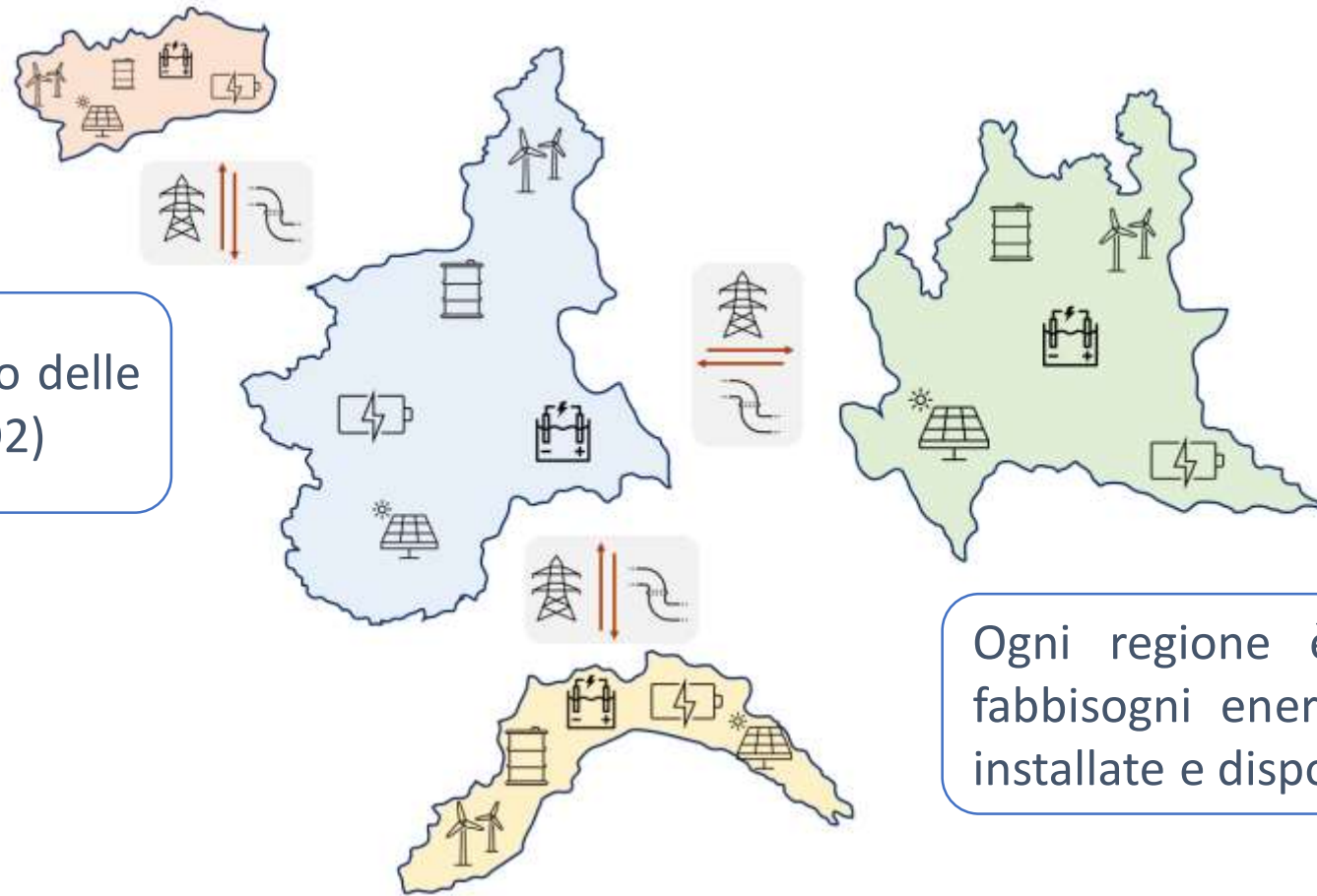


Modello multiperiodo: evoluzione oggi → 2050





NEMeSI comprende il trasporto delle commodities (EE, CH₄, H₂ e CO₂)



Ogni regione è caratterizzata da fabbisogni energetici orari, capacità installate e disponibilità di risorse

Le assunzioni di scenario

	2030	2035	2040	2050
Investimento minimo su termoelettrico	55 GW	55 GW	35 GW	Nessun vincolo
Investimento su PV	in linea con decreto aree idonee	Max 10 GW/anno	Max 15 GW/anno	Max 15 GW/anno
Investimento su wind	in linea con decreto aree idonee	Max 6 GW/anno	Max 6 GW/anno	Max 6 GW/anno
Generazione EE minima da gas	88 TWh	76 TWh	59 TWh	Nessun vincolo
Nucleare	No investimento su nucleare	No investimento su nucleare	Possibilità di investimento su nucleare	Possibilità di investimento su nucleare
Quota max H₂ nel blend industria	5%	15%	30%	Nessun vincolo
Import di e-fuel	No import	Max 20% del fabbisogno	Max 25% del fabbisogno	Max 30% del fabbisogno
Produzione di e-fuel	No produzione	No produzione	Produzione di e-fuel	Produzione di e-fuel
Import annuo EE max	70 TWh	80 TWh	90 TWh	100 TWh
Limite CO₂	230 Mt, fonte DDS TERNA/SNAM	-70% em. 2005 = 146 Mt	-90% em.2005 = 50 Mt	Vincolo 0 Mt
LULUCF + sink	3 Mt	13 Mt	34 Mt	47 Mt
Biometano disponibile	5 GNm ³	8 GNm ³	10 GNm ³	14 GNm ³



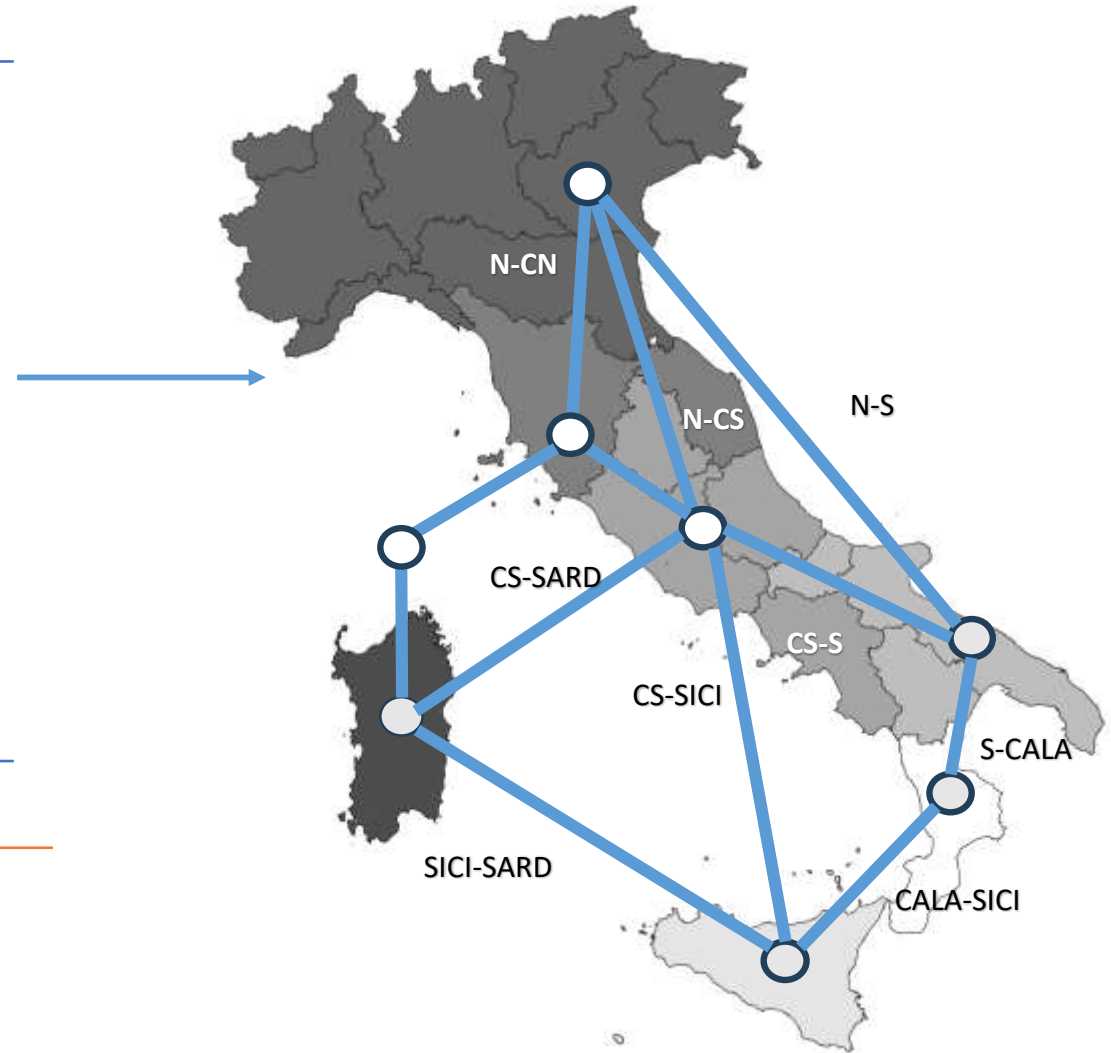
Le assunzioni di scenario

Capacità di transito interzonale [GW]

Collegamento	2030	2035	2040	2050
Nord ↔ Centro Nord	5,5 / 4,7	5,5 / 4,7	5,5 / 4,7	5,5 / 4,87
Nord ↔ Centro Sud	—	2,0 / 2,0	2,0 / 2,0	2,0 / 2,0
Nord ↔ Sud	—	—	2,0 / 2,0	2,0 / 2,0
Centro Nord ↔ Centro Sud	4,6 / 4,5	5,2 / 5,9	5,2 / 5,9	5,8/7,3
Centro Sud ↔ Sud	2,9 / 5,7	3,3 / 6,1	6,0 / 8,8	9,1/11,9
Sud ↔ Calabria	1,7 / 3,0	2,2 / 3,5	4,2 / 5,5	6,7/8
Calabria ↔ Sicilia	2,1 / 2,0	2,1 / 2,0	4,1 / 4,0	6,1/6
Centro Sud ↔ Sicilia	1,0 / 1,0	1,0 / 1,0	1,0 / 1,0	1,0 / 1,1
Sardegna ↔ Centro Sud	0,9 / 0,7	0,9 / 0,7	1,9 / 1,7	2,9/2,7
Sardegna ↔ Sicilia	1,0 / 1,0	1,0 / 1,0	1,0 / 1,0	1,0 / 1,1

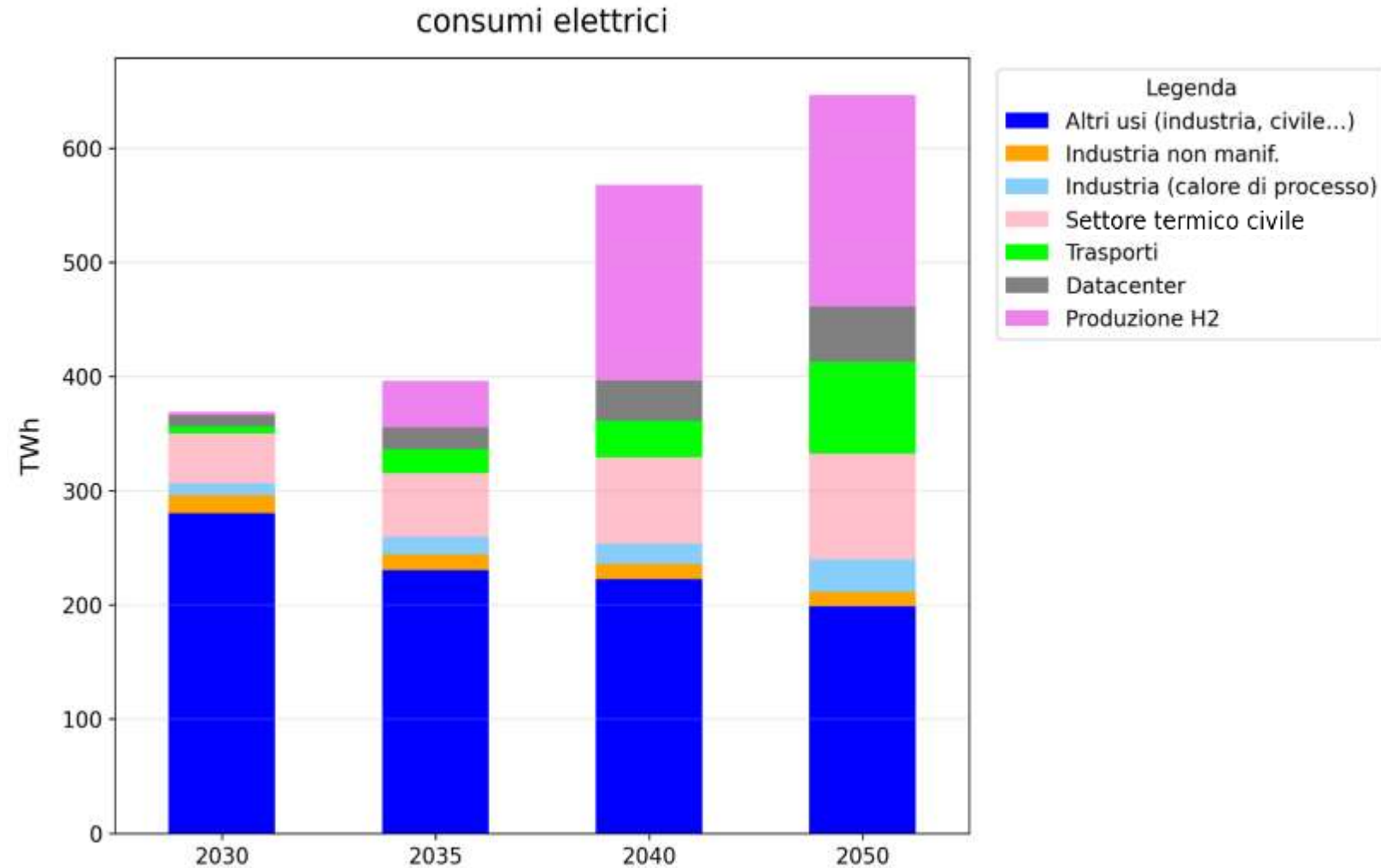
Ipotesi di elettrificazione dell'industria

	2030	2035	2040	2050
EE<100	40%	55%	73%	100%
EE100-200	30%	45%	70%	100%
EE>200	10%	16%	20%	50%



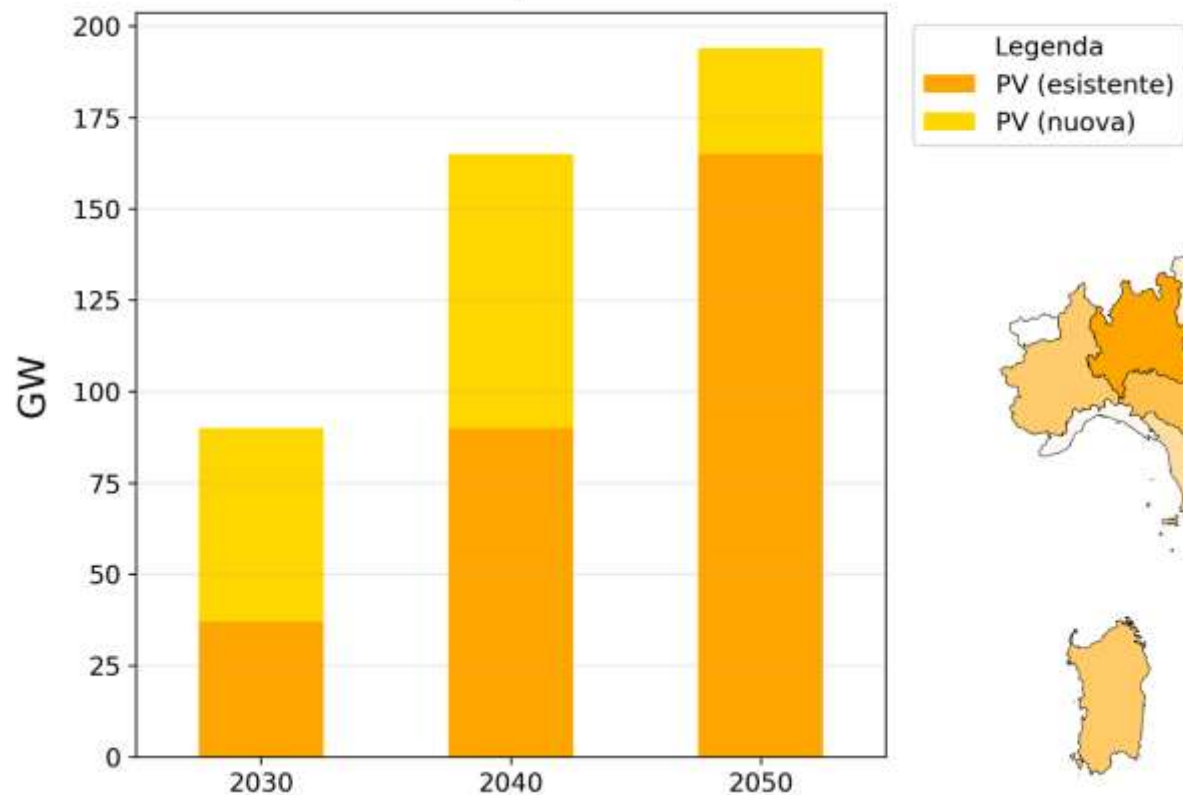
I consumi elettrici al 2050 sono circa il doppio rispetto al 2030

- ✓ Elettrificazione usi termici,
- ✓ Elettrificazione trasporti,
- ✓ Domanda crescente datacenter,
- ✓ Fabbisogno crescente H2 (ottimizzato dal modello).



Fotovoltaico – capacità installata

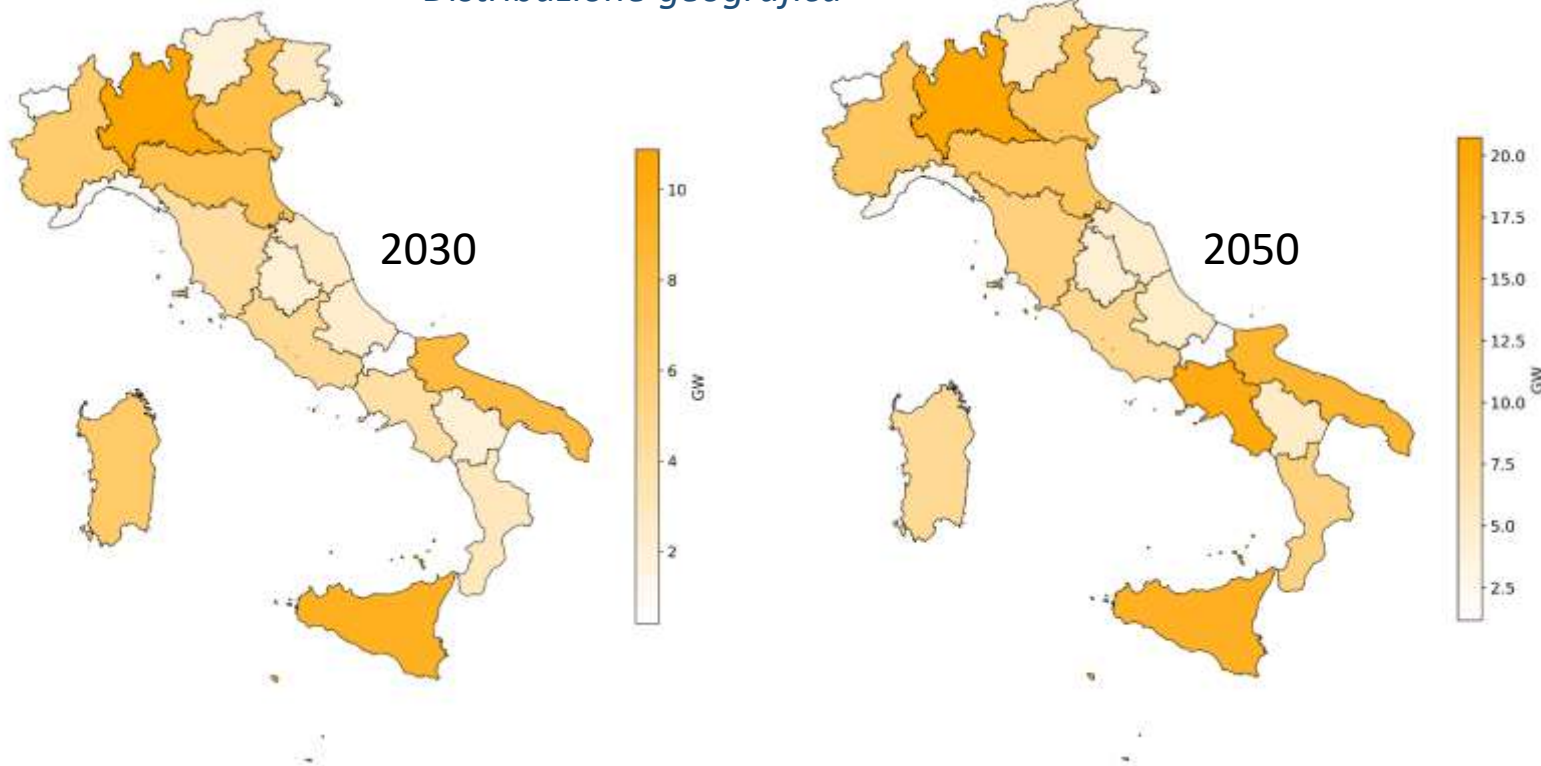
fotovoltaico - capacità installata



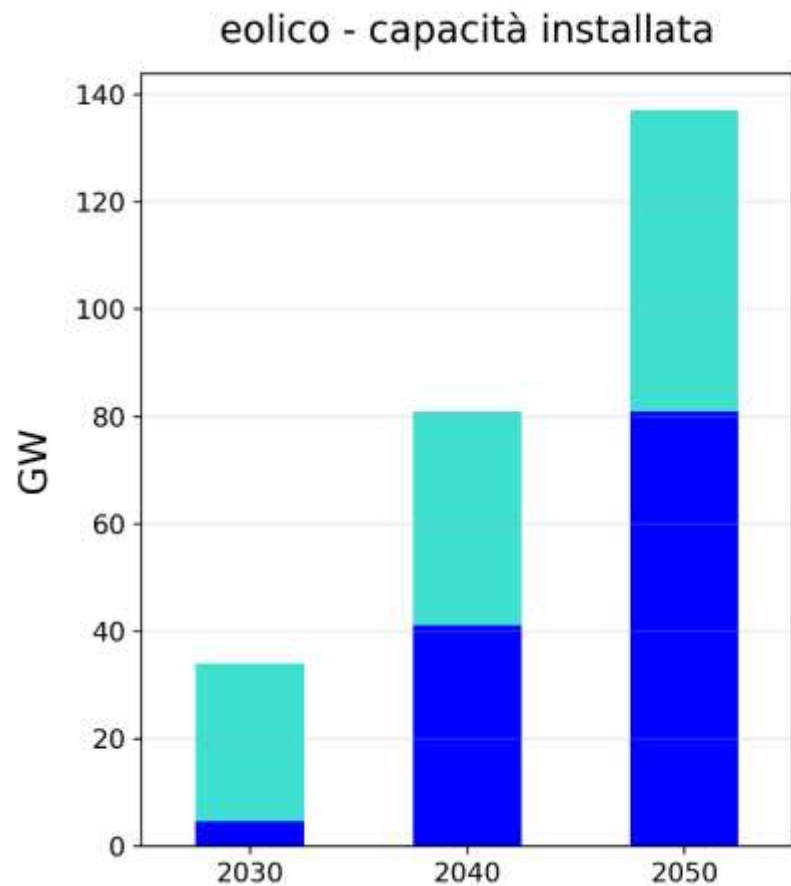
La capacità installata di FV supera lievemente gli obiettivi PNIEC al 2030 (+10 GW annui da oggi al 2030); raddoppia poi tra il 2030 e il 2040; raggiunge infine 190 GW al 2050

La distribuzione geografica vede dei picchi di installato nelle Regioni del sud (trainato dalle più alte ore equivalenti) e in Lombardia (trainato dall'autoconsumo di sistemi di piccola taglia)

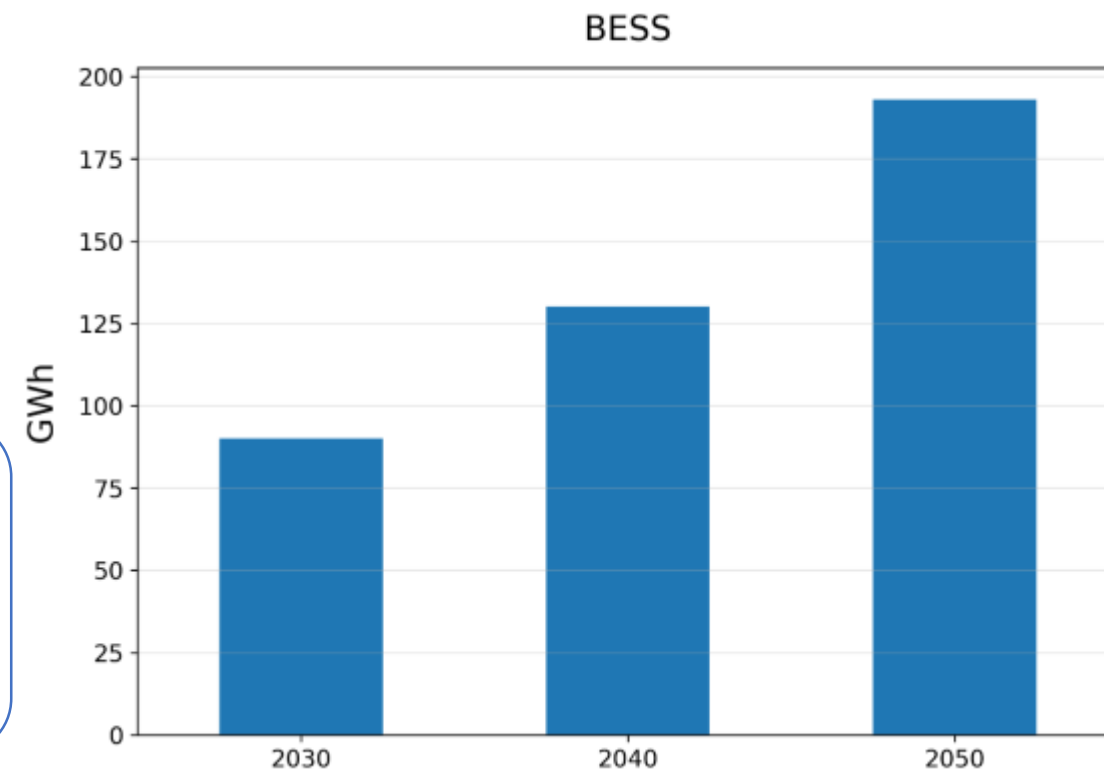
Distribuzione geografica



Eolico e BESS – capacità installata

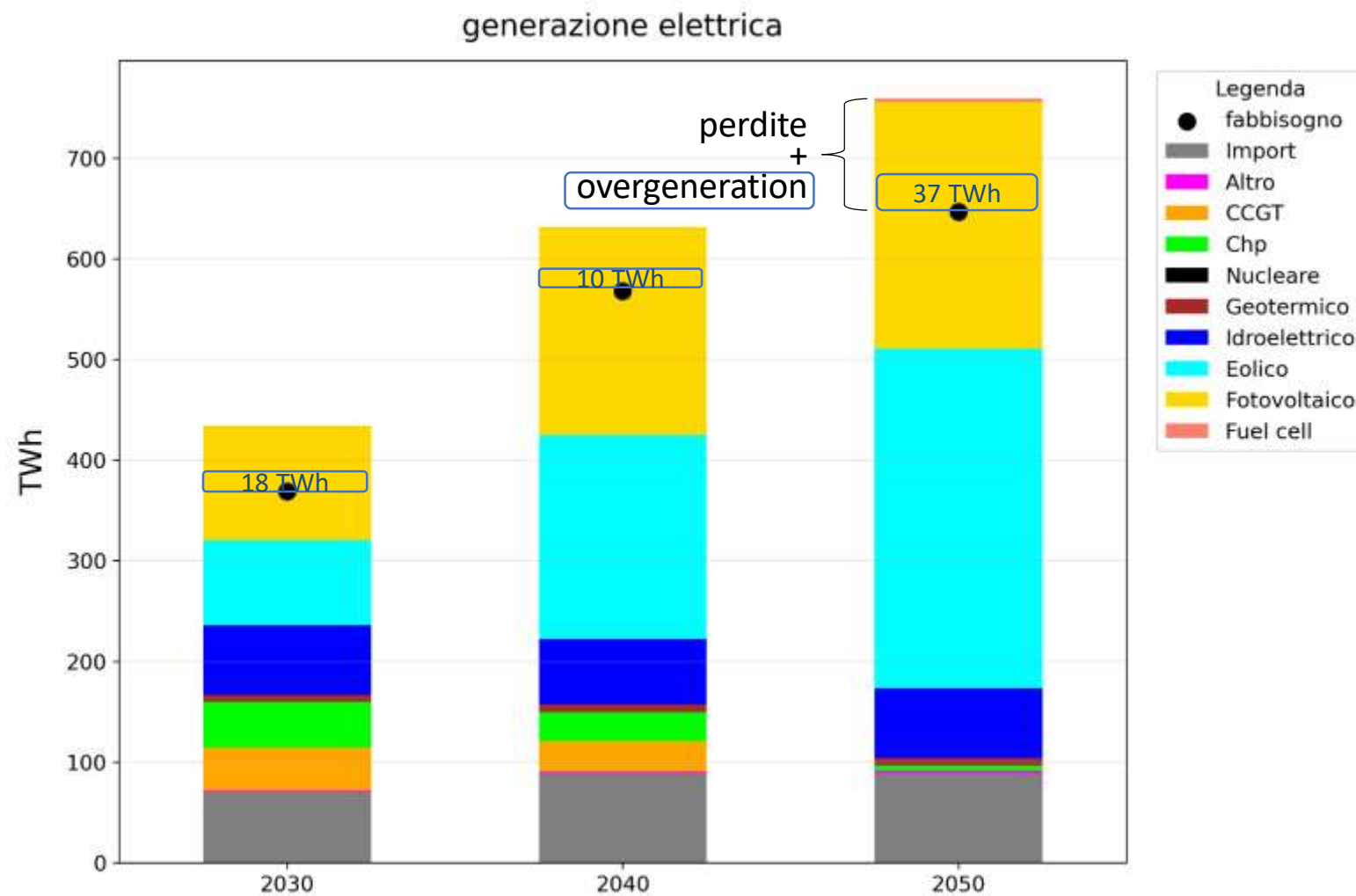


Tra oggi e il 2050
+ 130 GW di eolico
+190 GWh di BESS



Il mix di generazione elettrica

Viene considerato il mix di generazione elettrica agli anni target. Si riporta la generazione e il fabbisogno. La generazione è pari al fabbisogno aumentato delle perdite elettriche e dell'overgeneration, che viene esplicitata (in TWh annui).



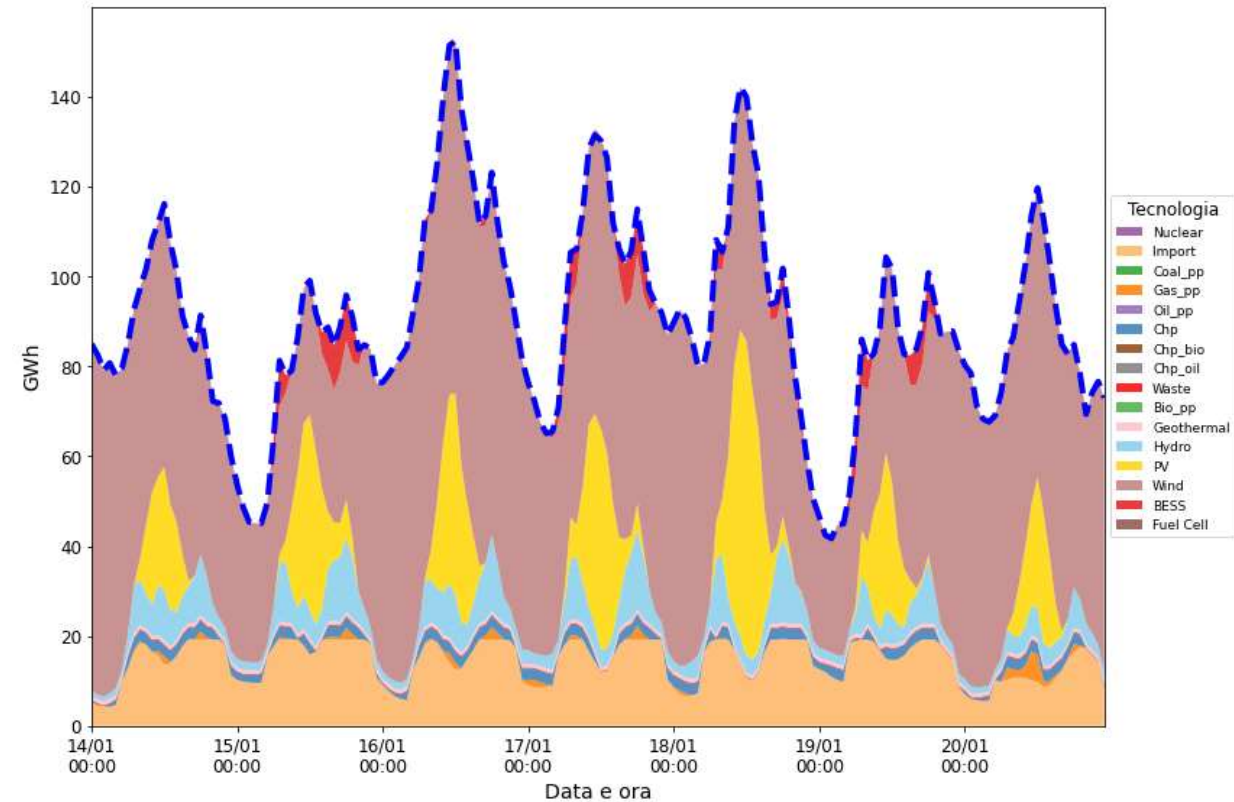
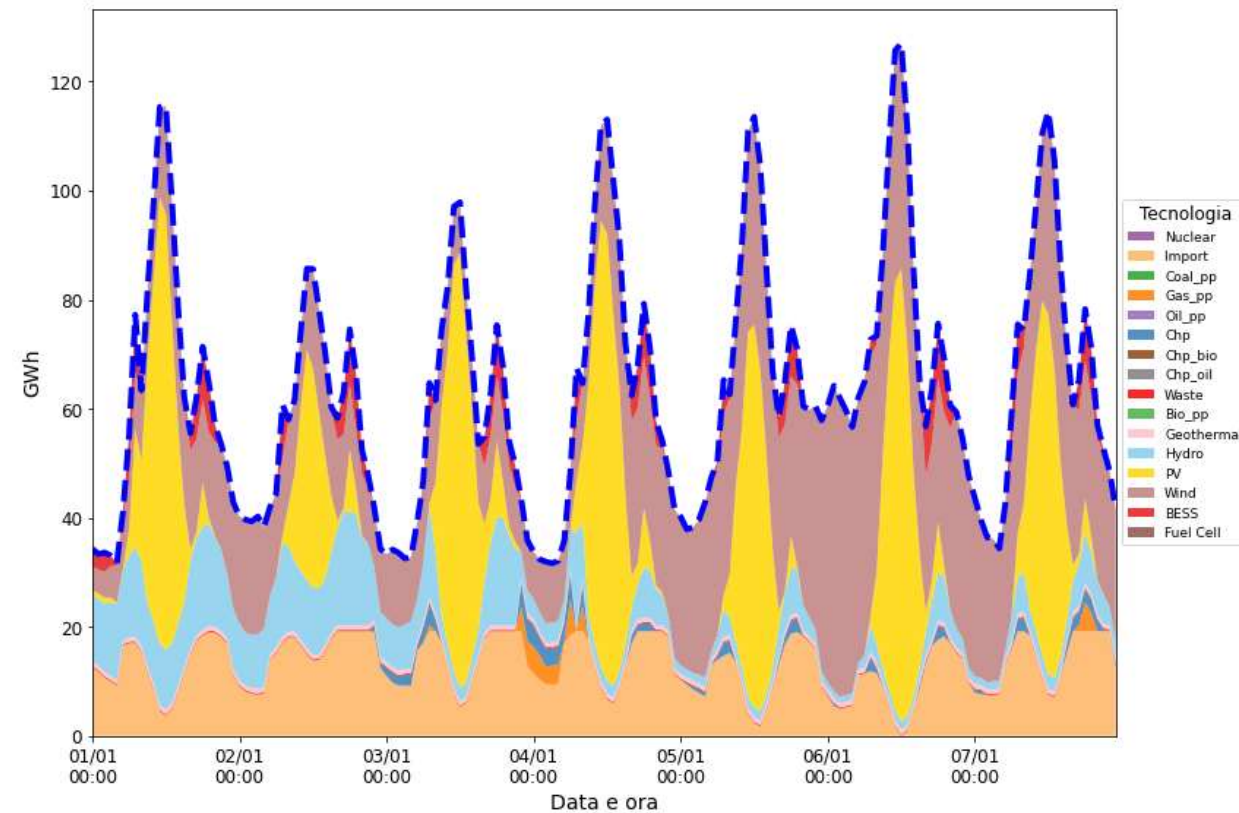
Profili di generazione

Si riportano i profili orari di generazione di due settimane invernali. Si notano i picchi elevati del carico e il contributo preponderante della fonte eolica in scarsità di fotovoltaico. Il fabbisogno elettrico è rappresentato dal profilo tratteggiato in blu.

Settimana 01/01

2040

Settimana 14/01

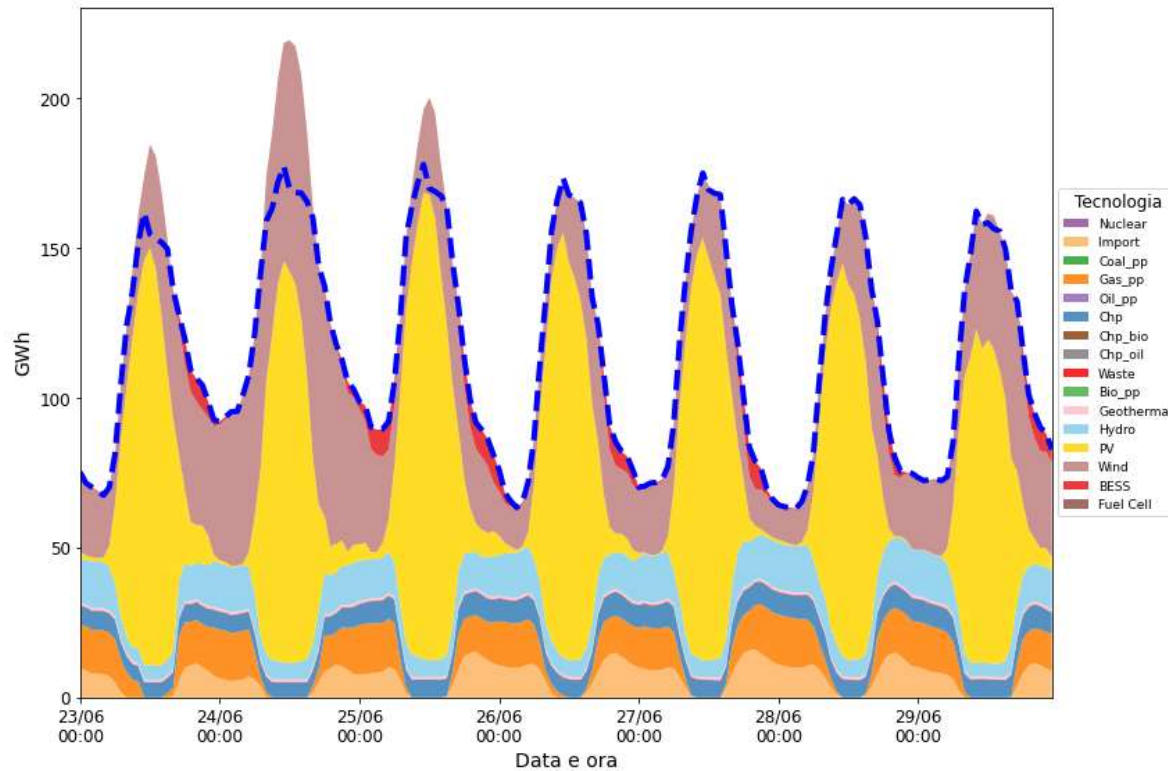


Profili di generazione

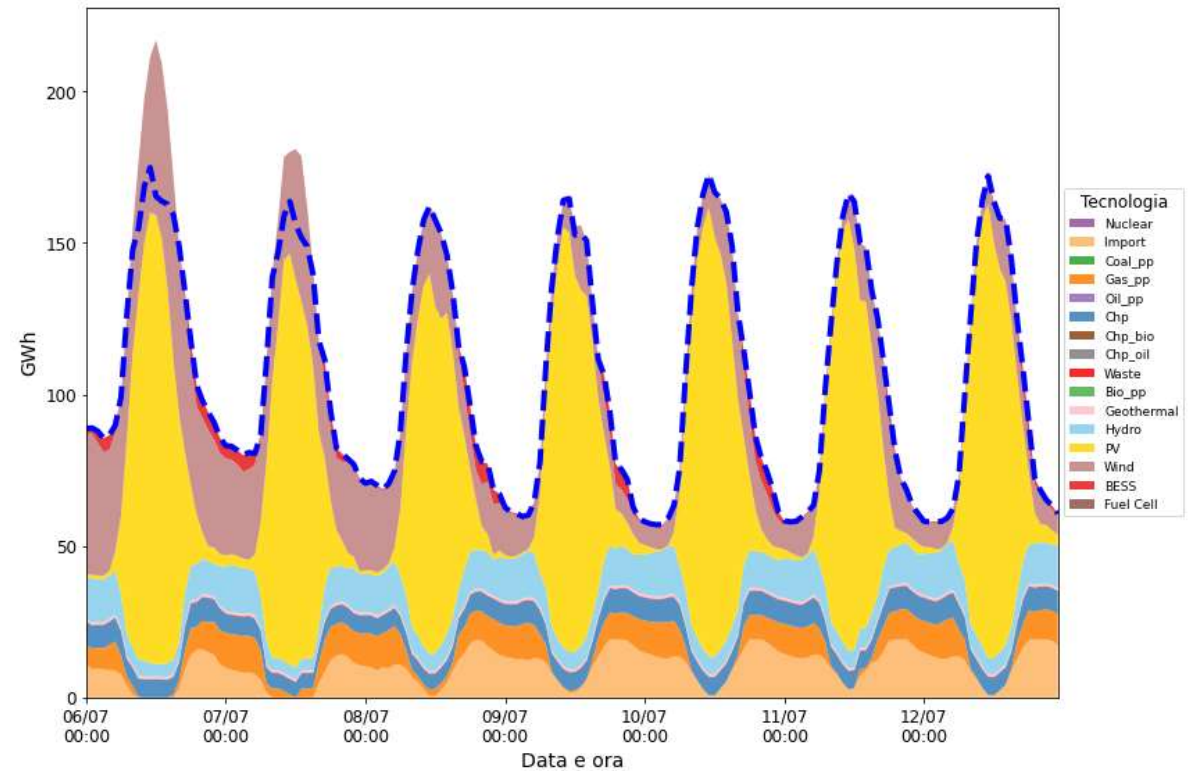
Si riportano i profili orari di generazione di due settimane estive. Si nota il contributo fotovoltaico. Dove la generazione totale supera il fabbisogno, c'è overgeneration.

2040

Settimana 23/06

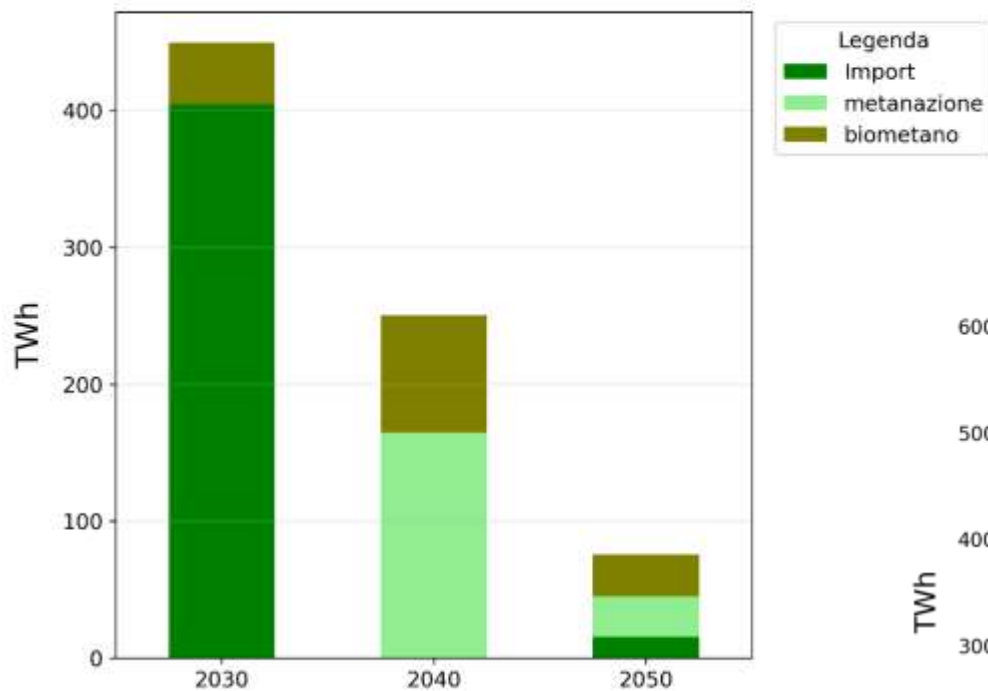


Settimana 09/07



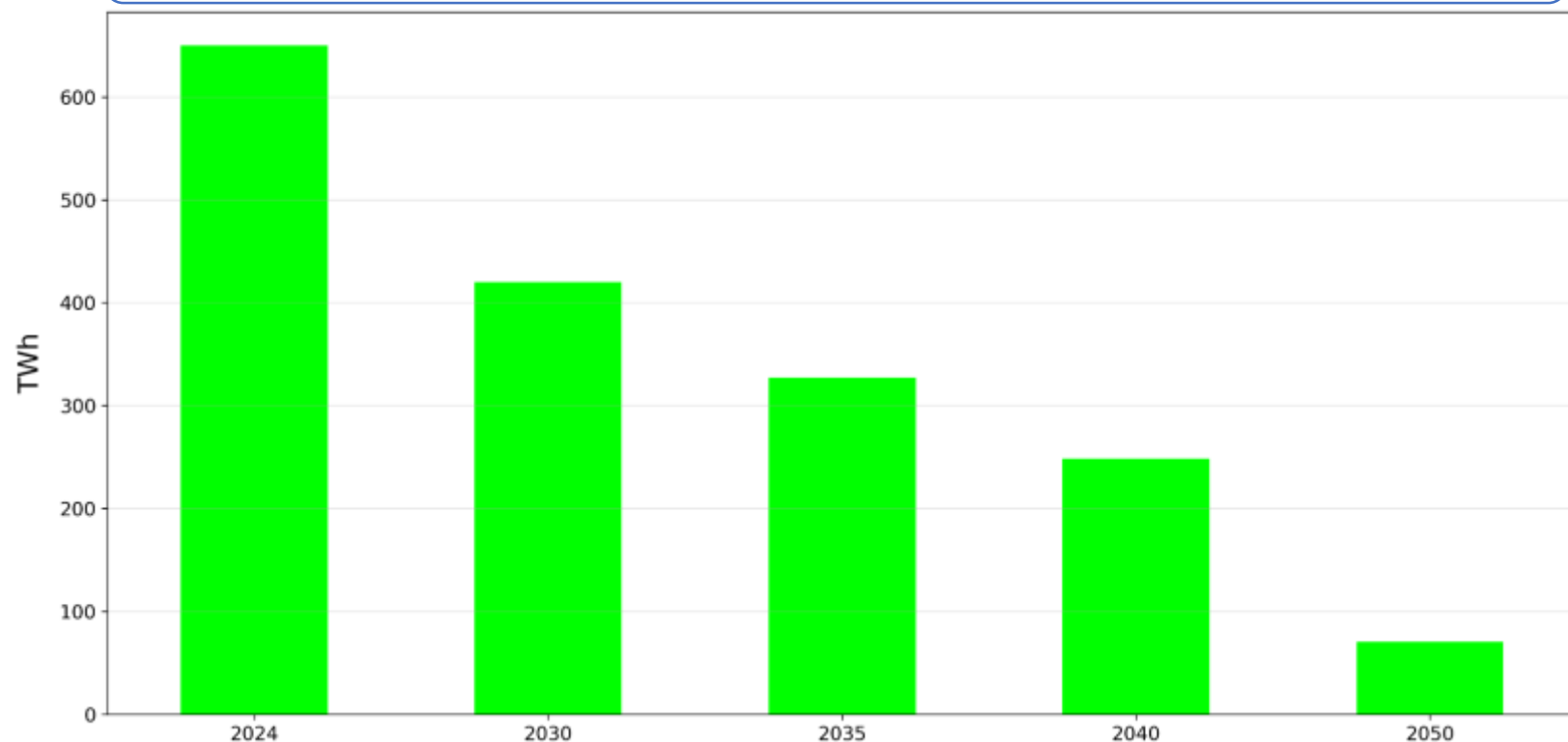
Fabbisogno e supply di CH4

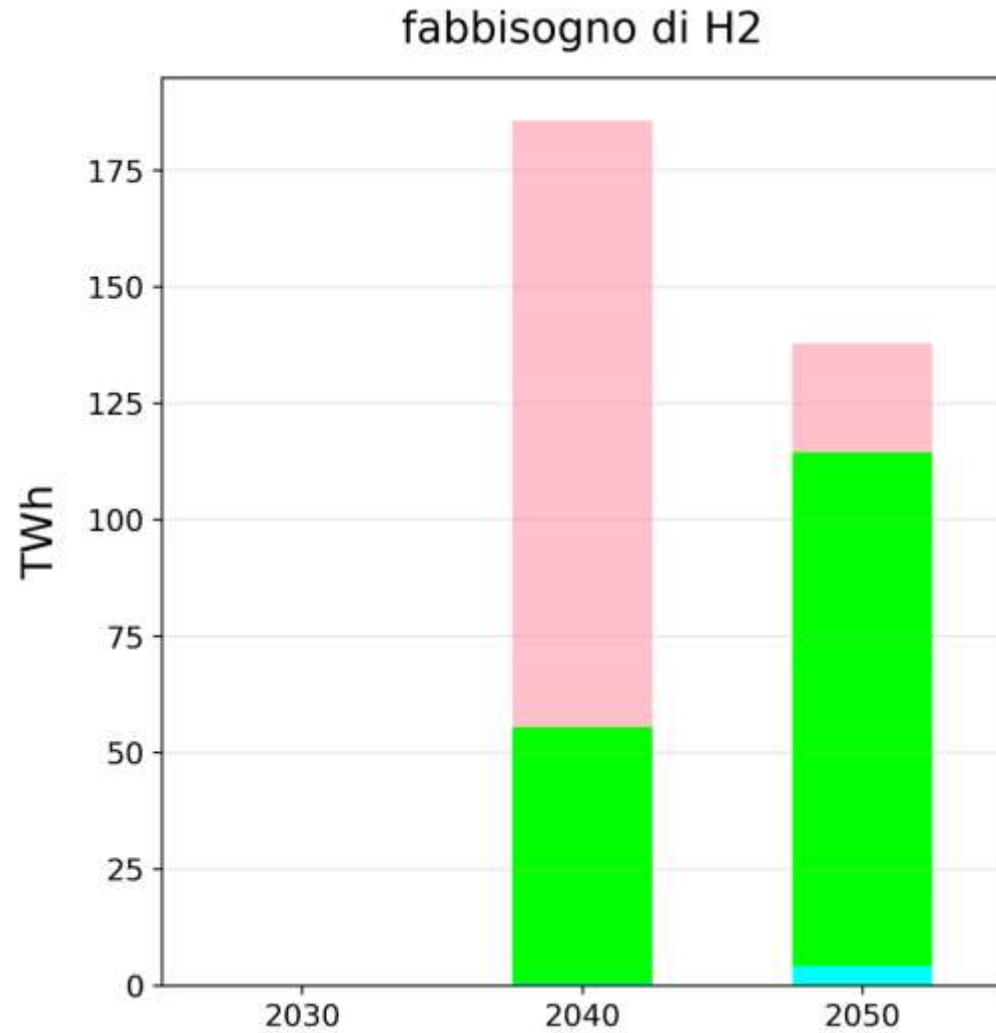
import/produzione CH4



Il gas sintetico e il biometano ricoprono un ruolo chiave soprattutto negli anni intermedi. Nel 2030 e nel 2040 viene sfruttato quasi completamente il potenziale di biometano

Il fabbisogno di gas al 2050 diminuisce del 90% rispetto a oggi

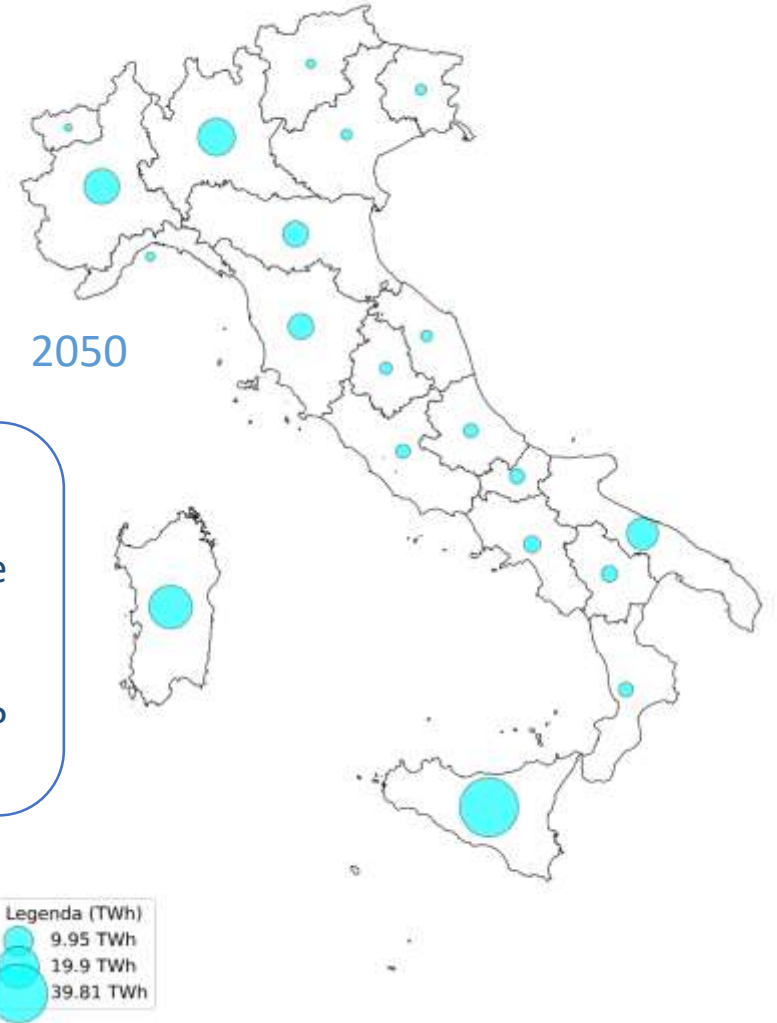




Legenda

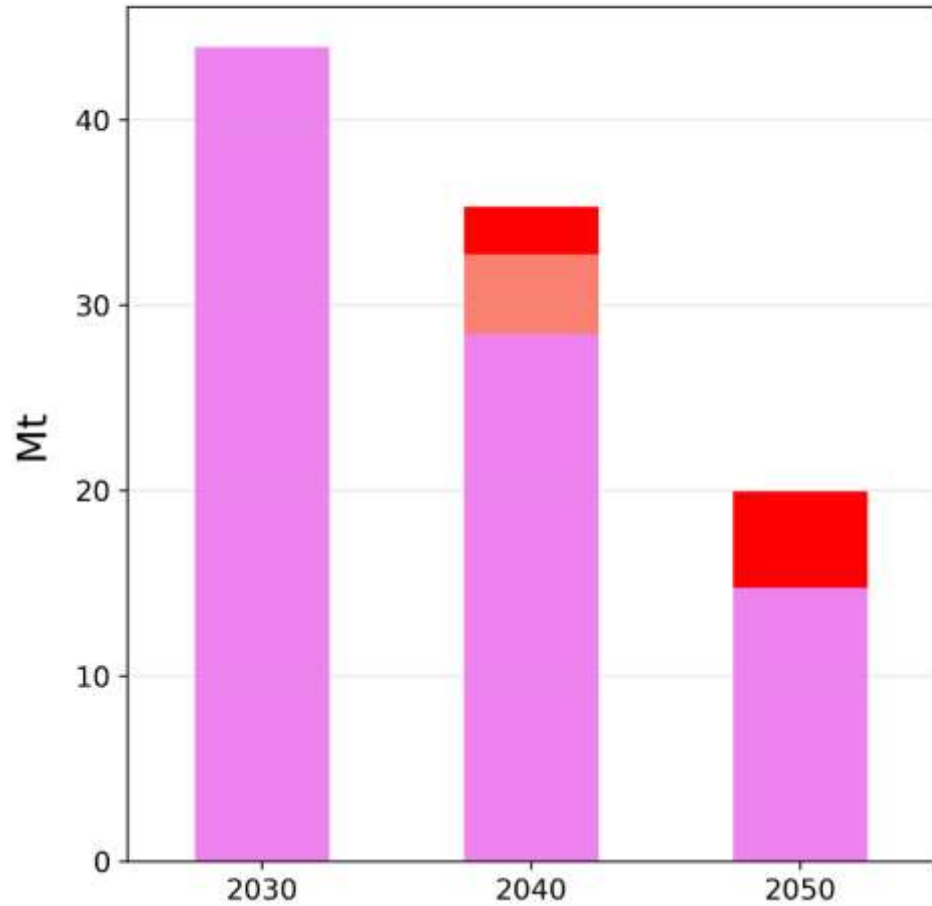
- Industria
- Produzione efuel
- produzione CH4

Il fabbisogno di H2 è determinato dalla produzione di e-fuel per i trasporti.
Qual è il ruolo della riconversione delle raffinerie?



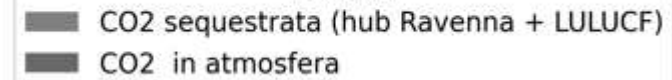
Bilancio emissioni di CO2

fabbisogno fuel

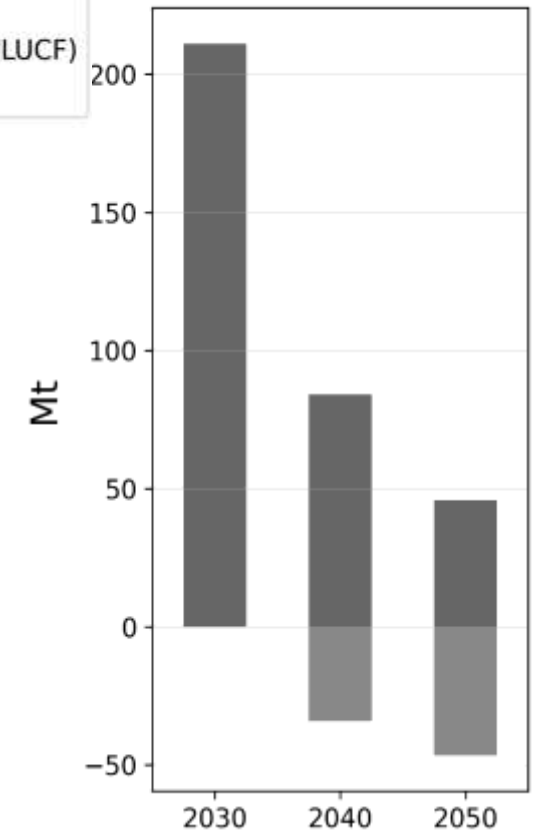


Rimane alto l'utilizzo di *fuel* fossili per i trasporti che determinano la quota principale delle emissioni di CO2

Legenda



bilancio CO2



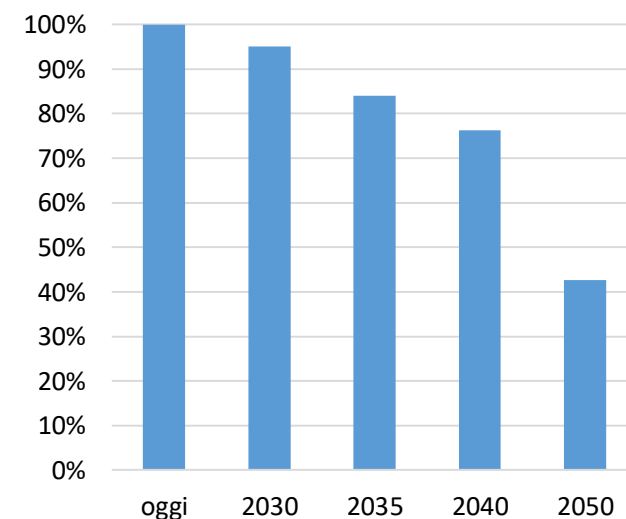
Conclusioni



- Oltre alle rinnovabili... Di **quanti TWh** stiamo parlando? 30-40 TWh, che corrispondono al 6% della domanda. Sviluppo di una nuova filiera per queste quantità?
- **Gli strumenti capacitivi**: non abbiamo sviluppato scenari sì/no gas, sì/no nuke, ma scenari che prevedono o meno scelte politiche/strategiche effettivamente in discussione. Serve il capacity market per poi non pentirsi. Al 2050, restano 20-25 GW installati per produrre ≈ 20 TWh.
- **Il gran ritmo delle FER**: il modello considera sempre conveniente installare nuove FER (+BESS). Le FER vengono limitate per avere un ritmo compatibile con il ritmo storico (ancorché spedito) e compatibile con **limiti non tecnologici**. Policy volte alla maggior compatibilità tra sviluppo impianti e sinergie con le comunità locali saranno importanti in tutto il percorso.
- **Overgeneration non nulla, ma limitata**: sarà sempre un tema da attenzionare, ma la flessibilità del gas residuo e la necessità di idrogeno a basso costo la limitano. Inoltre, questo modello cautelativo non considera la flessibilità del carico se non per l'idrogeno verde.
- **Quanto suolo serve al 2050? 120-180mila ettari o lo 0.9-1.4% della Superficie Agricola Totale** considerando tutti gli impianti FV a terra. In tutti i casi è occupazione di suolo reversibile, inoltre in molti casi ci sarà agrivoltaico/fotovoltaico galleggiante/altro.

- **Gas, biogas, gas da H2?** Il modello prevede una domanda residua di gas limitata al 2050 (75 TWh per elettricità + generazione di calore) e usa un terzo/un terzo/un terzo. Il picco di sfruttamento del biometano arriva invece al 2040, circa 9bcm coerenti con potenziale.
- L'utilizzo della **CCS** è compatibile con gli stoccaggi, ma risulta **ampio**: per metà è CCU, per la parte ulteriore serve soprattutto a compensare le emissioni residue di combustibili liquidi.
- **Quindi, è 100% FER? Per quanto riguarda la generazione elettrica, sì** in quanto il residuo termoelettrico è ampiamente soddisfatto da biogas e/o da gas da H2 verde. Per quanto riguarda il sistema energetico nel suo complesso, **rimaniamo indietro sulla transizione dei trasporti**, che si trascina i tempi di ricambio del parco molto lenti: (anche) gli scenari spinti ci dicono che venderemo tutto elettrico al 2050, ma che il parco non sarà stato ancora del tutto sostituito.
- **Cosa fare?** Il modello produce in parte e-fuel, in parte sequestra (15 Mton o 175 TWh di gasolio ancora bruciato, per il 90% della CCS). Alla mobilità serve un nuovo paradigma, non solo un cambio tecnologico.

consumi di combustibili per i trasporti rispetto a oggi





**POLITECNICO
MILANO 1863**

DIPARTIMENTO DI ENERGIA



LEAP

FOUNDED IN 2005 BY
POLITECNICO DI MILANO



X

**COORDINAMENTO
FREE**



**ITALIA
SOLARE**

Il fotovoltaico è di tutti



ECCO

THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK



**POLITECNICO
MILANO 1863**

DIPARTIMENTO DI ENERGIA



LEAP

FOUNDED IN 2005 BY
POLITECNICO DI MILANO



Slide di Backup

Techno-economic data								
Quantity	PV	Wind	Hydro	Nuclear	Gas	Gas CCS rf	Storage	Electrolyz
Lifetime (y)	25	25	80	60	30	20	15	15
Efficiency (%)	N/A	N/A	N/A	33%	58%	48%	95%	65%
Ramp rate (%)	N/A	N/A	N/A	5%	100%	100%	N/A	N/A
Minimum load (%)	N/A	N/A	N/A	60%	0%	0%	N/A	N/A
Availability (%)	N/A	N/A	N/A	92%	92%	92%	N/A	N/A
CAPEX 2030 (€/kW - €/kW/y)	500	950	2'500	N/A	40	N/A	600	N/A
CAPEX 2035 (€/kW - €/kW/y)	450	900	2'500	N/A	40	N/A	563	N/A
CAPEX 2040 (€/kW - €/kW/y)	400	850	2'500	11'000	40	70	525	700
CAPEX 2050 (€/kW - €/kW/y)	350	750	2'500	9'000	40	70	375	500
Fixed OPEX (€/kW/y)	7.5	15.6	30.0	160.0	42.9	46.1	15.2	1.1
WACC (%)	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
CRF (%)	7.1%	7.1%	5.1%	5.3%	6.5%	8.0%	9.6%	9.6%
Capacity 2024 (MW)	37'002	12'990	23'293	0	55'000	0	1'055	0
Generation 2024 (TWh)	36.0	22.3	54.8	0.0	152.1	0.0	0.1	0.0

Uranium cost (€/MWh_th)	3.3
NG cost /€/MWh_th)	40.0
NG emissions (tonCO2/MWh_th)	0.20
Carbon Capture efficiency (%)	95%
Energy-Power Ratio BESS (EPR) (h)	6

Trajectory data	2030	2035	2040	2050
Max. yearly installable PV (MW)	10'000	10'000	15'000	15'000
Max. yearly installable Wind (MW)	5'000	5'000	5'000	5'000
Max. yearly installable BESS (MW)	2'500	3'000	3'000	3'000
Emission cost (€/tonCO2)	70	80	90	100
Emissions cap (MtonCO2/y)	60.8	40.0	13.8	0.0