

Stefano Tiribuzi

ScETuR

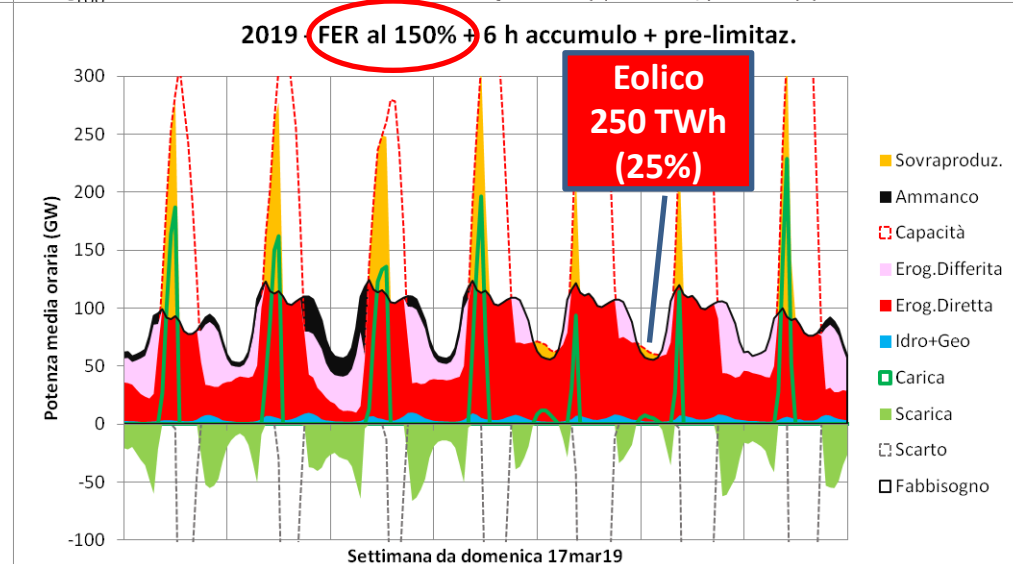
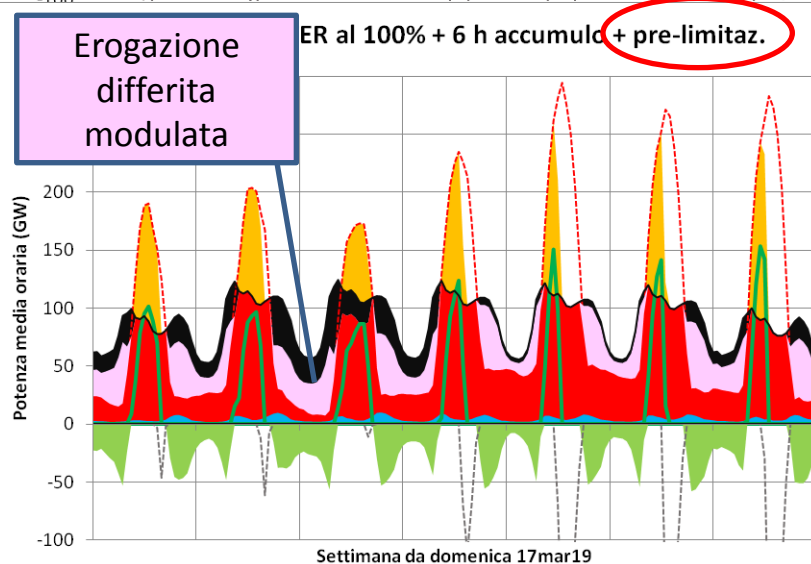
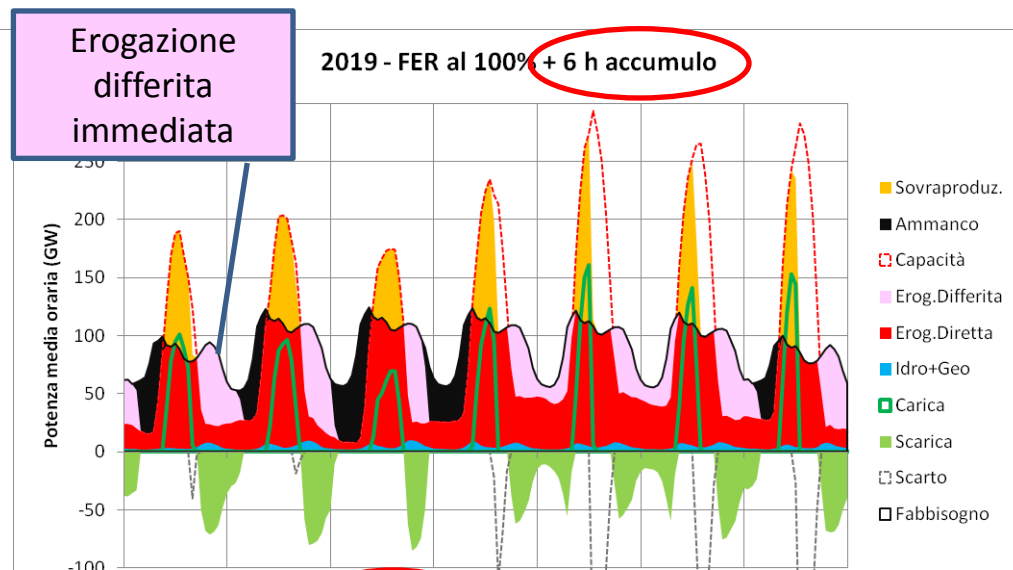
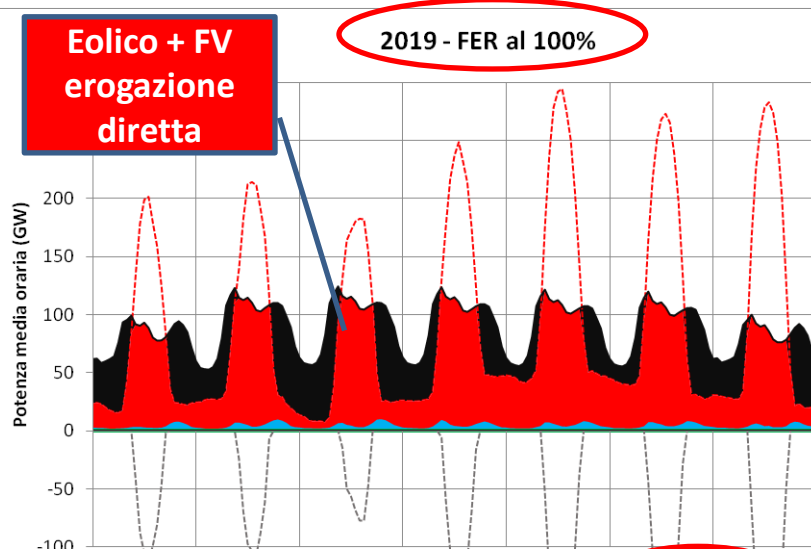
(Scenari Energetici Tutto Rinnovabile)

Scenario con P2G2P stagionale

Per incontro annuale ASPO Italia

Parma, 13 novembre 2022

4 degli scenari ScETuR già presentati nei mesi scorsi

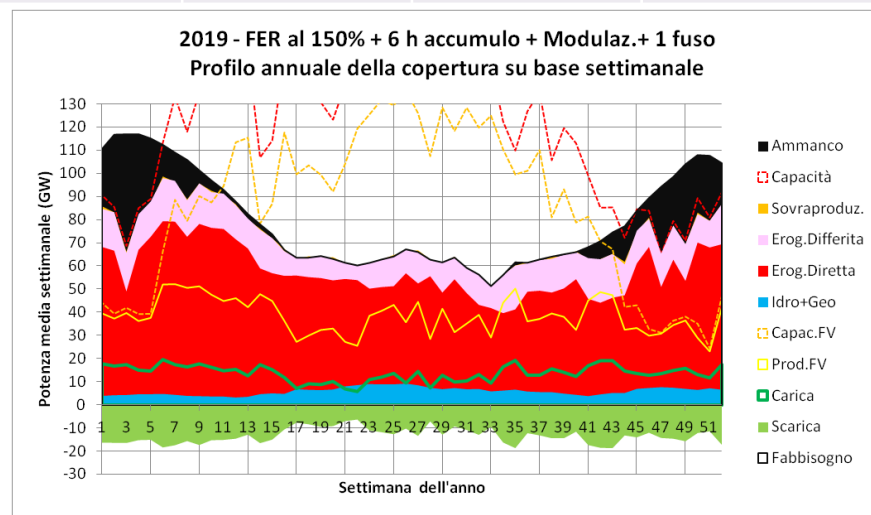


Risultati principali degli scenari precedenti

I vari provvedimenti, incluso il 5° ed ultimo che simula l'interconnessione con i sistemi elettrici limitrofi compresi entro un fuso orario, consentono di ridurre l'ammanco da 270 a 76 TWh su un fabbisogno complessivo di 700 TWh. Nell'ultimo scenario, la capacità produttiva inutilizzata è di 413 TWh, ovvero più di 5 volte l'ammanco.

Scenario	B100%	B100%6h	B100%6hM	B150%6hM	B150%6hM1f
Capacità produttiva	700 TWh	700 TWh	700 TWh	1050 TWh	1050 TWh
Capacità inutilizzata (scarto)	270 TWh	141 TWh	152 TWh	418 TWh	413 TWh
Fabbisogno scoperto (ammanco)	270 TWh	154 TWh	167 TWh	83 TWh	76 TWh
Scarto/Ammanco	1,0	0,9	0,9	5,0	5,4

Si vuole valutare in che misura la capacità produttiva in esubero è in grado di ridurre ulteriormente l'ammanco, impiegandola per alimentare un sistema di accumulo stagionale.



Oggetto della nuova simulazione e criteri generali

Simulazione di scenario energetico di lungo termine (>2050)

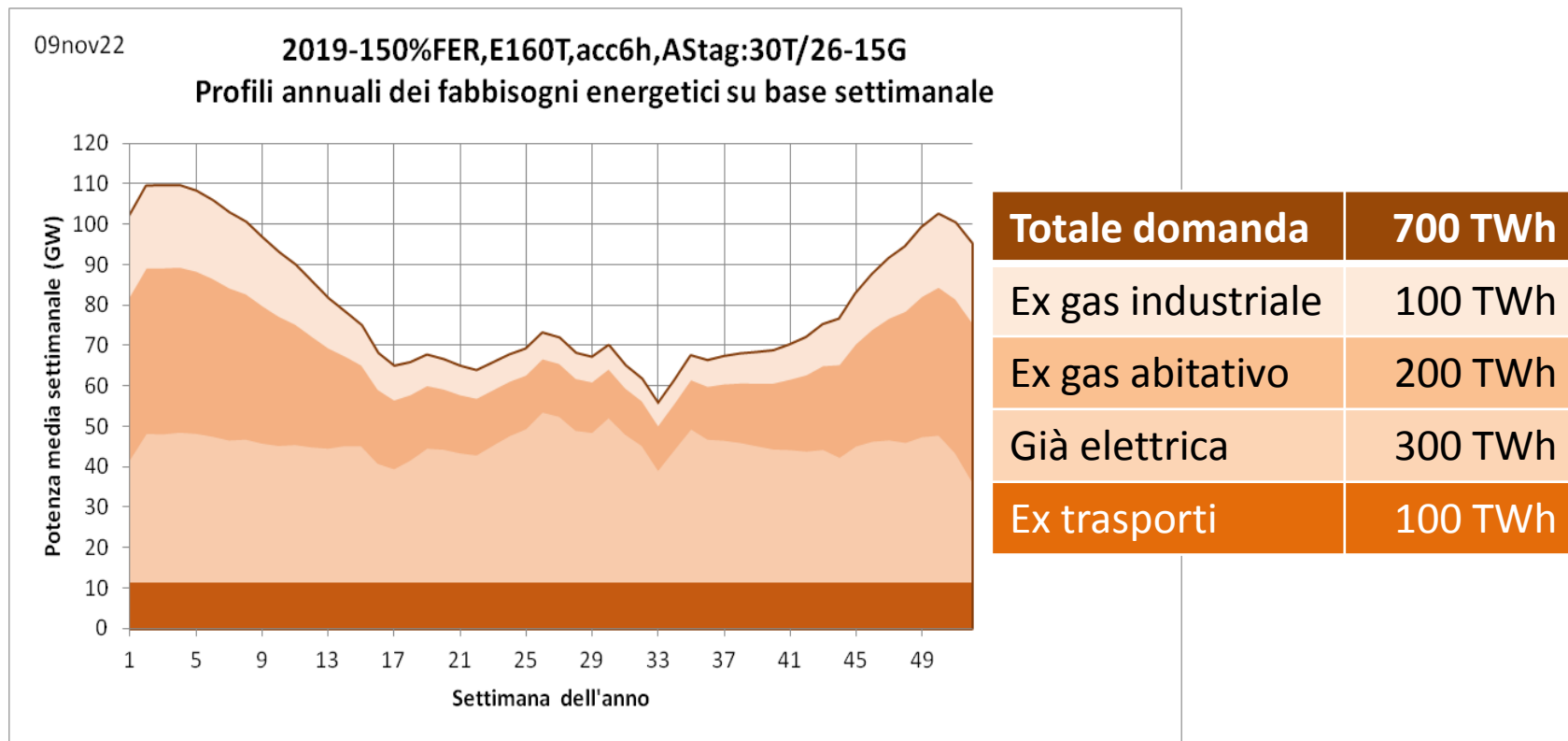
Con programma originale ScETuR (in Visual Basic, ExCel)

Non una proposta, ma solo un'esercitazione concettuale

Ipotesi base (molto idealizzate):

- fonti primarie solo rinnovabili: idro, geo, solare, eolico
(esclusa momentaneamente la fonte bio, ma solo per semplicità espositiva)
- completa elettrificazione dei consumi energetici
- accumulo stagionale mediante P2G2P a metano, con accumulo geologico anche della CO2
- nessuna limitazione per il trasporto di elettricità e gas
- perimetro nazionale, senza interscambi con l'estero

Profilo della domanda e delle sue componenti

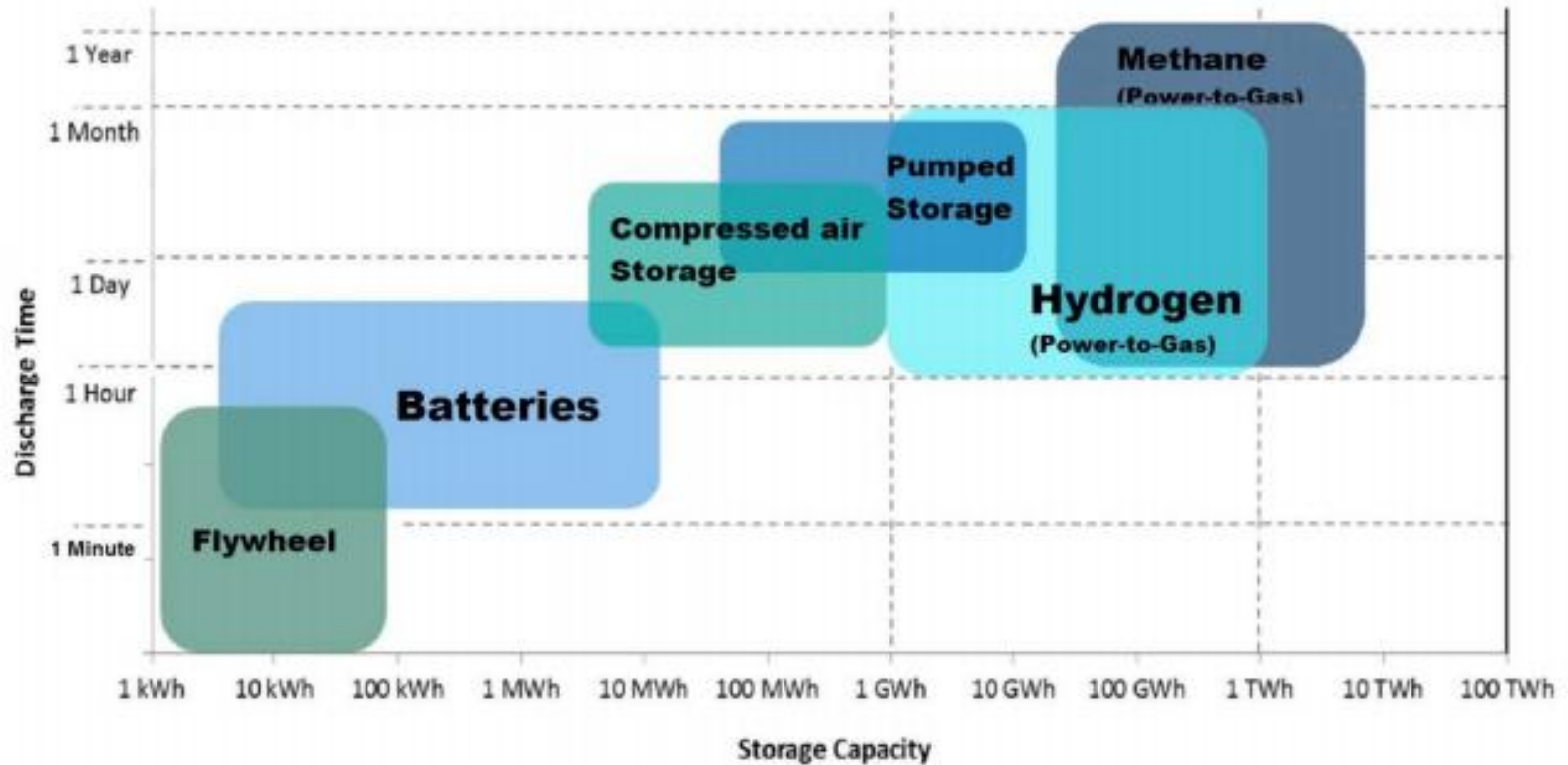


In base al grafico LLNL, la domanda elettrica al 2017 era equamente suddivisa tra settore industriale ed abitativo (residenziale + commerciale)

Principali dati di input:

Dato	Descrizione
700 TWh	Fabbisogno totale
150%	Capacità FER rispetto a fabbisogno → 1050 TWh
44 + 6 TWh	Produzione Idro + Geo
160 TWh	Capacità produttiva eolica
→ 840 TWh	Capacità produttiva FV
6 h	Capacità di accumulo giornaliero
90%	Resa di ciclo dell'accumulo giornaliero
30 TWh	Capacità di accumulo stagionale (resa finale)
20%	Resa di ciclo dell'accumulo stagionale
26 GW	Potenza di ricarica limite dell'accumulo stagionale
15 GW	Potenza di erogazione limite dell'accumulo stagionale
modulazione	Sistema di modulazione preventiva dell'erogazione

Il P2G (metano) è l'unico accumulo stagionale possibile



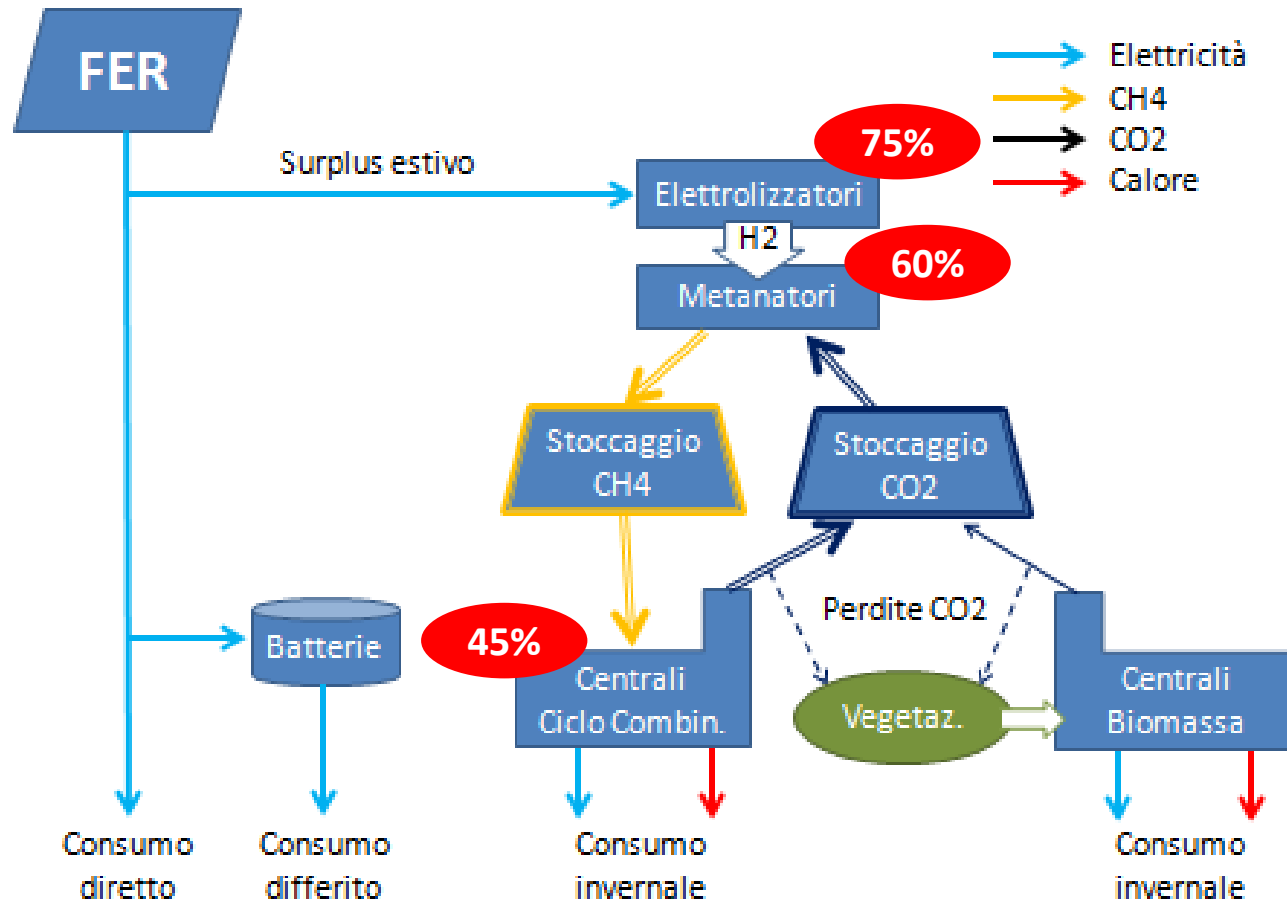
Source: School of Engineering, RMIT University (2015)

Figure 3. Available storage technologies, their capacity and discharge time.

Tratto da https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_storage

Sistema P2G2P a metano

20% - Resa ipotizzata per l'accumulo stagionale a metano ($=75\% \times 60\% \times 45\%$)



Capacità nazionale di stoccaggio geologico di gas

Capacità di stoccaggio GN attuale utilizzabile = 13 Gm³

SNAM-Stogit: 12 Gm³ (= 16,5 - 4,5 di stoccaggio strategico)

Rif: <https://www.snam.it/it/chi-siamo/infrastrutture-snam/stoccaggio/>

Edison: 1 Gm³ circa

Rif: <https://www.edisonstoccaggio.it/it/attivita-e-impianti/i-nostri-impianti/>

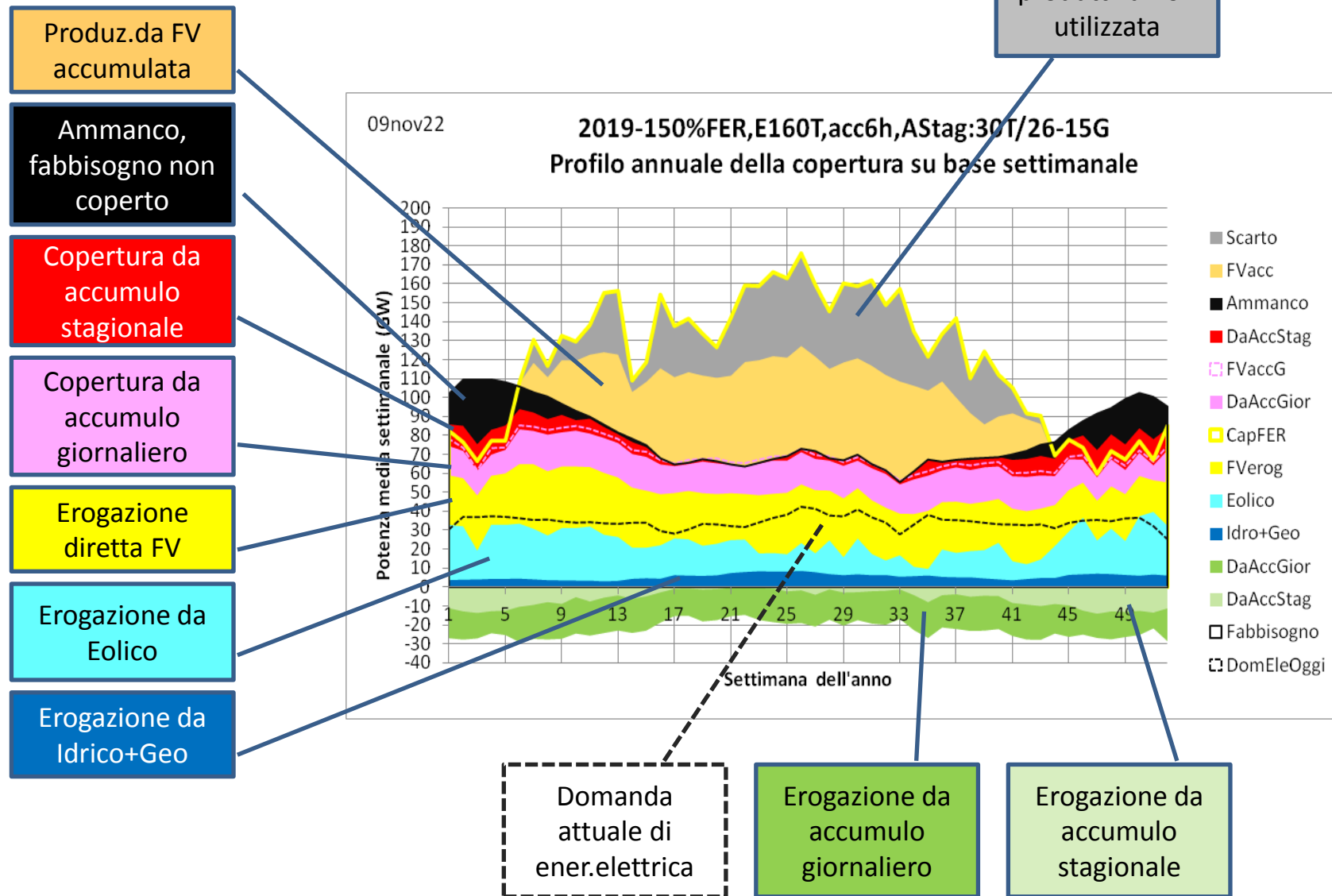
Si assume che 6,5 Gm³ (50%) siano a disposizione del metano di sintesi
(l'altro 50% utilizzato per stoccaggio CO₂)

Potere calorifico del metano = 10 kWh/m³ circa

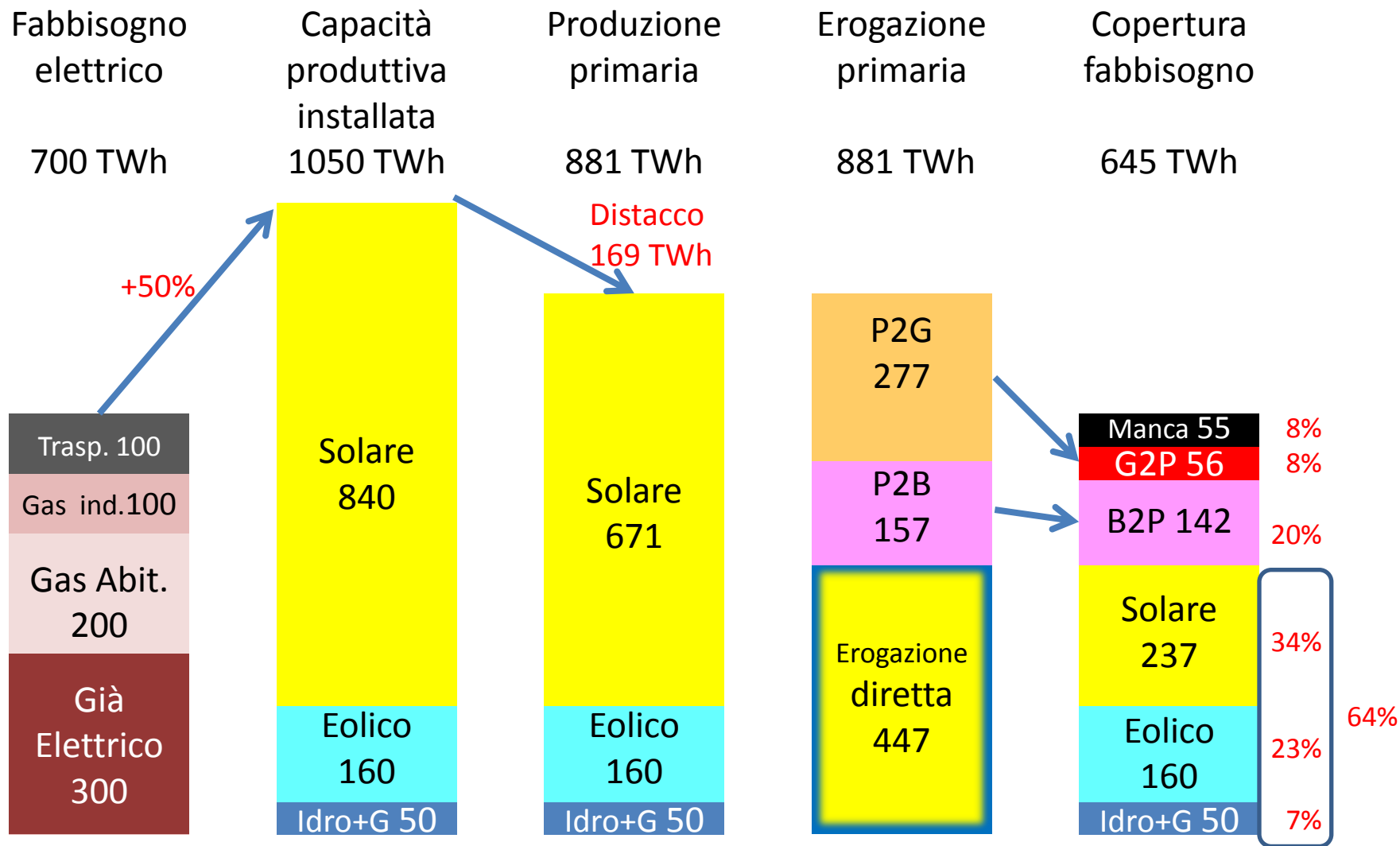
Rendimento di centrali turbogas a ciclo combinato con cattura CO₂ = 45% (3/4 di 60%)
(La cattura della CO₂ dai fumi richiede la potenza prodotta da 1 unità su 4)

→ Energia elettrica finale stoccabile = 30 TWh
(6,5 Gm³ x 10 kWh/m³ x 45% = 29,25 TWh)

Significato delle aree colorate



Bilancio energetico annuale

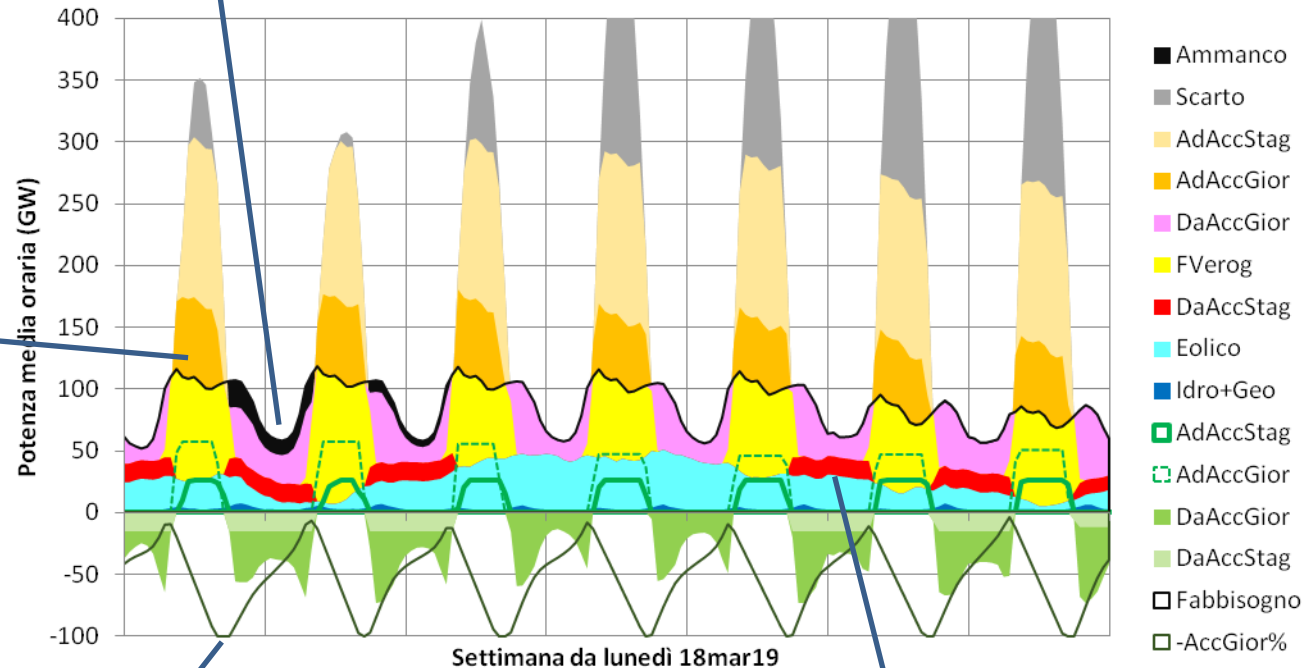


Profilo durante la settimana dell'equinozio di primavera

La scarsità di vento determina un ammanco non copribile dalle turbogas

09nov22

2019-150%FER,E160T,acc6h,AStag:30T/26-15G

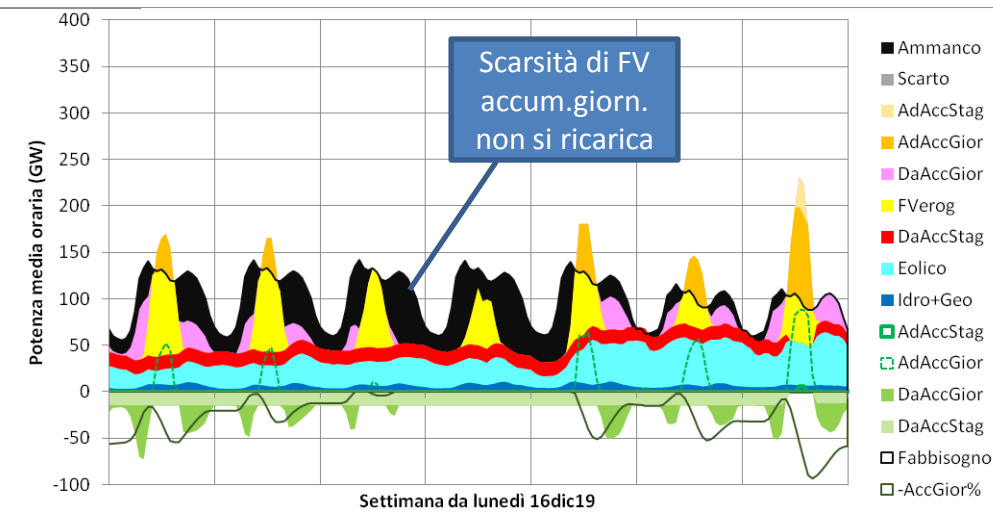
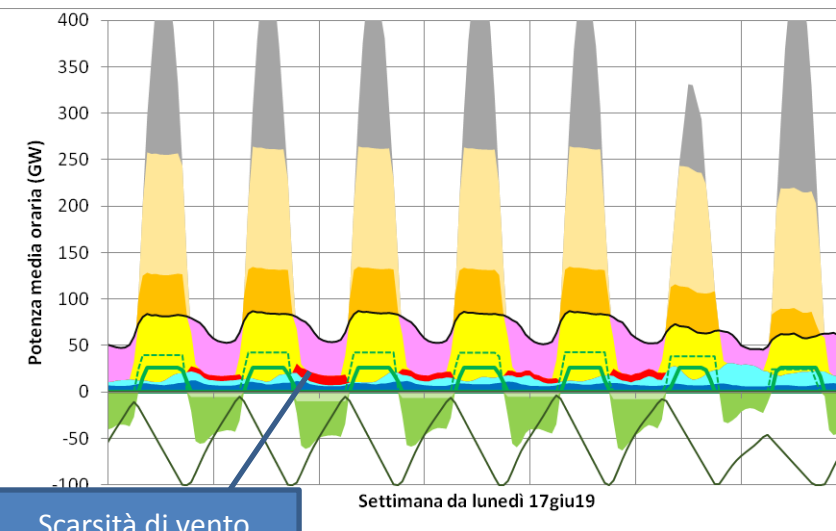
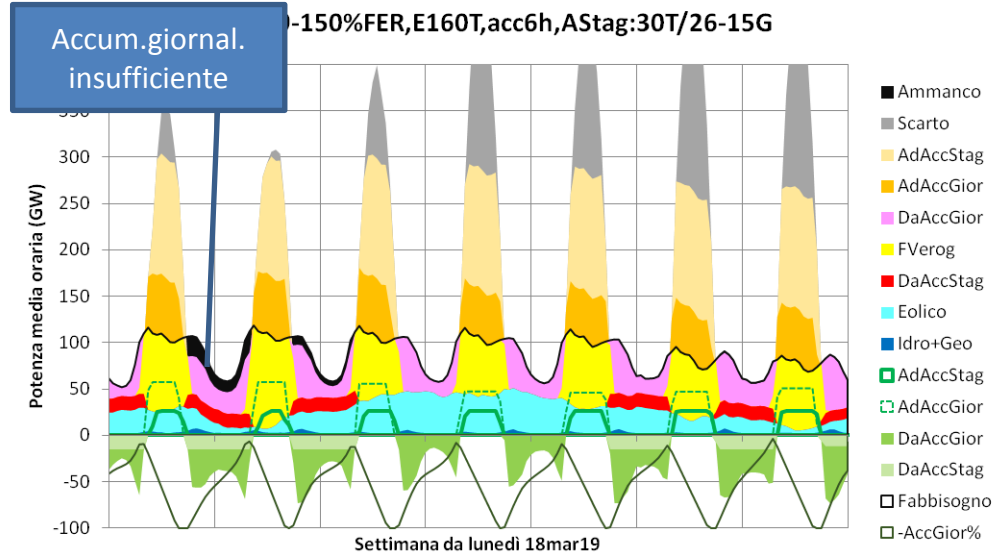
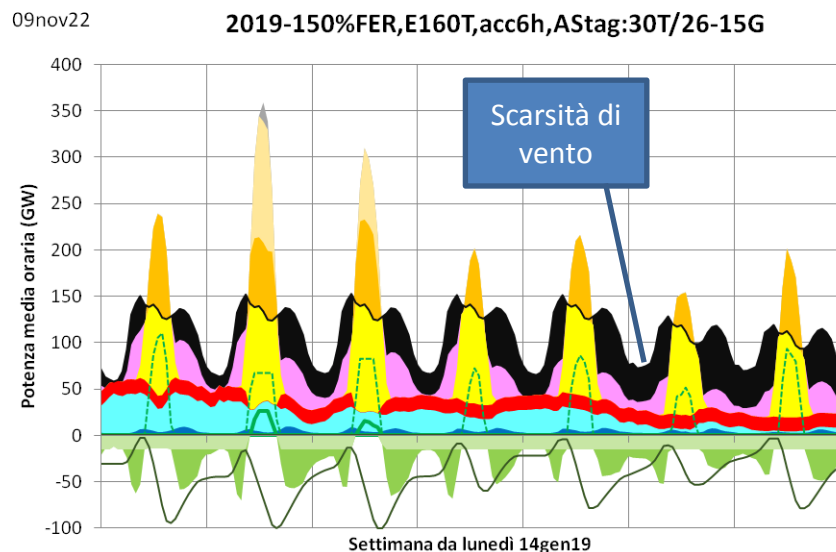


L'energia in esubero viene prioritariamente impiegata per la ricarica delle batterie. L'intensità di carica è calcolata in base alla produzione FV giornaliera attesa.

La strategia di modulazione dell'erogazione mira a massimizzare il ciclaggio delle batterie

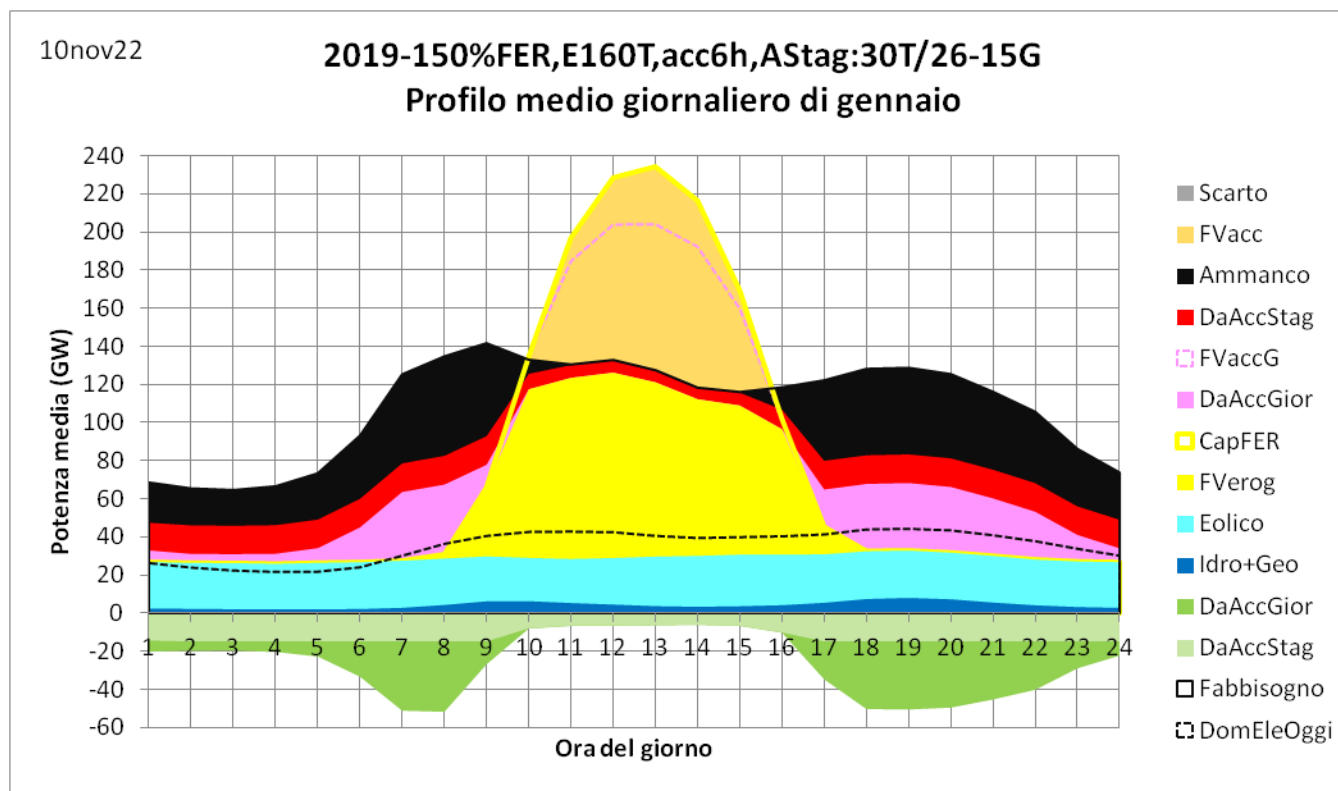
Funzionamento notturno delle turbogas dovuto all'insufficiente copertura delle batterie

Profili orari durante 4 settimane campione



Profilo medio giornaliero di gennaio

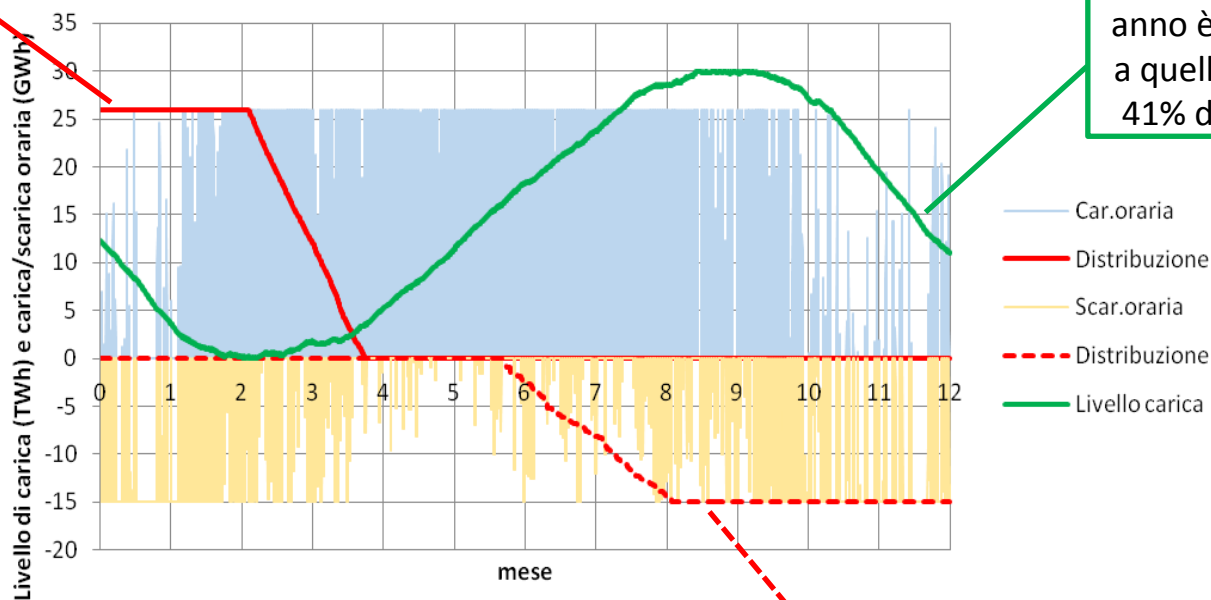
Per un paio d'ore prima dell'alba e per più ore dopo il tramonto vengono a mancare circa 60 GW di potenza, nonostante i circa 50 GW erogati dai sistemi di accumulo circadiano e stagionale.



Operatività del sistema di accumulo stagionale

La produzione di gas di sintesi avviene lungo quasi tutto l'anno, ma i relativi impianti lavorano a pieno carico (26 GW) solo per 2 mesi

2019-150%FER,E160T,acc6h,AStag:30T/26-15G
Acc.Stag.-Profili annuali e distribuzioni del livello carica (valori orari)
e dell'accumulazione oraria

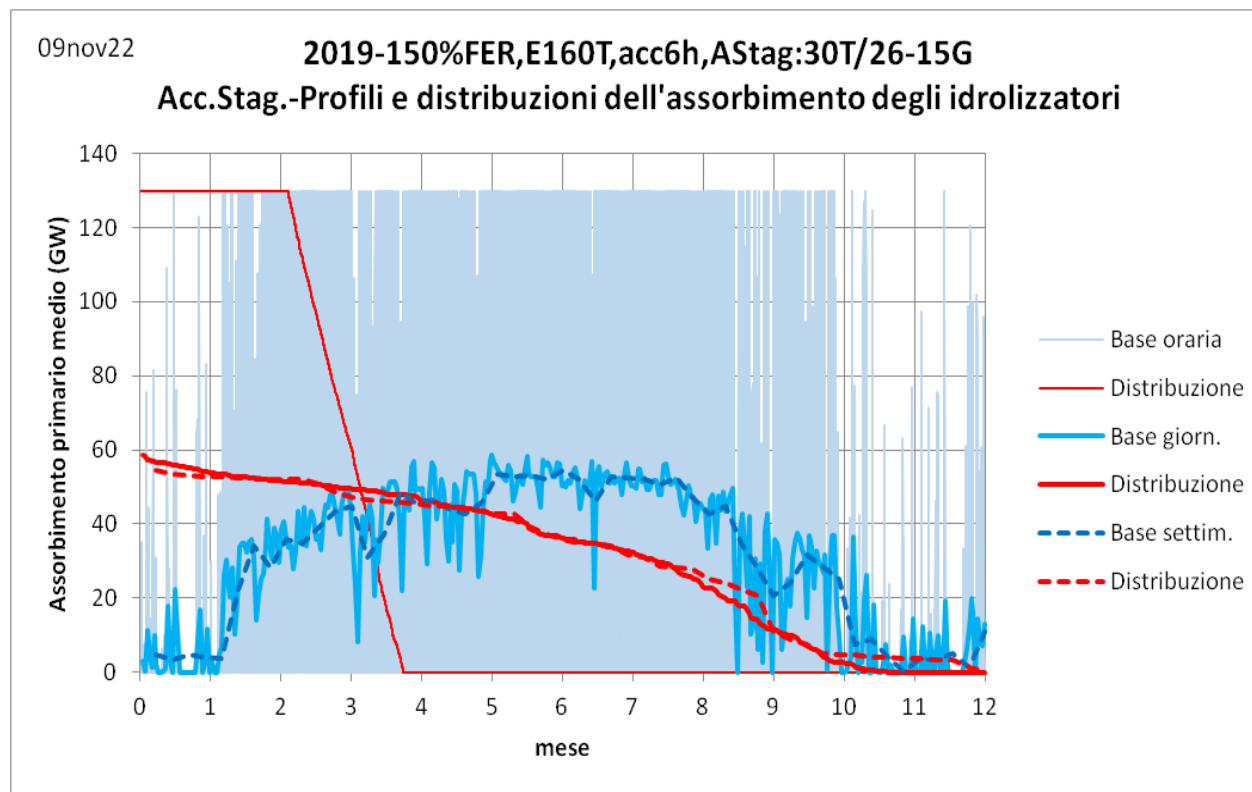


L'energia stoccata a fine anno è 1,3 TWh inferiore a quella iniziale (posta al 41% di quella massima)

Le centrali turbogas alimentate con il gas stoccato operano soprattutto in autunno e inverno, ma erogano la piena potenza (15 GW) solo per 4 mesi

Capacità di idrolizzazione richiesta

Essendo la capacità oraria di produzione di gas di 26 GW di energia elettrica finale e la resa globale del 20%, ne consegue che sono necessari idrolizzatori per 130 GW (1,6 volte la potenza media annuale erogata). Il grafico mostra che essi opererebbero a piena potenza per appena 2 mesi all'anno. Un ulteriore accumulo giornaliero di energia, consentirebbe di dimezzare la potenza degli idrolizzatori e di estendere il loro fattore di utilizzo, ma aumenterebbe il costo e ridurrebbe ulteriormente l'efficienza globale dell'accumulo.



Elettrolizzatori

Elettrolizzatore HydrogenPro (società norvegese)

- producibilità: 1100 Nm³/h (100 kg) di idrogeno in pressione
- energia elettrica assorbita: 5,3 MW (per 130 GW ne servono circa 25 mila)
- resa energetica: 74%
- resa rispetto al limite teorico: 93% (rispetto al 79% delle tecnologie rivali)
- prezzo unitario del solo elettrolizzatore: 1,25 M\$ (circa 30 miliardi di Euro per 130 GW)



Impianto metanatore Audi-e-gas di Wertle (D)

Sezione elettrolizzazione

- elettrolizzatori: 6 MW (3 unità da 2 MW ciascuna)
- produzione di idrogeno: 1310 Nm³/h
- capacità di accumulo locale di H₂: 1 ora (= 6 MWh)

Sezione metanazione

- CO₂ in ingresso: 325 Nm³/h
- CH₄ prodotto: 325 Nm³/h
- efficienza totale da elettricità a metano: 54%

Per assorbire 130 GW ne occorrono circa 22 mila



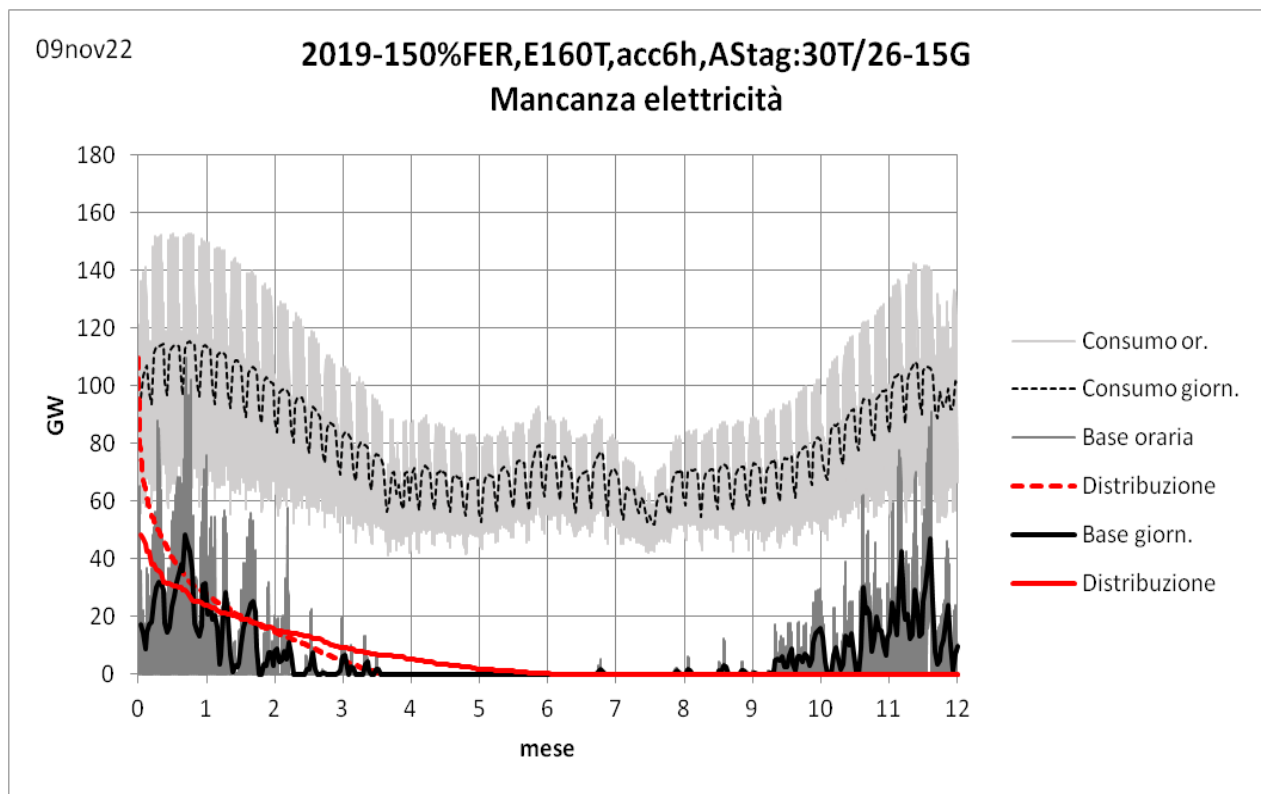
https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Votr%25C3%25A4ge/2017/Goetze.pdf

Consistenza dei principali sistemi dello scenario P2G2P

			Note
Produzione FV	Capacità produzione annuale	840 TWh	
	Potenza media	96 GW	su 8760 ore
	Potenza nominale installata	640 GW	Fattore capacità = 0,15
	Potenza installata pro capite	10,6 kW/ab	Abitanti = 60 milioni
	Pannelli pro capite	71 mq/ab	Pot.spec = 150 W/mq
Produzione Eolica	Capacità produzione annuale	160 TWh	
	Potenza media	18,3 GW	su 8760 ore
	Potenza nominale installata	73 GW	Fattore capacità = 0,25
	Numero torri	15 mila	Torri da 5 MW
	Abitanti per torre	4000 ab/torre	Abitanti = 60 milioni
Accumulo circadiano con batterie Ioni-Litio	Capacità di accumulo	480 GWh	6 ore a 80 GW
	Capacità di accumulo pro-capite	8 kWh/ab	Abitanti = 60 milioni
	Litio pro-capite	1300 g/ab	Impiego Li = 160 g/kWh
	Litio all'anno pro-capite	190 g/ab/y	Vita batterie = 6 anni
Accumulo stagionale P2G2P con sintesi metano	Capacità di accumulo	30 TWh	Stoccaggi di CH ₄ e CO ₂
	Idrolizzatori	130 GW	25mila da 5,3 MW
	Metanatori	100 GW	17mila impianti da 6 MW
	Turbogas (cogenerazione?)	15 GW	+5 GW per separazione CO₂

Analisi carenza di energia erogata

Il grafico mette a confronto la carenza su base oraria e giornaliera con il consumo orario richiesto. Da ottobre a marzo si susseguono diversi periodi di carenza più o meno continua e prolungata. Complessivamente la carenza assomma al 8% del fabbisogno totale, ma con picchi di carenza di potenza su base oraria e giornaliera che oltrepassano rispettivamente i 100 GW e 45 GW.



Difficile coprire la carenza invernale e notturna

Mancano 55 TWh, solo il 9% del fabbisogno annuale.
Problema maggiore: picco orario di 110 GW.

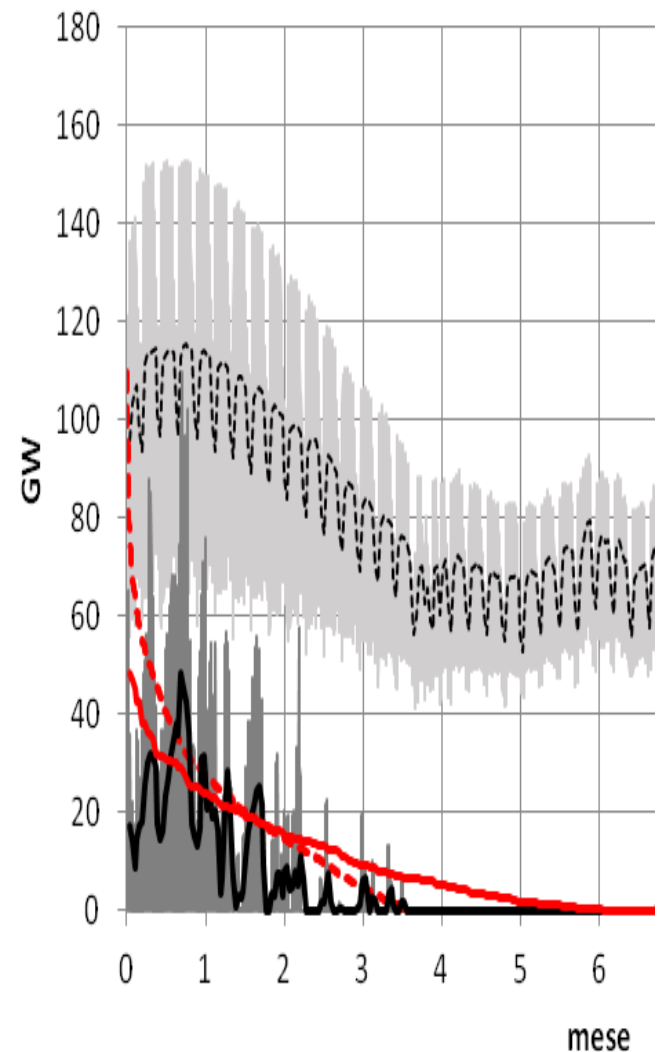
La **redistribuzione** dei consumi nel corso della 24h potrebbe abbassare il picco a circa 50 GW.

Import di elettricità: attualmente 40-42 TWh spalmato in tutto l'anno delle ore di eccesso di produzione dei paesi transalpini, con un massimo di potenza di 10 GW.

Import di gas (naturale o di sintesi): richiede un parco turbogas aggiuntivo di decine di GW con fattore di utilizzo molto basso.

Bioenergia: fonte su cui fanno affidamento diversi scenari istituzionali italiani ed europei. Resta il problema dell'ingente parco centrali da utilizzare per pochi mesi e le modalità di raccolta e stoccaggio del biocombustibile.

➔ occorre adeguare i consumi invernali alla disponibilità momentanea di energia.



Considerazioni finali

L'accumulo P2G2G è considerato attualmente l'unico in grado di accumulare energie dell'ordine delle decine di TWh per periodi di molti mesi e quindi di contribuire alla carenza invernale di energia rinnovabile.

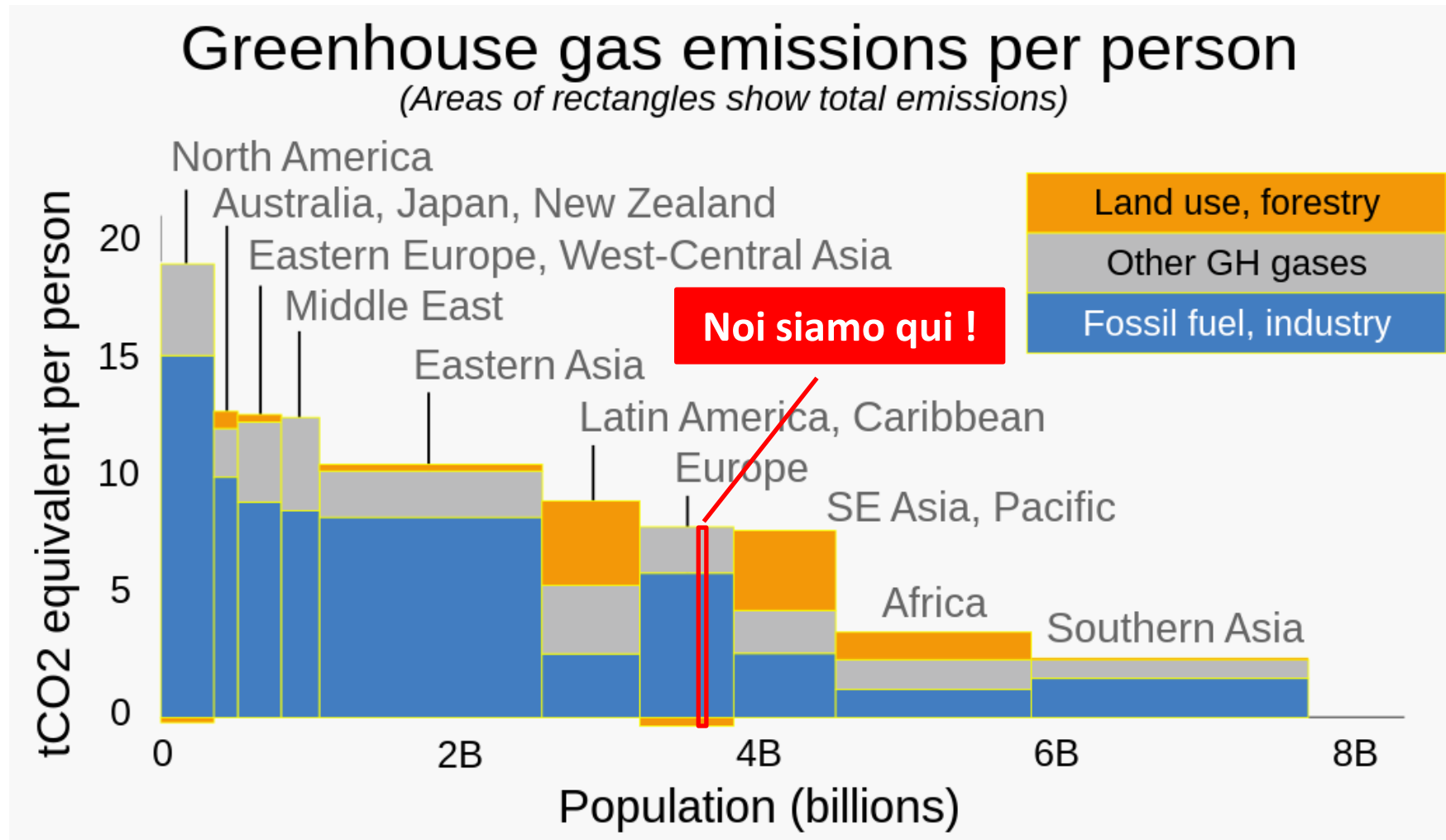
Tuttavia l'applicazione di questo sistema ad un ipotetico scenario italiano in cui si assume che una domanda di energia simile per entità e profilo a quella del 2019 venga soddisfatta solo da energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (solare, eolico, idroelettrico e geotermico) lascerebbe scoperta una quota importante di richiesta (circa l'8%), concentrata nel semestre più freddo e soprattutto di notte, con periodi di prolungata penuria di energia durante i periodi di scarsità di vento.

Oltre a ciò, il sistema P2G2P coprirebbe solo l'8% del fabbisogno di energia su base annuale, con un resa finale di energia elettrica pari al 20% di quella iniziale e avendo bisogno di un imponente investimento in infrastrutture che opererebbero con un bassissimo fattore di produzione e quindi con alti costi operativi.

Allo stato attuale, è difficile pensare che il limitato, e comunque insufficiente, apporto alla copertura del fabbisogno energetico fornito dal P2G2P possa essere economicamente sostenibile.

Di conseguenza sarà necessario definire delle strategie energetiche che si concentrino sul lato della domanda, piuttosto che su quella dell'offerta, con un massiccio spostamento degli impieghi energetici dall'inverno all'estate, ovvero il **letargo energetico invernale!**

... e non dimentichiamoci degli altri vincoli esterni!



https://en.wikipedia.org/wiki/Greenhouse_gas_emissions

Fine

Grazie per l'attenzione