

UN NUOVO MODELLO DI TRANSIZIONE ENERGETICA

TRA URGENZA DI AGIRE E GIUSTIZIA CLIMATICA

SE NON COMPLETIAMO IN FRETTA LA TRANSIZIONE ENERGETICA ANDIAMO A SBATTERE.
POSSIAMO FARLO GARANTENDO LA SALVAGUARDIA DEL PIANETA E DELLA BIODIVERSITÀ,
LA GIUSTIZIA CLIMATICA, LA PARTECIPAZIONE AL PROCESSO E LA DEMOCRAZIA ENERGETICA?

SINTESI

L'obiettivo della COP di Parigi del 2015 sui cambiamenti climatici di rimanere entro gli 1,5 gradi di innalzamento della temperatura entro fine secolo è già superato, e negli ultimi anni si sono innescati meccanismi che hanno fatto superare soglie di non ritorno come il collasso delle foreste tropicali. Rimanere sotto i 2,5° di innalzamento della temperatura si dimostra sempre più una pia illusione. Per non superare troppo questa soglia occorre accelerare la transizione verso le fonti rinnovabili compiendola entro 10 anni.

Per fare questo le innovazioni e tecnologie sono già disponibili per la quasi totalità dei problemi e in gran parte anche a costi competitivi con le fonti fossili, in particolare per l'energia solare ed eolica. Rimangono alcuni problemi relativi all'accumulo a lungo termine dell'energia necessariamente legato alle fonti intermittenti, ma anche su questo si stanno facendo progressi rapidi.(par 1)

Mentre le fonti fossili sono concentrate e in poche mani, le rinnovabili sono distribuite e possono essere prodotte da tutti in modo individuale (prosumer per l'autoconsumo) o meglio collettivo (CER). I dati sulla produzione delle varie fonti indicano che circa il 70% di produzione di energia rinnovabile può essere gestito con queste forme. Per il resto occorrerebbe un Ente pubblico che garantisce il funzionamento del sistema a costi accettabili per tutti. Si sta constatando che questo non può farlo il "libero mercato" condotto da aziende capitalistiche orientate dal profitto. (par 2)

Nel 2024 in Italia abbiamo consumato oltre 1.600 TWh di energia primaria e gli utenti hanno consumato 1.231 TWh di energia finale di cui meno del 20% rinnovabile. Il passaggio al 100% di energie rinnovabili attraverso l'elettrificazione dei consumi (auto elettriche, pompe di calore ecc.) porta a consumi finali pari a 599 TWh (meno della metà dei consumi attuali) grazie alla maggiore efficienza di questa energia.

Vi sono però alcuni comparti difficilmente elettrificabili (traffico aereo, cementifici ecc) i cui consumi possono essere interamente coperti spostando su di questi gli attuali consumi di bioenergie. (par 3 e 4)

Oggi i picchi dei consumi sono in inverno, ma l'innalzamento delle temperature porta a ridurre i consumi invernali di riscaldamento, ma ad accrescer molto i consumi di raffrescamento in estate, formando un nuovo picco da considerare.(par 5)

Le energie solare, eolica e in gran parte idrica sono intermittenti, per cui la curva della produzione nell'anno non coincide con la curva della domanda di energia.

L'energia solare produce molto in estate e poco in inverno, quella eolica viceversa poco in estate e molto in inverno, quella idrica molto in primavera e meno nelle altre stagioni.

Alcune fonti rinnovabili sono limitate (idrico e biomasse) e stanno già dando il loro massimo contributo, altre potrebbero dare un contributo molto maggiore ma la tecnologia arranca (geotermico), altre sono troppo pericolose per l'ambiente la salute e la società (nucleare), alcune presentano una produzione poco costante con scostamenti rilevanti fra un anno e l'altro (eolico).

Il confronto fra la curva dei consumi e quelli della produzione delle singole fonti e le reali capacità di produzione, mostra che la singola fonte non può essere sufficiente per coprire i fabbisogni nell'anno, ma che queste fonti sono in gran parte complementari, per cui occorre un mix di fonti per rispondere alla domanda, mix in cui fotovoltaico ed eolico costituiscono le fonti principali. (par 6)

L'analisi di 5 scenari in cui si ipotizza una produzione di energia idrica, geotermica, da bioenergie pari ai consumi attuali (a.2024) e si agisce solo su un incremento di fotovoltaico ed eolico per coprire la transizione completa ad energia rinnovabile, passando da tutto fotovoltaico a tutto eolico con gradi intermedi, scenari che prendono in considerazione non solo le produzioni medie delle fonti ma anche la loro producibilità ed affidabilità nel contesto italiano, indicano che lo scenario migliore da attuare è quello in cui la nuova energia rinnovabile occorrente sia coperta per 2 terzi da fotovoltaico e 1 terzo da eolico. In questo scenario il deficit energetico, vale a dire l'energia da accumulare nei mesi di surplus per essere trasferita nei mesi di carenza, rimane sotto il 7% del fabbisogno attuale, meno dell'energia elettrica che attualmente importiamo dall'Europa. È quindi possibile immaginare anche uno scambio fra l'energia eolica di cui sono ricchi i paesi del nord Europa e l'energia solare di cui noi siamo ricchi e loro sono poveri. (par 7)

Molto si può fare per ridurre ulteriormente i consumi energetici, a cominciare dalla coibentazione degli edifici. Purtroppo i nuovi consumi, come quelli legati all'intelligenza artificiale che dovrebbe passare dall'attuale 4% dei consumi globali al 13% in pochi anni, ci costringono ad essere prudenti su questo aspetto, prendendo in considerazione una compensazione fra risparmio energetico e nuovi consumi. (par 8)

Anche gli impianti di fotovoltaico ed eolico, come qualsiasi intervento in campo produttivo, hanno impatti ambientali. Il maggior impatto è quello visivo, un impatto poco piacevole ma infinitamente minore dell'impatto delle attuali centrali di fonti fossili che emettono gas climalterante e sostanze pericolose per ambiente e salute, impatti che non si vedono, e quindi vengono poco percepiti dalla popolazione.

L'altro impatto principale è il consumo di suolo. Nello scenario indicato come migliore abbiamo calcolato che l'eolico offshore genera maggiore produzione con poca occupazione, per cui abbiamo assegnato a tale soluzione il 70% della produzione eolica, mentre, sulla base di parametri forniti da un comitato tecnico UE, abbiamo calcolato che attorno ai 250 TWh di questa energia possono essere prodotti su suolo consumato.

In base a tali calcoli serve semplicemente raddoppiare il numero di pale eoliche esistenti (ma con potenze maggiori) e occupare circa di 1.200 kmq di territorio con impianti a terra o agivoltaico, pari a solo lo 0,4% della superficie nazionale, almeno temporaneamente in attesa di ulteriori progressi tecnici già all'orizzonte. 1.200 kmq sono decisamente poco rispetto ai 37.000 kmq di superficie agricola abbandonata negli ultimi 50 anni. (par 9)

INDICE

1 – TRANSIZIONE ENERGETICA

2 – GIUSTIZIA CLIMATICA

3 - CONSUMI ATTUALI

4 – FABBISOGNI FINALI LORDI A REGIME DOPO LA TRANSIZIONE ENERGETICA

4.1. - Elettrificazione

4.2. - Comparti difficilmente elettrificabili

4.3. - Uso delle bioenergie

4.4. - Mutamenti climatici: meno riscaldamento e più raffrescamento

4.5. - Consumi finali lordi a regime per settore

5 – DISTRIBUZIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA NELL'ANNO

5.1. – Consumi mensili per settore

5.2. – Trasformazione degli attuali consumi in consumi elettrici

5.3. – andamento dei consumi elettrici nel settore civile

5.4. – andamento consumi metano

5.5. – Andamento dei consumi finali di bioenergie ed elettrici da FER

6 - BASTA UN'UNICA FONTE DI ENERGIA RINNOVABILE O SERVE LA COMBINAZIONE DI PIÙ FONTI?

6.1. - Energia solare Fotovoltaica

6.2. - Energia eolica

6.3. - Energia idrica

6.4. - Energia geotermica

6.5. - Energia ambiente

6.6. - Energia da biomasse

6.7. – Energia nucleare

6.8. - 50% fotovoltaico – 50% eolico.

7 - SCENARI ANALIZZATI

7.1. - SCENARIO 1: tutta la nuova energia elettrica prodotta da fotovoltaico.

7.2. -SCENARIO 2: tutta la nuova energia elettrica prodotta da eolico

7.3. - SCENARIO 3: una ripartizione al 50% fra eolico e fotovoltaico dell'energia non prodotta dalle altre fonti

7.4. - SCENARIO 4: ripartizione di 2 a 1 fra eolico e fotovoltaico dell'energia non prodotta dalle altre fonti.

7.5. - SCENARIO 5: ripartizione di 1 a 2 fra eolico e fotovoltaico dell'energia non prodotta da altre fonti

7.6.- Scenario migliore

8 –CONTRIBUTO DELLA RIDUZIONE DEI CONSUMI NELLA TRANSIZIONE

9 – CONSUMO DI SUOLO ED IMPATTI AMBIENTALI

9.1. - Contributo degli edifici per il fotovoltaico

9.2. Utilizzo di suolo non ancora consumato per il fotovoltaico.

9.3. – Consumo di suolo dell'eolico

9.4. – Sintesi fabbisogno aggiuntivo di pale eoliche e superficie a terra fotovoltaico negli scenari analizzati

1 – TRANSIZIONE ENERGETICA

Per contrastare il rapido cambiamento climatico in atto La COP 16 di Parigi ha indicato come limiti invalicabili ai fini di salvaguardare il pianeta da una nuova estinzione di massa 2 obiettivi collegati fra loro:

- limitare l'innalzamento della temperatura media entro 1,5 gradi;
- raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050.

Gli ultimi dati ci dicono che non siamo in linea per raggiungerli, e soprattutto che gli obiettivi non sono sufficienti rispetto alla velocità del cambiamento per cui occorre accelerare anticipando le date e gli interventi.

Nel 2024 abbiamo già raggiunto gli 1,5 gradi di innalzamento della temperatura, S&P Global Energy stima che, nonostante il costante incremento dell'uso delle rinnovabili, **si raggiungeranno i +2,3 gradi rispetto alle temperature medie preindustriali entro il 2040** e che i danni causati dal cambiamento climatico saliranno a 885 miliardi all'anno di dollari nel decennio 2030. **Rimanere dentro i +2,5 gradi appare ormai una visione troppo ottimistica.**

Per cercare di garantire la nostra sopravvivenza **occorre anticipare l'obiettivo della neutralità carbonica**, essendo consapevoli che si **sono già scatenati fenomeni che hanno superato il limite del non ritorno**: scongelamento del permafrost con rilascio massivo di metano, collasso delle foreste tropicali con rilascio di gas climalterante invece di assorbirlo come avvenuto finora, lo stesso per gli oceani che vedono anche il collasso delle barriere coralline, ... Tutti questi fenomeni tendono ad aggravare il fenomeno in modo esponenziale.

L'innalzamento de livello dei mari, oggi limitato a 15 cm, sta rapidamente aumentando e le previsioni sono **che il 20% delle coste sarà compromesso entro il 2050 per salire al 40% entro il 2100**. Il Turismo balneare che pesa per il 10,8% sul PIL italiano ha i giorni contati. Mettere in campo azioni di resilienza efficaci sta diventando sempre più difficile e, ammesso che ci si riesca, diventa sempre più necessario e costoso.

In questa situazione le idee negazioniste si sono fatte strada fomentate dalle **lobby del petrolio** che hanno messo in campo nuove strategie con **campagne di disinformazione che negano l'urgenza, mettono in dubbio l'efficacia delle energie rinnovabili, amplificano il loro impatto ambientale**, spingono per rallentare il processo in modo da avere il tempo di sfruttare fino in fondo le fonti fossili e nel contempo di **accaparrarsi, dopo il petrolio, anche il monopolio delle nuove fonti**. Sanno che c'è una **differenza enorme fra le fonti rinnovabili che sono diffuse e utilizzabili da tutti**, rispetto alle fonti fossili che sono concentrate e in possesso a poche mani.

Le tecnologie delle **fonti rinnovabili**, in particolare per sole e vento, sono recenti, con **costi di produzione** iniziali molto alti, nettamente superiori all'energia fossile, tanto che per decollare hanno avuto bisogno di ingenti finanziamenti. Ma le continue innovazioni, praticamente con ritmo giornaliero, hanno permesso una **rapidissima discesa di questi costi**, tanto che oggi il costo di produzione del solare e dell'eolico è diventato inferiore al costo dell'energia fossile per i grandi impianti ed lo sta diventando anche per i piccoli impianti.

Rimane ancora un aspetto sostanziale fra le energie fossili e quelle **rinnovabili** ed in particolare solare ed eolico. Mentre l'uso delle fossili è programmabile aumentando o diminuendo a piacere il loro utilizzo, le rinnovabili come vento e sole sono **indipendenti e intermittenti**, quindi non programmabili, anche se statisticamente prevedibili. L'energia solare è catturabile il giorno, ma non la notte, produce di più in estate e meno d'inverno. Occorre quindi dotarsi di forme di accumulo dell'energia prodotta in eccesso in certi momenti del giorno o dell'anno per trasferirla nei momenti di carenza. **Occorre quindi sommare ai costi di produzione anche i costi di accumulo e trasferimento dell'energia.**

Fortunatamente in 15 anni non solo il **costo** dei pannelli fotovoltaici è **diminuito di circa il 90%**, ma anche il costo dell'accumulo elettrochimico (batterie) è calato di altrettanto se non di più. Nel 2025 il costo delle batterie per l'accumulo statico è ormai **sceso a 64 dollari al KW rispetto ai 1.400 dollari del 2010**.

Questo permette oggi di avere un costo complessivo di produzione più accumulo di breve periodo (giorno-notte) dell'energia fotovoltaica inferiore al costo delle energie fossili sia per quanto riguarda gli impianti industriali, che hanno come riferimento il costo all'ingrosso dell'energia, sia per gli impianti domestici che hanno come riferimento il costo al dettaglio fatto dai distributori ai clienti.

Le ultime innovazioni, **pannelli alla perovskite**, con rendimento che possono arrivare attorno al 35%, sottilissimi e flessibili tali da poter essere utilizzati su intere superfici, comprese le facciate degli edifici, e **batterie allo stato solido e al sodio**, più sicure rispetto a quelle attuali, meno costose, con intensità energetica molto maggiore e con costi minori, soluzioni che certificano la possibilità di ulteriori aumenti delle rese e cali dei costi. Parte di queste soluzioni saranno disponibili in pochi anni e utilizzabili prima del 2035, altre hanno bisogno di maggiore tempo per cui saranno utilizzabili in una seconda fase della transizione. L'università di Shanghai ha testato una **batteria al sodio-zolfo allo stato solido con intensità pari a 2000 W/kg** (rispetto a quelle attualmente in commercio che hanno intensità 200-400 W/kg) che prefigura una riduzione dei costi attorno ai 10 dollari entro il 2050.

Il **prezzo garantito in Italia da ARERA a dicembre 2025 per il fotovoltaico era di € 46,8/MWh**. Questo significa che il costo medio di produzione dei grandi impianti anche in Italia è inferiore. Accumulare e trasferire l'energia in eccesso del giorno all'uso di notte è calcolabile ormai a € 25/MWh per la parte accumulata. **In Cina**, dove al momento i costi di produzione sono i più bassi a livello mondiale, siamo a **dollari 25/MWh** per la produzione fotovoltaica, 2,5 cent per KWh, a testimoniare come in Europa ed in Italia in particolare siamo indietro e quali margini di miglioramento esistono.

Il PUN (prezzo di mercato all'ingrosso medio dell'energia elettrica che dipende dal costo del metano) nel 2025 in Italia è stato di **115 € al MWh.**, una differenza abissale rispetto al costo del fotovoltaico nel mondo ma anche rispetto al costo del fotovoltaico in Italia, costo che fa vedere come in Italia siamo ancora schiavi dei maggiori costi delle fonti fossili, dell'arretratezza tecnologica e dei profitti delle imprese produttrici. Il costo della materia prima in bolletta (tolta quindi tutti gli altri costi¹) è di almeno 15 centesimi a KWh. Questi costi sono tra i più alti in Europa e sempre maggiori rispetto alle nazioni europee dove vi è la maggior produzione di energia rinnovabile. **Vi è quindi già ora lo spazio per garantire la produzione da energie rinnovabili ed in particolare l'autoproduzione e l'autoproduzione collettiva a costi competitivi col fossile e con le imprese.** Occorre solo creare gli strumenti normativi e i meccanismi economici per far decollare la produzione diffusa e partecipata.

In Spagna il governo ha dichiarato l'energia bene comune e tolto tasse e altri oneri **all'energia scambiata** fra utenti della stessa zona. In questo modo l'energia dei prosumer **costa la metà** rispetto a quello derivante dall'alta tensione e dai grandi impianti. Se lo si fa anche in Italia potremo vedere l'immediato decollo della produzione distribuita. Di fatto ora si è fatto il contrario, tassando l'energia scambiata dai prosumer attraverso il GSE e lasciando che a gestire questa energia siano i distributori che a questa applicano il loro margine di profitto senza peraltro fornire alcun servizio su quanto scambiato.

Diverso e **più problematico è l'accumulo e il trasferimento di energia a lungo termine**, in particolare fra stagione estiva e invernale.

Il costo della batteria viene ammortizzato in base ai cicli di carica e scarica che avvengono nell'arco di vita utile. Averne 1 ciclo al giorno o 1 all'anno è molto diverso sotto l'aspetto economico, dato che il costo di un

¹ Altri costi: oneri di rete e di sistema, quota fissa per la bollettazione (circa € 100/anno che va al gestore), accise, IVA, canone RAI.

ciclo all'anno è calcolato 300 volte maggiore. Per questo **il trasferimento dell'energia da giorno a notte, ma anche per periodi più lunghi, sostanzialmente all'interno dello stesso mese, può considerarsi tecnicamente ed economicamente risolto con l'accumulo elettrochimico**, ma non per trasferimenti di durata maggiore che debbono essere assicurati per ora con altre soluzioni. La ricerca sta avanzando su diverse linee di intervento, con progetti anche in fase avanzata, come la produzione di idrogeno, l'accumulo con gas a pressione o la produzione di metano sintetico, l'accumulo di calore con la sabbia, ma la soluzione definitiva non è ancora stata messa a punto. Si tratta comunque di tecnologie che costano e comportano perdite di energia calcolabili dal 68% per l'idrogeno al 30% per il gas compresso. Quando avremo batterie con costi attorno ai 10 dollari a KW probabilmente anche la tecnologia elettrochimica comincerà ad essere competitiva per lo stoccaggio a lungo termine, considerando che il suo quantitativo è marginale rispetto all'energia consumata al momento, o nell'arco di tempi brevi, se si organizza la produzione con un mix di fonti energetiche complementari.

Fortunatamente non tutte le energie rinnovabili sono intermittenti e non programmabili e anche quelle intermittenti non producono tutte nello stesso momento, ma in parte sono complementari, come l'eolico che produce maggiormente in inverno e il fotovoltaico che produce maggiormente d'estate. Le bioenergie sono programmabili e in parte anche l'idroelettrico attraverso i pompaggi.

Ma per superare i momenti di carenza di energia è possibile prendere in considerazione anche **lo scambio con altri paesi**, ed in particolare coi paesi del nord Europa ricchi di vento di cui noi siamo carenti, ma poveri di irraggiamento solare di cui noi siamo ricchi.

Di fatto **la tecnologia di cui siamo già in possesso ci permette tecnicamente di procedere in tempi rapidi ad una transizione almeno per il 90% dell'energia che consumiamo**. Per il restante 10% dove serve coprire deficit produttivo e settori energivori difficilmente elettrificabili, parte delle soluzioni sono già percorribili, parte ancora da mettere a punto. Lo stato di evoluzione della ricerca applicata e dei primi impianti messi a terra ci permette di affermare che entro 10 anni anche questa parte del problema sarà tecnicamente risolta.

I costi bassi di fotovoltaico ed eolico ormai sotto i costi dell'energia fossile ci permettono di affermare che anche sotto l'aspetto economico il 90% del problema è risolto, **anche se occorrono incentivi per superare alcuni limiti e soprattutto velocizzare la trasformazione, ma per questo basta togliere gli attuali incentivi ai fossili e spostarli sulle rinnovabili per chiudere il problema**.

Rimane solo l'aspetto politico decisionale e **su quale percorso indirizzare la transizioni, un modello che privilegia la concentrazione della produzione come quello attuale, o un modello decentrato che privilegia l'autoproduzione e autoconsumo singolo, o meglio collettivo, dovunque possibile**.

Si ritiene che sotto l'aspetto tecnico la **produzione decentrata possa arrivare a coprire fino al 70% dei fabbisogni**, ma che rimanga un 30% da gestire in modo diverso. A nostro avviso, ritenendo **l'energia un bene essenziale e comune, la gestione di questa parte e lo scambio fra alta e bassa tensione deve essere pubblica**.

La proposta, che non può essere esaustiva ma di massima, parte da una analisi della produzione e consumi attuali, dall'analisi delle caratteristiche delle diverse forme di energia e della loro possibilità di coprire i fabbisogni, dalla simulazione di scenari diversi di transizione per coprire al 100% dei consumi attuali con fonti rinnovabili e con energia elettrica, dando come assodato il permanere dell'attuale produzione **da idrico, geotermia, bioenergie**, seppure con usi diversi nei modi e nei tempi, ritenendo che queste 3 forme di energia **siano ormai vicine alla loro massima potenzialità**. Nelle simulazioni si prevede che l'accumulo a lungo termine sia coperto tramite l'utilizzo dell'idrogeno con rendimento del 32%.

Non si prendono in considerazione le previsioni del PNIEC ritenendolo non adeguato alle sfide che abbiamo davanti e soprattutto alla rapidità dei cambiamenti climatici, ma si pone il 2035 come anno per il

completamento della transizione per quanto riguarda i fabbisogni che possono essere coperti dalle rinnovabili anche attraverso l'accumulo a breve termine (entro il mese), lasciando scoperta in parte la problematica dell'accumulo a lungo termine per un massimo del 6% di energia occorrente, da risolvere subito dopo il 2035 ed entro il 2040 grazie alla messa a punto in questo lasso di tempo delle tecnologie e modalità migliori.

2 – GIUSTIZIA CLIMATICA

Alla fine della 2° guerra mondiale il settore elettrico era in mano a imprese private impegnate a portare l'elettricità laddove vi era chi poteva pagarla secondo il principio di libero mercato soggetto al rapporto domanda-offerta. Per questo vasta parte della popolazione, quella più povera e quella che abitava in zone poco popolate non aveva accesso a questa risorsa.

Nel 1962 un famoso bolscevico arrivato al potere, Amintore Fanfani, esponente di un partito rivoluzionario di estrema sinistra "Democrazia Cristiana", oltre ad attuare un piano casa per garantire a tutti, compresi i poveri, un tetto dove abitare, procedette **all'esproprio degli impianti di produzione elettrica e della relativa rete di distribuzione nazionalizzando il settore con l'istituzione di un'azienda pubblica ENEL, per garantire a tutti gli abitanti l'accesso a questa risorsa**, attraverso una gestione equa, omogenea e controllata.

Nel 1999, pochi anni dopo la Conferenza sul clima di Rio tenutasi nel 1992, in cui si delineava la necessità di modificare profondamente tutto il settore della produzione di energia per passare dalle fonti fossili alle rinnovabili invece di permettere semplicemente a chi voleva autoprodurre l'energia necessaria ai propri fabbisogni, **restituì alle imprese capitalistiche la gestione dell'elettricità con la liberalizzazione del settore, proprio nel momento in cui i profondi cambiamenti richiedevano una gestione pubblica che salvaguardasse il bene comune e l'assenza di speculazioni**. Questa liberalizzazione ha avuto come risultato l'incremento del costo dell'energia, soprattutto per le famiglie, fatto che ha contribuito ad erodere il potere d'acquisto dei lavori a basso reddito, reddito che da quell'anno in Italia è rimasto al palo in termini reali, grazie anche ad un intervento precedente del governo di Bettino Craxi, che aveva eliminato la scala mobile che indicizzava i salari all'inflazione proprio per mantenere il potere di acquisto.

Fino alla fine del secolo scorso l'energia elettrica era prodotta quasi esclusivamente da centrali termoelettriche alimentate da fonti fossili e da centrali idriche formate da dighe. **Mentre le fonti fossili di energia sono concentrate per cui il loro possesso e sfruttamento da parte di pochi stati, poche società e pochi individui facilita una concentrazione di poteri e di ricchezza a scapito della popolazione, le fonti rinnovabili sono ubiquitarie, perché il sole batte sulle teste di tutti gli abitanti del pianeta, il vento soffia sulle facce di tutti, l'acqua piovana scende in mille rivi e le piante crescono in tutto il pianeta ovunque il suolo permetta un minimo di fertilità.**

In particolare è l'energia solare che si presta alla produzione diffusa e all'autoproduzione di energia elettrica. Vento e acqua piovana possono concorrere alla produzione diffusa col minieolico o con turbine di piccole o medie dimensioni e l'acqua col miniidrico, ma con risultati minori.

In particolare possono utilizzare sole, vento, acqua e biomassa fino a rendersi totalmente autonomi gli abitanti della montagna che rappresentano il 12% della popolazione, il 31% dei comuni e il 35% della superficie nazionale, facilitati dalla bassa densità abitativa e dalla presenza abbondante di tutte queste fonti energetiche.

Il passaggio dalla produzione tradizionale con centrali termoelettriche alla produzione da rinnovabili, se ben governato, può segnare il passaggio da una produzione esclusivamente centralizzata ad una decentrata dove produttore e consumatore si uniscono in un'unica figura, il prosumer. Poiché le energie fotovoltaica

ed eolica sono intermittenti, è difficile avere un perfetto sistema di autoconsumo dell'energia prodotta dal singolo prosumer, anche quando utilizza sistemi di accumulo con batterie. Oggi i **consumi di una famiglia media (2,3 persone)** che abbia elettrificato tutti i propri consumi (auto elettrica, riscaldamento e acqua sanitaria con pompa di calore piano cottura ad induzione oltre agli elettrodomestici) **sono tendenzialmente equivalenti ad un impianto fotovoltaico di 10 KW di potenza**. Se questo impianto ha un sistema di **accumulo** (normalmente **16 KW** di accumulo per 10 di potenza) la famiglia riesce ad **utilizzare circa il 65% dell'energia prodotta** (35% senza accumulo), **ma vi saranno inevitabilmente periodi di deficit produttivo** che costringono a prendere energia al di fuori del sistema familiare, ed altri di surplus produttivo in cui l'energia prodotta in più può procedere in senso inverso ed essere immessa nella rete locale per essere utilizzata da chi in quel momento ne ha bisogno. **Questo aspetto fisico stimola alla formazione delle CER (Comunità Energetiche Rinnovabili) e delle CERS (Comunità Energetiche Rinnovabili Solidali), che nascono per mettere in comune, scambiandola, l'energia prodotta, ed anche per venire incontro in modo solidale a situazioni di povertà energetica o di emarginazione**. Con questo autoconsumo collettivo la % di utilizzo dell'energia prodotta sale anche se non si riesce a raggiungere l'autonomia completa, almeno con l'uso della sola fonte fotovoltaica. Per questo sarebbe utile che sia le famiglie che le CER, dovunque le condizioni si prestano, abbinassero al fotovoltaico una produzione di minieolico, che produce maggiormente nei momenti di carenza produttivo del fotovoltaico. Vi sono minipale eoliche ad asse verticale, silenziose, che possono essere piazzate sui tetti, o sui lampioni o in posti diversi, privati e pubblici. Questo abbinamento può essere particolarmente utile per le CER che comprendano anche gli Enti Pubblici come soci. Lo stesso dicasi per il miniidrico.

Il passaggio da fonti energetiche fossili centralizzate a fonti rinnovabili decentrate era quindi l'occasione per passare da un unico ente statale che governava la produzione di energia ad un modello che prevedesse un **decentramento con l'autoproduzione e consumo anche individuale ma soprattutto collettivo nelle comunità locali, con una programmazione locale (in particolare comunale) della produzione basata sulle risorse locali e tarata per soddisfare i fabbisogni locali**, supportata da **un unico Ente nazionale per garantire la sostenibilità di tutto il sistema nazionale**, che garantisse il ritiro degli esuberanti produttivi, l'approvvigionamento per i deficit produttivi e l'approvvigionamento di chi rimaneva al di fuori dei sistemi locali, attraverso l'utilizzo bilanciato delle diverse fonti rinnovabili.

RECA e Legambiente ER in Emilia Romagna hanno promosso una **proposta di legge** su cui hanno raccolto più di 7.000 firme, **che prevede sia demandato ai comuni la programmazione della produzione sul proprio territorio di almeno il 70%** (minimo 50% a livello comunale e minimo 70% per Unione di Comuni) **dell'energia da fonti rinnovabili necessaria ai propri fabbisogni**, attraverso un percorso partecipato e la costituzione di CER e CERS.

Sotto la cabina secondaria sono collegati tutti gli impianti di produzione di energia fino ad una potenza di 200KW. L'energia prodotta da questi impianti rimane e viene consumata al di sotto della cabina secondaria finché non vengono saturati, istante per istante, tutti i consumi degli utenti di quella cabina. Solo a saturazione l'energia prodotta in più risale attraverso la cabina secondaria verso la rete primaria, e, viceversa dalla rete primaria entra energia solo se sotto tale cabina vi sono consumi superiori alla produzione locale. I sistemi di accumulo sotto la cabina secondaria permettono di ampliare l'autoconsumo della produzione che sottostà a tale cabina.

Lo scambio di energia fra produttori e consumatori sotto la cabina secondaria è un dato di fatto a cui il "gestore" dell'energia che produce la bolletta ne è totalmente estraneo, anche se ne trae un profitto, facendo pagare all'utente quell'energia scambiata ad un costo maggiore rispetto ai costi di produzione e di acquisto.

Per questo il Centro per le Comunità Solari, RECA ed altre associazioni stanno avanzando una **proposta di legge nazionale che riconosca l'energia prodotta e scambiata sotto la cabina secondaria come bene comune** e riconosca come **CER di fatto tutti gli utenti che gravitano sotto la stessa cabina secondaria**, eliminando

qualsiasi intermediario e qualsiasi onere sull'energia scambiata sotto tale cabina che non riguardi strettamente la rete secondaria, con la conseguenza di un netto calo dei costi di tale energia che innescerebbe un processo di maggiore ricorso all'autoproduzione collettiva e all'autonomia energetica delle comunità, velocizzando la transizione energetica verso le energie rinnovabili.

In Spagna è stato attuato qualcosa di simile. **L'energia scambiata fra prosumer e consumatori della stessa zona è stata dichiarata bene comune e sgravata da qualsiasi onere e tasse.** Oneri e tasse sono spostati sull'energia che proviene dall'alta tensione che così tende a costare il doppio dell'energia scambiata in loco. Questo è il modo migliore per moltiplicare la produzione diffusa e autogestita in modo collettivo, nonché per stabilizzare meglio la rete, riducendo il rischio di blackout generalizzati come avvenuto in Spagna nell'aprile del 2025, dove si sono salvati solo gli autoproduttori con accumulo.

Quanto indicato per le CER sotto la cabina secondaria può essere allargato a CER di 2° grado sotto la cabina primaria.

Al di fuori della programmazione, produzione e gestione locale dell'energia, il resto della produzione distribuzione e gestione della rete va demandato alla gestione pubblica nazionale.

In questo progetto **non c'è spazio per il privato ispirato dal profitto.**

Le liberalizzazioni del 1999 hanno seguito un percorso inverso. Invece di puntare sulla liberalizzazione degli autoconsumi individuali e collettivi con il coinvolgimento delle comunità locali, si è passati a replicare il sistema precedente la nazionalizzazione, affidando la produzione e distribuzione a pochi soggetti privati, ispirati dal profitto e non certo dal bene comune.

L'analisi delle produzioni e dei consumi delle diverse fonti che seguono servono da supporto a questo progetto di transizione energetica e giustizia climatica.

Di fatto **tutta o quasi la produzione di fotovoltaico può essere appannaggio delle comunità energetiche e si ritiene che al fotovoltaico possa aggiungersi una quota di almeno il 10-20% della produzione eolica, un 10% della produzione idroelettrica e un 60% di quella da biomasse.**

Si raggiunge circa il 70% di produzione per coprire l'intero fabbisogno attraverso le CER e l'autoproduzione. Di questo 70% l'autoconsumo potrà coprire una quota di almeno l'80%, mentre il resto potrà essere soggetto a scambio concordato con l'Ente Nazionale. Il restante 30% serve per i consumi delle industrie energivore, i trasporti su nave, ferro e aereo ed altri consumi che esulano dai consumi strettamente locali.

3 - CONSUMI ATTUALI

Si ritiene che per promuovere un nuovo modello di transizione energetica occorre partire dall'analisi dei consumi attuali.

Purtroppo i dati ufficiali per lo stesso anno non concordano fra loro, anche perché Enti diversi (MASE, ENEA, GSE, TERNA, ARERA,...) non utilizzano lo stesso metodo di calcolo che peraltro negli anni è variato.

Se si prendono i dati del Ministero dell'ambiente, di ENEA, del GSE.

Secondo le stime **ENEA** nel 2023 i consumi primari sono stati pari a 157 Mtep² e quelli finali lordi si sono attestati sotto i 116 Mtep.

Secondo il MASE (**Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**) per lo stesso anno i consumi sono minori, rispettivamente 144 e 108 Mtep.

Sotto i dati 2023 di ENEA e MASE suddivisi per fonti fossili, fonti rinnovabili e importazioni espressi in Mtep e TWh³:

a. 2023	ENEA			MASE		
CONSUMI ENERGIA PRIMARIA						
	Mtep	TWh	%	Mtep	TWh	%
Totale	157	1.826	100%	144	1.674	100%
Fossili	111	1.291	70,7%	111	1.291	77,1%
Importazi	11	128	7,0%	4	51	3,1%
Rinnovabi	35	407	22,3%	29	332	19,9%
CONSUMI FINALI LORDI						
	Mtep	TWh	%	Mtep	TWh	%
Totale	116	1.349	100%	108	1.252	100,0%
Fossili	82	954	70,7%	83	961	76,8%
Importazi	11	128	9,5%	4	51	4,1%
Rinnovabi	23	267	19,8%	21	240	19,1%

Il KWh (uguale a 1.000 Watt) è l'unità di misura utilizzata nelle bollette della luce che arrivano a tutti i consumatori, quindi maggiormente conosciuta anche da chi non ha conoscenze specifiche del settore energetico. Si ritiene quindi di utilizzare questa unità di misura con i suoi multipli, ed in particolare il TWh che corrisponde a 1 miliardo di KWh. A 1 Mtep corrispondono

11,63 TWh.

Le differenze dipendono dal fatto che si considerino o meno i consumi per il trasporto internazionale in nave o aereo, se si include o meno l'energia per l'ambiente catturata dalle pompe di calore, se si applicano o meno alcuni parametri di trasformazione su alcuni biocarburanti, od altro.

Per una migliore comprensione si ritiene utile adottare come riferimento base i dati del 2024 del Ministero dell'Ambiente in cui vengono conteggiati solo i consumi interni con l'esclusione del traffico internazionale ("La situazione energetica nazionale nel 2024" – MASE – Dipartimento Energia).

Consumi primari	rinnovabili	fossili	import. El.	totale
Mtep	31	105	4,38	140
TWh	356	1221	51	1628
%	21,9%	75,0%	3,1%	100,0%

All'interno di questi consumi rinnovabili è considerata anche l'energia ambiente derivante dalle pompe di calore pari a 3,2 Mtep (37 TWh), che si ritiene di non calcolare negli scenari perché si considera energia trasferita da un ambiente all'altro grazie a consumi elettrici che vengono invece calcolati.

I consumi primari sono l'energia contenuta nel petrolio o nel gas importati, nelle biomasse utilizzate, l'energia elettrica prodotta direttamente da sole e vento, ma non quella prodotta da gas e biomasse.

² Tep (tonnellata equivalente di petrolio): misura energetica corrispondente all'energia di una tonnellata di petrolio. 1Mtep = 1 milione di tonnellate equivalenti di petrolio.

³ Watt (W): unità di misura usata per l'energia elettrica. Più conosciuto è il KWh = 1.000 W unità utilizzata nelle bollette della luce che arrivano a tutti gli utenti. Multipli sono MWh = 1 milione di W, GWh= 1 miliardo di W, TWh= 100 miliardi di W o 1 miliardo di KWh.

Il petrolio deve essere trasformato in benzina per poter far muovere le automobili. In questo processo di trasformazione parte dell'energia si perde, in genere sotto forma di calore. Se metano e biogas vengono trasformati in energia elettrica, circa la metà del loro contenuto energetico si disperde come calore. L'energia elettrica prodotta viene in parte utilizzata per far funzionare gli impianti che producono energia (autoconsumo) e una parte si perde lungo la rete elettrica prima di arrivare alle nostre case (perdite di dispacciamento).

I consumi finali lordi sono invece i consumi degli utenti (famiglie, commercianti, fabbriche, ...), la benzina che acquistiamo dal distributore, il metano che usiamo per la nostra caldaia o la nostra cucina, l'elettricità che arriva al nostro contatore, al netto di tutti gli impieghi e le perdite avvenute prima.

Dai calcoli 2024 del Ministero dell'Ambiente i consumi primari interni di 140 Mtep pari a 1.629 TWh si trasformano in 1.268 TWh di consumi finali lordi, che diventano 1.231 escludendo l'energia ambiente come in tabella.

Consumi finali lordi*	Mtep			TWh		
	termico	elettrico	totale	termico	elettrico	totale
industria, agric. pes.	16	10	26	186	112	298
trasporti	38	1	39	440	9	449
civile (res+serv)	28	14	42	321	163	484
Totale	81	24	106	947	284	1.231
rinnovabili	8	10	18	93	116	209
non rinnov+import	73	14	88	854	168	1.022

*escluso energia ambiente

Passando dai consumi primari ai consumi finali lordi si perde circa il 22,2% di energia, calo che raggiunge il 30% per le energie rinnovabili. La maggior parte dell'energia persa nelle fonti fossili è per trasformare i combustibili in energia elettrica o il greggio in benzina e gasolio. **Le perdite delle rinnovabili sono dovute in particolar modo alla scarsa efficienza della trasformazione delle bioenergie** (quindi sempre dovute alla combustione) in energia elettrica, e in parte (5,5%) al dispacciamento dell'energia elettrica prodotta, e (un altro 5,5%) per il funzionamento degli impianti di produzione di energia, sostanzialmente per far funzionare la trasformazione dei combustibili.

Allo stato attuale l'energia eolica e fotovoltaica nel passaggio da consumi primari e consumi finali lordi perde semplicemente quel 5,5% di dispacciamento, nonché in misura minore perdite dovute ad alcuni macchinari come inverter, quindi una quota decisamente bassa e che è possibile ridurre attraverso una produzione diffusa che avvicini la produzione al consumo. Negli impianti di casa le perdite di trasmissione dell'energia autoconsumata direttamente è quasi nulla.

La suddivisione dei consumi finali lordi da rinnovabili o da fossili non è presente nei dati MASE, ma è ricavato dall'incrocio dei dati MASE con i dati TERNA.

I consumi termici rappresentano nel 2024 il 77% dei consumi finali lordi. Ed è su questi consumi che occorre agire trasformandoli in consumi elettrici da rinnovabili in uno scenario di transizione energetica a regime.

Questo tipo di suddivisione è utile per poter poi individuare dove agire anche per ridurre i consumi energetici con strumenti come la coibentazione degli edifici o una diversa mobilità.

4 – FABBISOGNI FINALI LORDI A REGIME DOPO LA TRANSIZIONE ENERGETICA

La transizione passa principalmente per una elettrificazione dei consumi.

Per ora non si prende in considerazione la riduzione dei consumi ma solo la trasformazione di quelli attuali.

4.1. - Elettrificazione

Si prendono i dati della tabella precedente sui consumi finali lordi del 2024 si procede con la trasformazione di quel 77% consumi termici in consumi elettrici al fine dell'individuazione dei consumi finali a transizione avvenuta, salvo l'aggiunta del calore derivato dalla combustione delle bioenergie e da quello della geotermia, che complessivamente ammontano a circa 5-6 TWh.

Per la trasformazione da energia termica ad energia elettrica rinnovabile si prendono i **seguenti parametri che implicano applicare le scelte migliori con le tecnologie migliori attualmente disponibili, in tempi rapidi e senza esitazioni:**

- Nel **settore civile (residenziale e servizi)** l'utilizzo del metano per riscaldamento ambienti e acqua sanitaria (la maggior parte dei consumi termici) dovrà essere sostituito dall'adozione delle pompe di calore di ultima generazione entrate in commercio che sostituiscono totalmente le caldaie e che permettono anche di utilizzare la maggior parte degli attuali impianti a termosifone, potendo riscaldare l'acqua anche fino a 65°C. Il rendimento delle pompe di calore si misura con l'indice **COP (Coefficient of Performance)** che rappresenta il rapporto tra l'energia utile prodotta dal sistema e l'energia elettrica consumata per generarla. Una pompa di calore con COP 4 significa che per ogni KWh di energia elettrica consumata la pompa di calore ha prelevato energia dall'esterno dell'edificio pari a 4 KWh spostandoli all'interno per il riscaldamento diretto dell'aria o dell'acqua dell'impianto di riscaldamento con un rendimento del 400%. Il reale rendimento però dipende anche dalle condizioni esterne e cala se più bassa è la temperatura esterna. Tendenzialmente una pompa di calore COP 4 nelle condizioni migliori consuma una quantità di energia 4 volte in meno del gas per lo stesso risultato. Le pompe di calore in commercio presentano indice COP da 3 a 5. La pompa di calore serve sia per il riscaldamento degli ambienti, sia per il riscaldamento dell'acqua sanitaria. La stessa pompa di calore può svolgere la funzione inversa prelevando calore dall'interno degli edifici per spostarla all'esterno per il raffrescamento estivo. La cucina a gas può essere sostituita con l'utilizzo di piani di cottura ad induzione con un consumo dimezzato rispetto al gas. Complessivamente si può calcolare un **65% di efficientamento**. In questo settore si registra anche un'abbondante consumo di bioenergia (9 Ktep – 105 TWh), in particolare legname e pellet (di cui circa il 20% importato), con consumi prevalenti in inverno, consumi che probabilmente rimarranno in gran parte, soprattutto nelle zone di montagna dove vi è maggiore disponibilità di legno e meno concentrazione di polveri sottili, mentre nelle zone pianeggianti e con scarso vento la normativa tende a vietare l'uso domestico di bioenergia causa l'inquinamento prodotto che attualmente si somma a quello prodotto dai combustibili fossili con gravi ripercussioni sulla salute;
- Per i **trasporti** tutti i dati esaminati indicano che gli autoveicoli elettrici consumano ¼ dell'energia dei carburanti delle auto termiche per lo stesso tratto percorso, per cui l'efficientamento da considerare è pari al **75%, ed è il settore in cui possono essere raggiunti i migliori risultati in tempi rapidi**. In questo settore al momento risulta che i trasporti ferroviari siano pressochè tutti elettrici, quelli stradali possono essere trasformati in elettrici, quelli navali pure, mentre risulta difficile la trasformazione dei consumi aerei;

- per l'**industria e altri settori marginali (agricoltura, pesca,...)** nel passaggio da termico ad elettrico si considera come efficientamento pari alle rese di energia elettrica delle centrali termoelettriche, quindi **un 50%. In questo settore vi sono comparti difficilmente elettrificabili (vedi punto 4.2.)**.

Nei dati MASE è calcolata anche l'energia ambiente che è l'energia catturata dalle pompe di calore per il riscaldamento e raffrescamento. Nel 2024 il quantitativo di energia ambiente era pari a 3,3 Mtep pari a 37 TWh. Nei nostri calcoli questa energia non viene calcolata, perché più che energia consumata la si considera energia trasferita da un ambiente all'altro grazie al funzionamento delle pompe di calore, che consumano di energia elettrica regolarmente calcolata in questo studio.

Se tutti i consumi termici potessero essere elettrificabili, sulla base dell'applicazione di questi parametri la tabella dei consumi finali lordi, in una situazione a regime, sarebbe la seguente:

Consumi finali lordi*	Mtep			TWh		
	ex termico	elettrico	totale	ex termico	elettrico	totale
industria, agric. pes.	8	10	18	93	112	205
trasporti	9	1	10	110	9	119
civile (res+serv)	10	14	24	112	163	275
Totale	27	24	52	315	284	599

*compreso agricoltura e pesca

Confrontando questa tabella con quella dei consumi finali attuali la riduzione dei consumi finali lordi appare impressionante essendo solo il 48% rispetto a quelli del 2024, e dovuto solo al settore termico, che, passando ad elettrico, ridurrebbe i consumi finali da 947 TWh a 315 TWh, una riduzione del 67%.

4.2. - Comparti difficilmente elettrificabili

Purtroppo **nel settore trasporti ed industria vi sono comparti ancora difficilmente elettrificabili**, più precisamente:

- **nei trasporti** il trasporto ferroviario è già pressochè tutto elettrificato, quello su strada può essere totalmente elettrificato e la transizione sta procedendo in molti paesi, con la Norvegia quasi a regime, la Cina a metà strada e l'Italia come fanalino di coda, quello navale ha cominciato da non molto l'elettrificazione dei traghetti e per le tratte brevi, ma quest'anno vede la prima portacontainer cinese per le rotte intercontinentali totalmente elettrificata, **quello aereo (consumo 8,3 TWh termiche) risulta ormai l'unico comparto che riscontra oggettive difficoltà di elettrificazione**, a causa della bassa intensità energetica e alto peso delle batterie attualmente in commercio, il peso delle batterie da trasportare a parità di tratta percorsa risulterebbe 13 volte superiore al peso del carburante. Le nuove batterie che già da quest'anno entrano in produzione dimezzerebbero tale peso, ma le prospettive entro il 2050 sono batterie ad alta intensità energetica fino a 2KW/kg, che quasi azzerano la differenza. Fino, ma quella data occorre l'alternativa, data da biocarburanti o da idrogeno, almeno per i viaggi a lunga percorrenza.
- **nell'industria:** le produzioni energivore difficilmente elettrificabili in Italia risultano **carta, cemento, laterizi, vetro (consumo 61 TWh termiche)**. Lo sarebbe anche la produzione d'acciaio da materie prime, ma l'unico altoforno in Italia, quello della ex ILVA, è in fase di dismissione.

Il **totale dei consumi** termici necessari risulta pertanto di **69,3 TWh termiche**. La fonte che maggiormente si presta a coprire questi fabbisogni è quella delle bioenergie, fonte atta a produrre calore, ma che ne disperde circa il 65% nella sua trasformazione in elettricità, per cui tanto vale utilizzarla direttamente come calore laddove serve

4.3. - Uso delle bioenergie

Non è facile trovare il dato esatto dei consumi di bioenergie. Dal rapporto del GSE per il 2023 i consumi finali di bioenergie o derivanti da bioenergie sono stati pari a 118 TWh di cui 82 nel settore termico, 20 nei trasporti, 16 di produzione elettrica.

Cercando di interpretare i dati MASE, nel 2024 sono state utilizzate nei consumi finali le seguenti bioenergie:

- nell'industria 7,4 TWh di biocombustibili, fabbisogno a regime 61 TWh, deficit 53,6 TWh;
- nei trasporti 16,2 TWh di biocombustibili, fabbisogno a regime 8,3 TWh, surplus 7,9 TWh
- nella produzione elettrica sono stati prodotti circa 17 TWh lordi da bioenergie
- il resto per arrivare alla cifra di consumi vicina a quella del 2023 è da attribuirsi al settore civile (domestico e servizi).

La trasformazione dell'energia da biomasse in elettricità ha rendimenti differenti a seconda della biomassa utilizzata.

- Se si utilizza biometano il rendimento tende ad essere uguale al metano fossile, attorno al 50%, ma se dovessimo partire dall'energia contenuta nella biomassa da cui proviene il biometano il rendimento si ridurrebbe enormemente.
- Se si utilizza biogas, anch'esso proveniente da altre biomasse, il rendimento è attorno al 35% per impianti medio-grandi.
- Se prendiamo biomasse legnose abbiamo rendimenti elettrici differenziati per potenza di impianto come in tabella (studio di Ricerca Sistema Energetico marzo 2024 per conto di GSE).
- Per gli inceneritori di rifiuti solidi il rendimento elettrico netto è attorno al 20%.

	Mwhe/ton	rendimento
1 Mwpe	0,270	10,5%
5 Mwpe	0,531	20,7%
15 Mwpe	0,700	27,3%

Non è facile calcolare il rendimento medio delle biomasse per usi elettrici, ma probabilmente non siamo molto sopra il 20% per quelle solide (legnose e rifiuti) e 35% per le altre. In questo caso il contenuto energetico delle biomasse utilizzati nel 2024 per produrre energia elettrica corrisponderebbe a circa 60 TWh.

A causa dello scarso rendimento elettrico è meglio utilizzare le biomasse il più possibile per usi termici.

Proprio per questo "Il GSE sta infatti lavorando a una procedura competitiva dedicata all'**acquisto di biometano da parte dei settori hard to abate**, ovvero quei comparti industriali particolarmente difficili da decarbonizzare". (Energia Italia).

Secondo i dati esposti il trasferimento dell'uso delle biomasse utilizzate nel settore termico e dei trasporti in aggiunta a quello che già si utilizza, i consumi dei comparti difficilmente elettrificabili sarebbe completamente coperto.

Nel settore civile le biomasse solide utilizzate, perlopiù pellet, cippato e legna, servono principalmente per il riscaldamento invernale. È possibile prevedere una loro riduzione, sia perché negli ultimi anni cominciano ad essere emanati divieti del loro utilizzo a causa dell'inquinamento da polveri sottili che producono, causando il superamento delle soglie, sia perché l'aumento delle temperature in inverno a causa del cambiamento climatico richiede meno consumi energetici. Inoltre il 20% di queste bioenergie, in particolare pellet, viene importato causando deforestazioni all'estero.

Il rapporto del GSE (2019) riporta che, nel 2018, l'88% del calore da biomasse è consumato in modo diretto da famiglie e imprese (es. in caldaie individuali, stufe ecc.) e solo il 12% è costituito da calore derivato (derived heat), ossia destinato al consumo da parte di terzi (es. attraverso reti di teleriscaldamento).

Nei calcoli il consumo di bioenergie per usi civili è stato ridotto a 33 TWh, per trasferire il resto nei comparti difficilmente elettrificabili per coprire le 69,3 TWh necessarie, circa 59 TWh sono state utilizzate per produrre energia elettrica nei momenti di deficit energetico, sapendo che da queste, a seconda della bioenergia e della tecnologia utilizzata, si possono ricavare circa 16 TWh. Se queste energie vengono utilizzate nei mesi invernali si potrebbero sfruttare in parte le perdite come calore derivato, anche se l'uso temporaneo di questi impianti lo rende difficile.

4.4. - Mutamenti climatici: meno riscaldamento e più raffrescamento

Come **ultima variante** prendiamo in considerazione l'evolversi della situazione climatica che con l'innalzamento delle temperature vede **inverni complessivamente meno rigidi con minori fabbisogni termici ed estati sempre più calde con la necessità di implementare in modo consistente il raffrescamento con pompe di calore.**

Il mondo scientifico sta prevedendo che, anche con l'accelerazione della transizione attuale, entro il 2040 si raggiungerà comunque un incremento di temperatura di 2,3C°.

Chi ha memoria può constatare direttamente i cambiamenti di stagione dovuti al cambiamento climatico: in Romagna le fioriture rose di pesco avvenivano a metà aprile, oggi invece all'inizio di marzo.

Con questo innalzamento i fabbisogni calano in inverno e crescono in estate. Si ipotizza un 20% di consumi in meno per riscaldamento, sia di bioenergie che elettrici, e un incremento superiore al calo di 1,5 volte, ma tramite solo consumi elettrici per il raffrescamento, con conseguente maggior rendimento nello scambio delle due fonti.

4.5. - Consumi finali lordi a regime per settore

In questa situazione i consumi, con uso di bioenergie nei comparti difficilmente elettrificabili e in parte nel civile, con l'elettrificazione degli altri consumi, con una riduzione dei consumi invernali per riscaldamento ed un incremento di consumi estivi per raffrescamento, **i consumi finali registrati nel 2024 di 1231 TWh si trasformano a regime in consumi finali di 680 TWh**, come riportato in tabella.

Consumi finali lordi TWh	Anno 2024				A regime			
	fossili	biotermici	elettrico	totale	fossili	biotermici	elettrico	totale
industria, agric, pes.	185	7,4	106	298	0	61	175	236
trasporti	424	16	9	449	0	8	117	125
civile (res+serv)	242	78	163	484	0	33	287	320
Totale	851	102	278	1231	0	102	578	680

Un decremento dei consumi finali complessivo del 45,2% con le tecnologie oggi a disposizione non è poco, **ma può essere fatto di più se si implementano azioni di risparmio energetico**, come la coibentazione degli edifici che riduce sia il fabbisogno di riscaldamento invernale che di raffrescamento estivo, una diversa organizzazione della mobilità, una ulteriore riduzione dell'impiego di bioenergie e una lotta allo spreco energetico.

Ma alle 680 TWh calcolate occorre aggiungere nella produzione tutte le perdite di autoconsumo, di distribuzione e di accumulo ai fini di spostare i surplus produttivi delle fonti non programmabili ai periodi di deficit produttivo, consumi da calcolare nei consumi primari.

5 – DISTRIBUZIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA NELL'ANNO

A questo punto occorre verificare se **la curva dei fabbisogni**, così come calcolati in base anche al cambiamento climatico, **e quella della produzione durante l'anno coincidono o meno**. La risposta è **no** perché ci troviamo in gran parte di fronte a fonti energetiche intermittenti e non programmabili che daranno momenti di carenza di produzione rispetto ai consumi e momenti di surplus produttivo. Questo avviene sia all'interno della giornata, in particolare per il fotovoltaico fra giorno e notte, ma anche all'interno della settimana, del mese e dell'anno.

Per spostare energia dai momenti di sovrapproduzione ai momenti di carenza occorrono sistemi di accumulo che inevitabilmente hanno rendimenti sotto il 100%, e spesso molto sotto, in particolare per gli accumuli di lunga durata, oltre ad avere alti costi.

La verifica delle differenze temporali fra domanda e produzione di energia ci serve per mettere a punto quale mix energetico fra le diverse fonti rinnovabili occorre utilizzare per ridurre al minimo le perdite di trasferimento di energia e quindi le perdite di accumulo, per poi calcolare quanta energia in più dobbiamo produrre per soddisfare i momenti di deficit.

In particolare è problematico la produzione e accumulo di energia di lunga durata fra stagioni e mesi diversi, mentre l'accumulo di breve durata (giorno/notte e infrasettimanale ha già una risposta tecnologica affermata e a costi perfettamente affrontabili nelle batterie elettrochimiche, che comunque un po' di energia la disperdono.

A questo dovremo poi aggiungere anche le altre perdite relative agli autoconsumi e al dispacciamento, cercando anche per queste la combinazione per renderle minime.

Tutto questo deve essere calcolato per capire quanta energia effettivamente dobbiamo produrre.

Si precisa che l'anno è stato diviso in 12 mesi ciascuno di 30,4 giorni per armonizzare la sequenza delle produzioni e dei consumi.

5.1. – Consumi mensili per settore

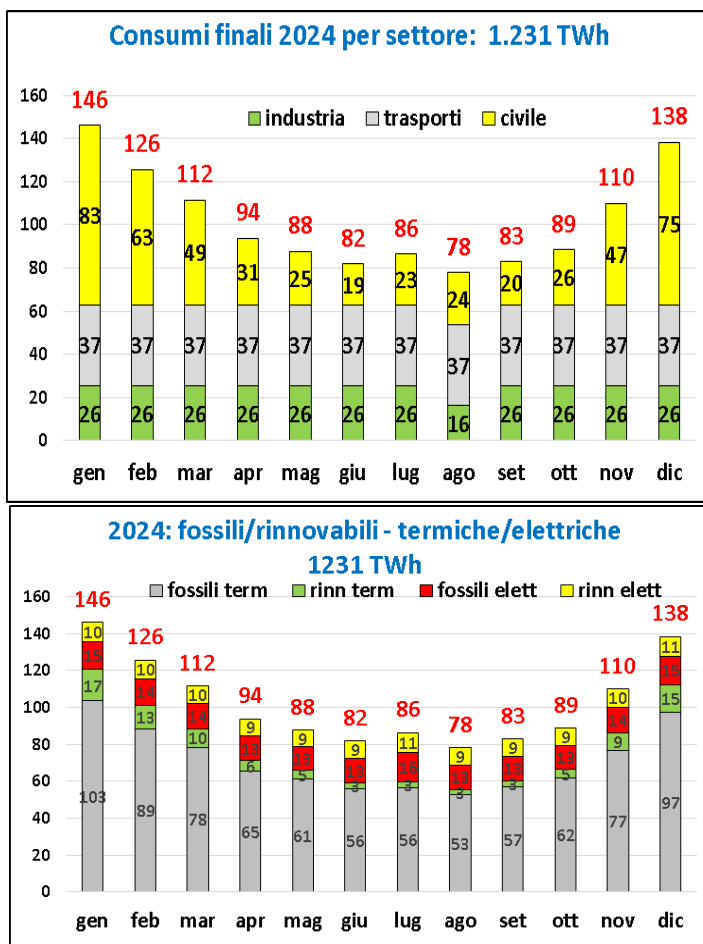
Vediamo in linea di massima come si distribuiscono gli attuali consumi di energia nei vari mesi dell'anno per settore:

- **settore trasporti:** non vi sono sostanziali differenze mensili dei consumi energetici per cui consideriamo un uguale consumo per ogni mese;
- **Settore industriale** (compreso agricoltura a pesca): le variazioni dipendono più dall'andamento economico che dall'andamento stagionale e a parità di andamento economico vi sono solo piccole differenze mensili di consumi, tranne un calo del 30% in agosto, mese di ferie, per cui si ripartiscono i consumi in modo uguale nei mesi tranne per agosto;
- **settore civile:** in questo settore la differenze fra i vari mesi sono molto marcate. In particolare i consumi invernali, a causa del fabbisogno di riscaldamento, sono molto maggiori ed affidati soprattutto ai combustibili, sia fossili che biomasse, mentre per i consumi elettrici si comincia a riscontrare una forte crescita nei mesi estivi con punte superiori a quelle delle medie stagioni a causa della sempre maggiore necessità di raffrescamento degli edifici.

Sulla base della medie dei consumi termici degli ultimi 10 anni nei vari mesi (escluso il 2022 anno del covid che ha comportato modifiche rilevanti sia per settore che per mese), e dei criteri descritti, e dei consumi elettrici medi per mese degli ultimi 12 anni si ottiene la distribuzione mensile dei consumi complessivi registrati nel 2024, sia per settore che suddivisi fra termici ed elettrici da fonti fossili e rinnovabili come nei grafici presentati.

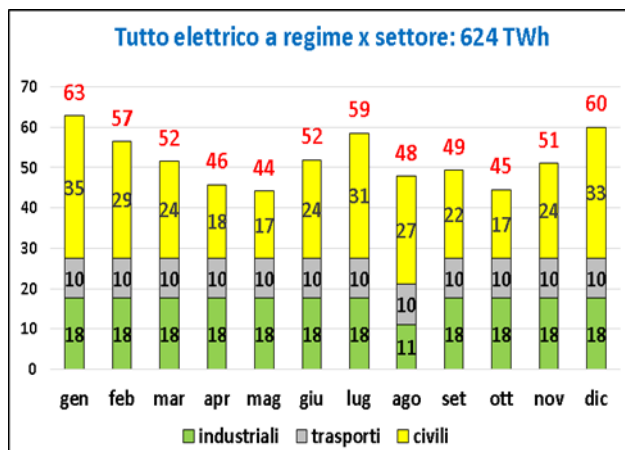
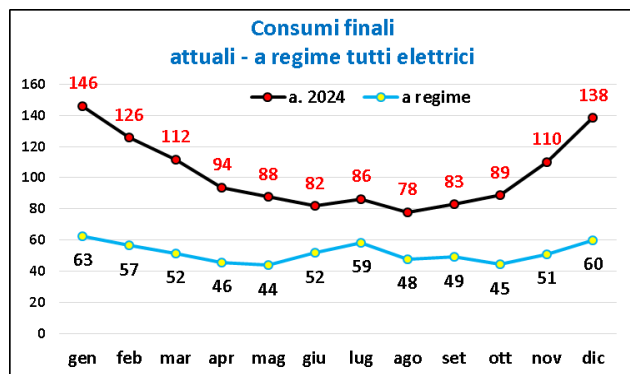
Come si vede vi è una **forte sproporzione fra i consumi alti invernali e i consumi bassi estivi dovuti essenzialmente al problema del riscaldamento degli edifici che avviene ancora quasi totalmente attraverso energia termica da metano o biomasse**. Nel mese di agosto, dato più basso, dovuto anche ai minori consumi industriali, i consumi sono pari al 54% rispetto al mese di gennaio, dato più alto.

È in controtendenza solo il mese di luglio a causa degli attuali consumi elettrici dovuti in particolare al fabbisogno di raffrescamento degli edifici come vedremo in seguito.



5.2. – Trasformazione degli attuali consumi in consumi elettrici

In caso di **trasformazione totale di questi consumi avvenuti nel 2024 in consumi elettrici** da fonti rinnovabili, ma con la modifica dello spostamento di consumi per riscaldamento invernale in raffrescamento estivo, si otterrebbe una forte riduzione dei consumi finali tutta a carico del passaggio all'elettrico a scapito dell'energia termica secondo gli indici di trasformazione precedentemente descritti nel punto 4.1. che fanno scendere i 1231 TWh del 2024 a **624 TWh** di consumi finali a regime, consumi che si



distribuirebbero come nel grafico a fianco.

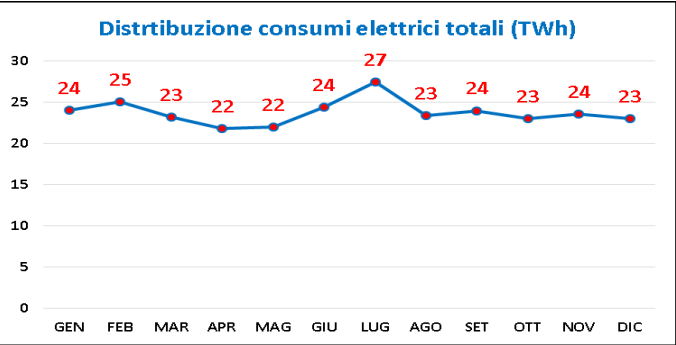
Come si vede la curva dei consumi si appiattisce perché la massima riduzione avviene dove vi erano i massimi consumi termici, trasformati in elettrici a regime e al picco invernale si aggiunge un picco estivo.

5.3. – andamento dei consumi elettrici nel settore civile

Purtroppo, come indicato nel paragrafo precedente al punto 4.4. i cambiamenti climatici stanno già cambiando i consumi e il cambiamento ha cominciato a vedersi in particolare negli ultimi 20 anni. In pianura padana la neve d’inverno nello scorso secolo era una consuetudine che avveniva tutti gli anni. **Negli ultimi 20 anni si è cominciato ad avere anni senza neve con un processo progressivo. In estate le giornate torride erano presenti, ma rare. Ora, in particolare a partire dal 2003, non si hanno più giornate torride, ma interi periodi settimanali e mensili che richiedono un condizionamento degli edifici. Di questi cambiamenti che**

richiedono meno consumi invernali per riscaldamento e maggiori consumi estivi per raffrescamento, destinati ad accentuarsi sempre più col cambiamento climatico, **ve ne è traccia anche analizzando i consumi attuali.**

Se prendiamo la media degli ultimi anni dei **consumi elettrici** nei 12 mesi ciascuno di 30,4 giorni, si vede che **il picco** non si registra in inverno dove il maggiore fabbisogno di illuminazione dovrebbe far salire i consumi, ma **si registra in estate**, in particolare luglio, spinto dai condizionatori già installati, con un **incremento del 25%** sui mesi a minor consumi di aprile e maggio.

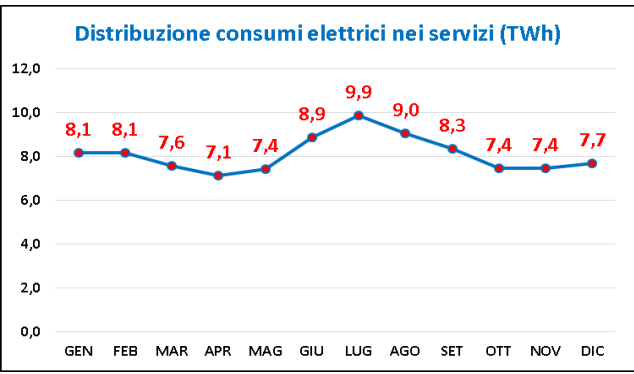
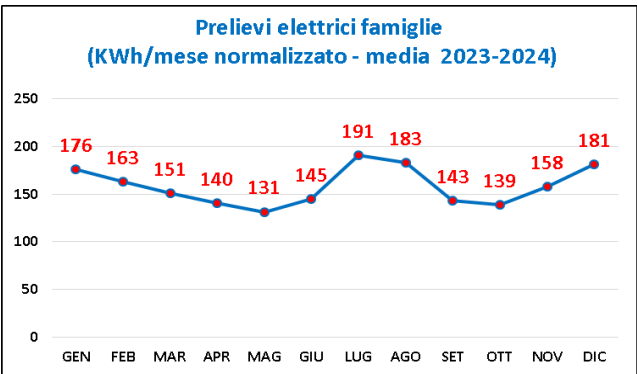


Uno studio di TERNA ha messo in luce come tra il 2000/2002 e il 2017/2019 nei mesi estivi vi siano stati in media incrementi di picchi di consumo giornaliero nei mesi estivi per il condizionamento come in tabella.

Incremento picchi di consumo elettrico			
	2000 2002	2017 2019	Incremento %
maggio	45,2	48,5	7,2%
giugno	48,2	55,8	15,7%
luglio	48,9	57,7	18,0%
agosto	45,0	54,8	21,8%
settembre	46,1	51,0	10,6%

Questi dati giustificano l’ulteriore incremento dei consumi elettrici estivi previsti nel calcolo dei fabbisogni totali nei mesi estivi.

Dati di ARERA sui prelievi mensili medi **delle famiglie** (al netto dell’autoconsumo) nel 2024 e di IMSER sul consumo mensile medio degli ultimi 5 anni **nei servizi** mostrano che in questi due settori il **picco dei consumi di luglio è superiore ai consumi di aprile e maggio di circa il 45%**. Soprattutto per le famiglie i consumi comunque alti dei mesi invernali fanno supporre che tale crescita non sia solo da attribuire all’illuminazione, ma anche all’inizio dell’uso di pompe di calore per il riscaldamento in appoggio o in sostituzione delle caldaie.



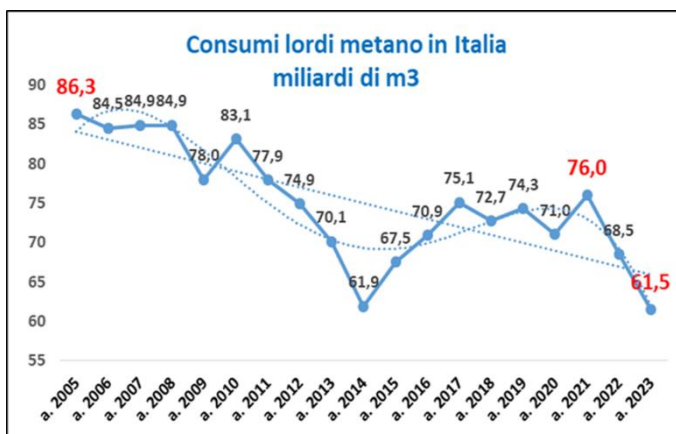
Questa tendenza è destinata a crescere sempre più nei prossimi anni, a causa del progredire rapido del cambiamento climatico con inverni in media sempre più miti, ed estati sempre più soffocanti.

5.4. – andamento consumi metano

I consumi di metano nel 2025 si sono ripartiti per circa il 40% nel settore civile e il resto a metà fra produzione elettrica e usi industriale e altri settori.

All'interno del settore civile circa il 75% del metano è servito per il riscaldamento invernale e il resto per usi sanitari e cottura. Sostanzialmente un terzo di metano serve per il riscaldamento.

Dal 2005 ad oggi i consumi di metano sono scesi da 86 miliardi di metri cubi a 61,8. Certamente crisi economiche, guerra in Ucraina, maggiore produzione elettrica da FER, interventi di decarbonizzazione industriale hanno contribuito al calo, ma con ogni probabilità il calo è dovuto anche ai minori fabbisogni dovuti all'innalzamento delle temperature invernali dovuto ai cambiamenti climatici.



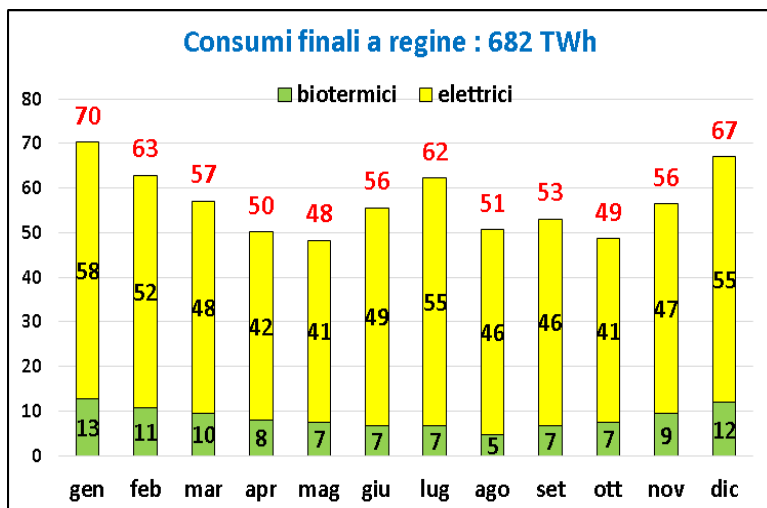
I dati climatologici confermano l'innalzamento delle temperature invernali: il 2024 registra una temperatura minima superiore ai 1,4°C rispetto alla media degli ultimi 30 anni.

Se la media delle temperature invernali sarà sempre più mite, questo non significa che non vi saranno picchi di forte discesa delle temperature, dato che il cambiamento climatico contempla fenomeni sempre più estremi e quindi con picchi accentuati anche se brevi.

5.5. – Andamento dei consumi finali di bioenergie ed elettrici da FER

Considerando l'uso di bioenergie per i settori difficilmente elettrificabili e in parte per il riscaldamento nel settore civile (120 TWh), e lo spostamento almeno parziale di consumi tra l'inverno e l'estate, come descritti, a regime i consumi finali annui di 691 HWh si distribuisce nei vari mesi come nel grafico.

In questa distribuzione risulta molto più accentuato il picco estivo dei consumi di luglio non molto al di sotto dei consumi dei mesi invernali.



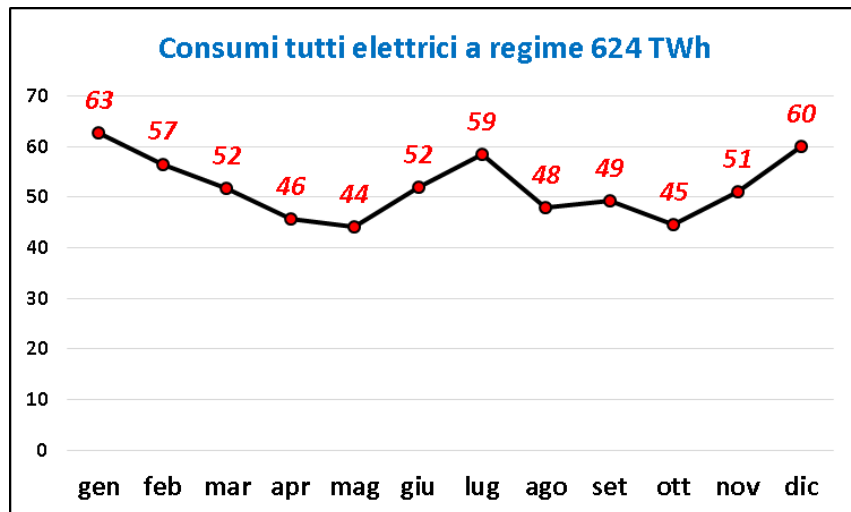
Sarà questo livello di consumi e questa distribuzione la base di confronto con la produzione al 100% da fonti rinnovabili nei vari scenari.

6 - BASTA UN'UNICA FONTE DI ENERGIA RINNOVABILE O SERVE LA COMBINAZIONE DI PIÙ FONTI?

Le principali fonti di energia rinnovabile sono: solare, eolica, idrica, geotermica, biomasse, ambiente.

Per ciascuna di queste energia rispondiamo alle seguenti domande:

- producendo con quella fonte tutta l'energia che si consuma a regime come si incrocerebbero consumi e produzione?
- è materialmente possibile ed ambientalmente accettabile produrre tutta l'energia con quella fonte?



Come riferimento prendiamo i consumi mensili di energia così come individuati nell'ultima tabella del precedente paragrafo 5.2. pari a 624 TWh. Questi consumi tutti elettrici si dipanano nei diversi mesi come nel grafico, con dati leggermente diversi rispetto al grafico dei consumi del paragrafo da quello precedentemente esposto a causa della riduzione dei consumi laddove era presente un maggior utilizzo di bioenergie.

6.1. - Energia solare Fotovoltaica

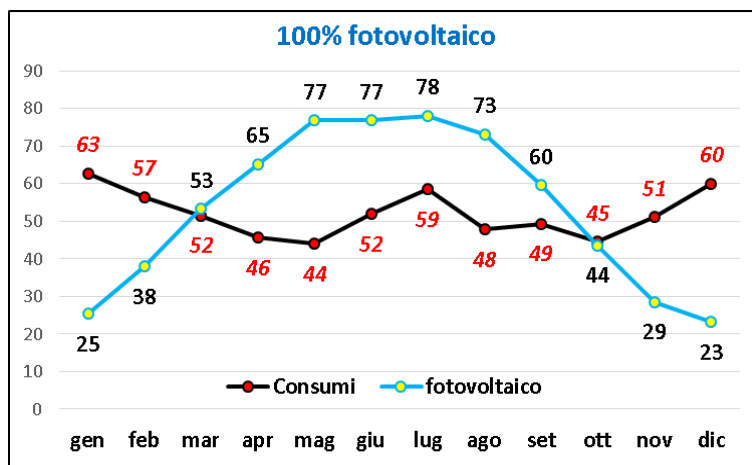
Sono state prese le medie mensili (mesi uguali di 30,4 giorni) di produzione fotovoltaica degli ultimi 12 anni a parità di potenza installata.

L'energia **fotovoltaica**:

- **produce di giorno e non di notte**, quindi è necessario l'accumulo per distribuire l'energia prodotta nell'intero arco della giornata in base ai consumi;
- **produce più d'estate e meno d'inverno** mediamente, secondo i dati in media la produzione mensile più alta estiva è 3 volte superiore alla media mensile di produzione più bassa invernale, ma questa differenza cala al sud e tende a crescere al nord, quindi diventa necessario un accumulo di lunga durata per trasferire il surplus estivo al deficit invernale.

Mentre finora gli impianti sono stati costruiti con esposizione principale a sud, **attualmente si tende a costruirne con esposizione est-ovest per avere una migliore distribuzione nella giornata e minore necessità di accumulo**, anche se in parte a scapito della produttività.

Nel grafico il confronto fra produzione e consumi distribuiti nell'anno suddiviso in 12 mesi di 30,4 giorni ciascuno.



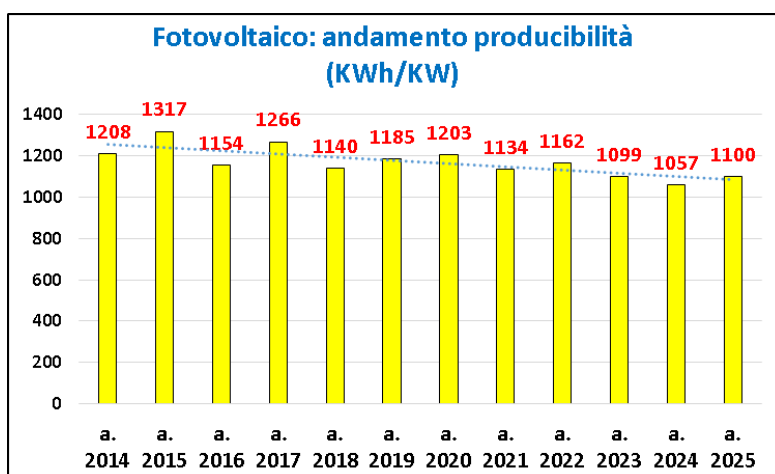
Come si vede la forte differenza di produzione fra estate e inverno crea una forte divaricazione fra produzione e consumi nelle due stagioni e in senso opposto.

Nei mesi di giugno e luglio la produzione è 3 volte maggiore rispetto ai mesi di dicembre e gennaio. Nei mesi di **dicembre e gennaio** si riscontra il massimo di deficit produttivo con una **copertura rispettivamente solo del 38% e del 39%** rispetto ai consumi, mentre nel mese di **maggio la produzione è del 51% superiore**.

Ormai il problema della mancata produzione notturna è superato sia sotto l'aspetto tecnico che economico dall'accumulo in batteria, accumulo che però comporta delle perdite, anche se minime. Questo tipo di accumulo ed altri come i pompaggi riescono a compensare il divario fra produzione e consumi anche per periodi più lunghi, ma non per mesi.

Rispetto ai consumi il **deficit complessivo dei mesi invernali**, causa il minor irraggiamento, è **pari al 18,6% degli interi consumi**, e viceversa il surplus estivo. L'accumulo e trasferimento a lungo termine di questo 18,6% di energia risulta, per le tecnologie ad oggi disponibili, una operazione difficile, complessa e molto costosa.

L'analisi delle produzioni annuali e mensili dal 2014 al 2025 rilevano che la **producibilità media annuale di 1.169 KWh/KW** di potenza installata, ma con un **calo nel tempo da circa 1300 KWh/KW nei primi anni a 1100 KWh/KW** negli ultimi anni. Le ragioni di tale calo possono essere una maggiore diffusione del fotovoltaico nel nord Italia dove l'irraggiamento è minore e una diversa disposizione dei pannelli, **non più rivolti solo a sud, ma rivolti anche a est ed ovest per sfruttare meglio l'irraggiamento di mattina e pomeriggio**, distribuendo meglio la produzione rispetto ai consumi, anche a scapito di una minore produzione complessiva del 15%.



Nella producibilità da un anno all'altro si registrano **oscillazioni da un -12% a un +9%**, ma con **scostamenti all'interno dei diversi mesi più ampi con una media da -15% e +18%** rispetto alla producibilità media del mese nei 12 anni e con **punte di -23% e +31%** registrate entrambe nel mese di febbraio.

Queste oscillazioni fanno capire che il deficit del 18,6% nei mesi invernali si può ridurre, ma anche ampliare, con la conseguenza di dover attingere maggiormente da altre fonti o da maggiori accumuli. Uno scostamento di -31% a febbraio significherebbe una produzione di 26TWh invece di 38TWh che ampliherebbe il deficit di quel mese dal 35% al 50%

Il punto debole del fotovoltaico è pertanto l'inverno, dove non solo alle nostre latitudini si ha poca insolazione, ma le perturbazioni tipiche di questa stagione portano anche ad una maggiore variazione e scostamento dalla media mensile con minore affidabilità.

Per colmare il deficit invernale si potrebbe costruire impianti tarandoli sulla base della produzione invernale minore, ma dovremmo installare una potenza di 2,5 volte maggiore, che produrrebbero una quantità di energia a sua volta 2,5 volte maggiore buttandone via il 60% ed utilizzandone solo il 40%. Un vero spreco energetico ed economico oltre all'occupazione di una superficie molto ampia.

Come alternativa vi è l'accumulo dell'energia prodotta nei momenti di surplus produttivo per trasferirla nei momenti di deficit, operazione su cui la ricerca si sta impegnando, ma che non ha ancora trovato una soluzione soddisfacente sotto l'aspetto tecnico ed economico, con problemi o di rese basse, o di costi troppo

alti, o di difficile applicazione nei diversi contesti, o l'insieme di questi aspetti. I sistemi principali di accumulo su cui si puntano le attenzioni sono quello elettrochimico (batterie), la produzione di idrogeno, la produzione di metano sintetico, il pompaggio idrico, l'accumulo di gas compresso, l'accumulo di calore in serbatoi di sabbia. Ad esempio se si opera l'accumulo attraverso l'idrogeno col passaggio a metano sintetico l'energia che viene restituita è pari al 32% di quella consumata, per cui coprire quel 18,6% di deficit di energia invernale serve una quantità di energia 3 volte superiore. L'accumulo a lungo termine in batterie, che comporterebbe rese molto migliori attorno all'80%, con il costo attuale di 65 dollari al KW rimane ancora proibitivo per grandi quantità, e lo rimarrà fino a quando il costo non scenderà attorno ai 10 dollari, come si prevede per il 2050.

Il problema principale sotto l'aspetto ambientale di questa fonte è che occorre molta superficie per produrla. Nel 2010 per impianti a terra per 1 MW di potenza veniva occupato 1,8 ettari di suolo. Nel 2024, i nuovi impianti a terra hanno occupato 1 ettaro per MW di potenza, grazie all'incremento delle rese ("Rapporto statistico 2024 solare fotovoltaico" GSE). Questo significherebbe, in caso di soli impianti a terra, un'occupazione di 5.645 kmq per produrre 621 TWh. Oggi però cominciano ad essere disponibili pannelli che hanno rese maggiori, per cui si ritiene la potenza installabile ad ettaro possa arrivare entro pochi anni a 1,2 MW ad ettaro con una riduzione del 20% della superficie da utilizzare.

Per risparmiare terreno agricolo e per ridurre al minimo gli impatti ambientali i pannelli possono essere collocati più proficuamente sui tetti o su superfici già impermeabilizzate o compromesse da altri usi, ma tale superficie non è sufficiente per le quantità richieste, a meno che l'apporto del fotovoltaico non scenda sotto il 33% dei fabbisogni primari (vedi paragrafo 9).

L'Italia all'interno dell'Europa è in un'ottima posizione per utilizzare l'energia fotovoltaica, ma la forte differenza fra produzione estiva e produzione invernale del fotovoltaico, che crea un forte deficit invernale, impedisce che questa energia sia presa come unica fonte.

Su 35.993 GWh di fotovoltaico prodotte "Nel 2024, in Italia, gli autoconsumi di energia elettrica prodotta da fotovoltaico ammontano a 10.701 GWh, valore pari al 30,2% della produzione netta complessiva degli impianti fotovoltaici e al 56,4% della produzione netta dei soli impianti che autoconsumano" ("Rapporto statistico 2024 solare fotovoltaico" GSE). Non tutti gli impianti di autoconsumo hanno in dotazione batterie di accumulo. Se si dotasse di batterie di accumulo presso tutti gli impianti o sotto la cabina secondaria a servizio delle CER, l'energia autoconsumata salirebbe in modo significativo, probabilmente attorno al 65%. Si può quindi immaginare una produzione quasi esclusiva di fotovoltaico da CER che comprendano tutte le tipologie di utenti, che utilizza il 65% dell'energia fotovoltaica prodotta, per poi cedere il 30% alla rete ai fini dello storage, per poi utilizzare quanto ceduto nei momenti di deficit produttivo.

L'unica soluzione per superare il problema risulta procedere all'utilizzo di un mix di fonti diverse, non programmabili, ma complementari, e programmabili che si compensino il più possibile fra loro, lasciando all'accumulo di lunga durata, pur necessario, il minor spazio possibile.

Si potrebbe aprire anche una nota sul solare termico oggi prodotto in minima parte ma che potrebbe avere sviluppi interessanti.

6.2. - Energia eolica

L'energia eolica oggi è prodotta principalmente da grandi pale eoliche, che tendono ad innalzarsi sempre di più per sfruttare meglio i venti più forti e costanti di alta quota, collocate soprattutto nei crinali.

Cominciano ad essere presenti anche in Italia grandi turbine in mare che sfruttano i venti costanti della zona.

Consultando l’atlante eolico dell’Italia si vede che mentre tutto il sud e le isole hanno sufficiente o buona ventosità, **il nord presenta ampie zone con ventosità insufficiente o scarsa, a cominciare dalla pianura padana**, con l’eccezione dei crinali e dei tratti di mare.

Questo significa che il nord che consuma maggior energia non potrebbe contare per l’autosufficienza sull’eolico come unica fonte o neanche come fonte principale. In tutti i casi l’Italia non è favorita da forti venti come i paesi del nord Europa.

(Eurobserv’ ER, *Wind Energy Barometer*, march 2024, pp. 4–5)

Paese	Potenza eolica installata 2023 (GW)	Produzione elettrica da eolico 2023 (GWh)	Produttività specifica 2023 (MWh/MW)
Belgium	5,50	15.625	2.840
Netherlands	10,75	28.885	2.687
Denmark	7,28	19.540	2.684
Romania	3,10	7.625	2.460
Ireland	4,73	11.398	2.410
Poland	9,43	22.120	2.346
Portugal	5,81	13.156	2.265
France	22,39	50.600	2.260
Bulgaria	0,70	1.550	2.208
Croatia	1,16	2.533	2.189
EU 27	218,53	476.636	2.181
Finland	6,95	15.049	2.167
Sweden	16,13	34.333	2.128
Greece	5,23	11.022	2.107
Spain	30,78	64.153	2.085
Germany	69,47	142.103	2.045
Austria	3,95	8.036	2.037
Lithuania	1,29	2.524	1.960
Italy	12,34	23.373	1.895

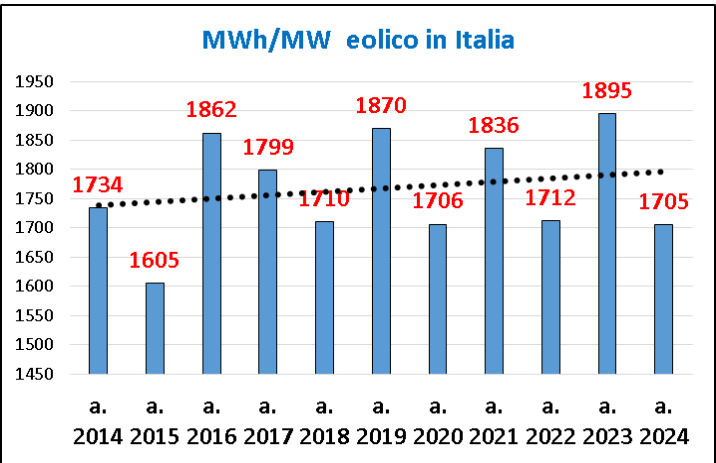
(paesi UE con produzione annuale da eolico superiore a 1 TWh)

Il minieolico è presente, ma ancora poco sviluppato. Si ritiene che possa e debba avere una maggiore considerazione, in particolare attraverso le piccole turbine a sviluppo verticale, da collocare principalmente sui tetti o anche come prolungamento dei pali dell’illuminazione pubblica. Cominciano ad essere in commercio mini turbine eoliche che riescono a sfruttare anche venti di 2 metri al secondo, quindi molto bassi.

Una innovazione interessante è data dalle turbine eoliche volanti sviluppate da società cinesi. Sono sostanzialmente aerostati collegati a terra con un cavo e possono raggiungere altezze fino od oltre i 1500 metri dove i venti sono più forti e costanti moltiplicando fino a 27 volte la produzione. non consumano terreno, sono leggeri e consumano poco materiale, sono trasportabili ovunque. dovrebbero ridurre notevolmente il costo dell’energia. L’aspetto negativo riguarda sostanzialmente l’incompatibilità col traffico aereo. Dovrebbero entrare in commercio nei prossimi anni. Occorre vedere se questa tecnologia si adatta anche per situazioni di autoproduzione locale.

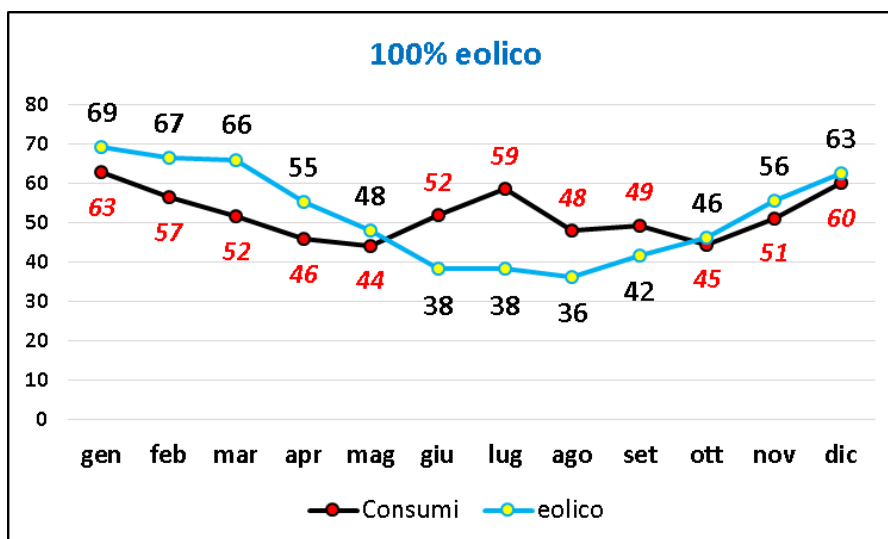
Confrontando le produzioni annuali in rapporto alla potenza installata dal 2014 al 2024, la producibilità non registra grandissime oscillazioni rispetto alla media, che risultano da un -10% a un +9%, ma si assiste ad un lieve aumento di producibilità per potenza installata grazie soprattutto a turbine più grandi ed alte e miglioramenti tecnologici, mentre si registra una minore ventosità complessiva.

Andando alla distribuzione della produzione durante l’anno si ottiene il grafico che segue relativo alla produzione degli ultimi 12 anni.



Come si vede nel grafico che segue la produzione di energia eolica ha, nell’anno, un andamento tendenzialmente inverso a quello fotovoltaico, più elevata d’inverno, più bassa d’estate, con una produzione

di agosto poco sopra la metà di quella di gennaio. Rispetto al fotovoltaico la curva della produzione mensile tende a ricalcare meglio quella dei consumi, con minori differenze mensili medie fra produzione e consumo. Il picco di deficit produttivo del 35% rispetto ai consumi si registra in **luglio**, mentre il **surplus massimo del 28% si registra in marzo**. Ne risulta un **deficit di produzione** concentrato in questo caso **nei mesi estivi**



che scende al 8,5% della produzione totale, al posto del 18,6% del fotovoltaico, e un surplus invernale di eguale misura. È ancora una quantità alta per gli attuali costi di accumulo, oltre a comportare perdite notevoli.

Ma se prendiamo le produzioni mensili dal 2014 al 2025 ci si accorge che **l'eolico presenta una rilevante incostanza, con scostamenti medi per lo stesso mese di -31% e +32%**, il doppio rispetto al fotovoltaico, e con punte raggiunte rispettivamente in dicembre e novembre di -58% e +59%. Uno scostamento in novembre del 58% dalla media di 57 TWh significa una produzione di soli 24 TWh rispetto a consumi di 52 TWh, con un deficit energetico del 54% invece di un surplus del 9,6%.

Sostanzialmente è una fonte molto importante per equilibrare la produzione fotovoltaica, ma molto meno affidabile.

6.3. - Energia idrica

È la forma di energia maggiormente utilizzata quando è stato costruito il sistema elettrico italiano. La prima grande diga è della fine del 1800. L'espansione si è protratta fino agli anni '70 del 20° secolo, per poi passare alle fonti fossili man mano che serviva nuova energia e anche a seguito del disastro della diga del Vajont (1963).

Utilizza prevalentemente grandi invasi situati in montagna sbarrati da dighe in modo da formare un salto che permette, grazie alla forza di gravità di produrre energia. Altra possibilità è data da turbine sommerse che sfruttano il flusso dell'acqua nei corsi idrici.

Su 4.949 impianti presenti l'80% dell'energia prodotta è fornita da 331 impianti sopra i 10 MW di potenza collocati in particolare nell'arco alpino. Negli anni 2000 la potenza reale è cresciuta leggermente grazie soprattutto al miniidrico. "Alla crescita in numero non è corrisposto un uguale incremento della potenza generata, perché negli ultimi anni è diminuita la taglia media degli impianti stessi. L'installazione di impianti di piccole dimensioni, il cosiddetto **mini-idroelettrico**, è iniziata nei primi anni Duemila" (ENEL)

Vi sono spazi limitati di espansione con altri grandi impianti, sia per carenza di siti idonei sia per il forte impatto ambientale, sia per la loro pericolosità (Vajont) sia per l'impatto sociale che comporta.

Negli ultimi decenni si è assistito ad un discreto calo di produttività a causa dei cambiamenti climatici.

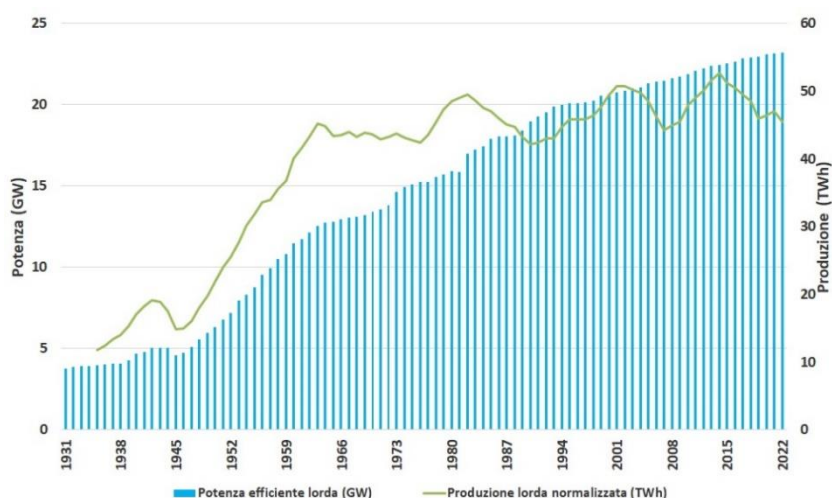
In un documento del giugno 2015 il maggior gestore, ENEL, afferma “Dato che buona parte dei grandi impianti italiani ha **più di 70 anni di vita**, oggi l’energia effettivamente ricavata risente di almeno tre fattori, che sono i segni dell’età, il mancato ammodernamento delle strutture e il minore potenziale idroelettrico dovuto ai cambiamenti climatici....., il rinnovamento degli impianti anche solo con interventi manutentivi e piccole sostituzioni si stima possa **far guadagnare già in pochi anni almeno 5,8 gigawatt di potenza e 4,4 terawattora di energia annua...**”. Questa affermazione fa vedere non solo come l’espansione sia limitata, ma anche come tale espansione di potenza (+27%) non si traduce in altrettanto incremento di produzione (+10,2%).

In tutti i casi oggi le riserve di acqua servono in via principale per l’approvvigionamento idrico e solo in seconda battuta per l’approvvigionamento energetico, per cui la produzione energetica è condizionata da questo fattore.

Anche se gli invasi idrici possono essere utilizzati con una programmazione, il loro riempimento e quindi il loro uso è limitato dalla piovosità. **Possono essere utilizzati in parte anche per l’accumulo attraverso i pompaggi, utilizzando l’energia quando è in eccesso per riportare l’acqua da un bacino a valle ad uno a monte in modo da poterla utilizzare successivamente come nuova fonte energetica.** Tale operazione ha un **rendimento di circa il 70%**, e può risultare uno strumento utile a colmare i deficit produttivi soprattutto per deficit di medio periodo.

Mediamente in Italia, negli ultimi 7 anni, si sono prodotti 43 TWh di energia idrica, ma con **forti differenze fra un anno e l’altro, differenze che tendono ad accentuarsi col cambiamento climatico** che comporta lunghi periodi di siccità intervallati da precipitazioni intense. Guardando all’ultimo periodo vediamo che il 2022 è stato un anno di magra con energia idrica prodotta pari a 29,9 TWh, il 30% in meno rispetto alla media, mentre nel 2024 si sono prodotti 50,7 TWh, il 18% in più della media scostamenti molto ampi.

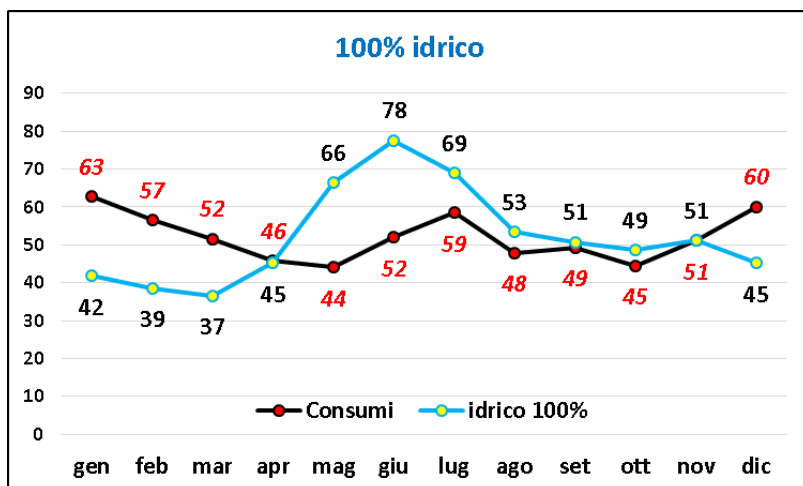
Se guardiamo ad un arco temporale ancora più ampio vediamo che tra la fine degli anni 60 e dal 2019 ad oggi, mentre la potenza installata è salita del 75%, la produzione, dopo essere cresciuta leggermente, ora risulta sostanzialmente uguale a quell’epoca, come evidenzia il grafico prodotto da ISPRA, e che conferma la riduzione della producibilità a causa dei cambiamenti climatici come affermato da ENEL.



Oltre all’ampia variabilità fra gli anni si nota anche una forte disomogeneità di distribuzione nell’anno.

Nel grafico si mostra il confronto fra distribuzione dell’energia idrica prodotta nei vari mesi dell’anno come media degli ultimi 8 anni, in rapporto ai consumi di energia.

Il grafico mostra come vi siano forti scarti fra le alte produzioni mesi primaverili-estivi (in parte in corrispondenza dei picchi di produzione del fotovoltaico) e i mesi invernali con scarse produzioni. Il **deficit produttivo nei mesi invernali risulta pari al 11,1%** del totale dei fabbisogni energetici. Gli scostamento fra produzione e consumo risultano a volte elevati con uno scostamento di + 51% in maggio e -33% in gennaio.



Se poi misuriamo la produzione nello stesso mese in anni diversi, si registrano **scostamenti rispetto alla media mensile anche superiori al 50%**, altro aspetto che rende troppo variabile questa fonte di energia e difficoltosa la sua programmazione.

Probabilmente questa variabilità dipende dall'uso principale come acqua potabile o di irrigazione e solo secondariamente di energia. Non a caso la produzione maggiore si registra

nei mesi di maggio, giugno e luglio mesi che richiedono da una parte irrigazione, dall'altra maggior uso nelle case.

Sia la riduzione di producibilità a cui è soggetta, sia la forte variazione di produzione fra i diversi anni, sia la poca corrispondenza fra produzione e consumi nell'anno, sia l'oggettiva impossibilità di coprire interamente i fabbisogni, impediscono a questa forma di energia rinnovabile di essere utilizzata come **unica fonte**, anche se rimane decisamente importante all'interno di un mix di produzione energetica al di là del suo compito principale di approvvigionamento idrico. In particolare può essere utile per lo stoccaggio attraverso i pompaggi.

In un piano di transizione energetica verso le energie rinnovabili sarebbe arduo considerare un incremento di produzione annua superiore al 10% rispetto alla media attuale.

6.4. - Energia geotermica

Nelle *"Linee guida per l'utilizzazione della risorsa geotermica a media e alta entalpia"* del Ministero dell'Ambiente del 2016 si afferma che "le risorse geotermiche su terraferma del territorio italiano **potenzialmente** estraibili da profondità fino a 5 km sono dell'ordine di ...circa **500 Mtep**", teoricamente **più che sufficienti per l'intero fabbisogno italiano** (144 Mtep nel 2024). Di fatto dal 2016 **ad oggi poco si è mosso per sviluppare concretamente l'utilizzo massiccio di tale risorsa**. Se si va a Lardarello si può notare come questi impianti, almeno in passato, hanno avuto un forte **impatto col territorio** sia nel convogliamento dell'energia all'impianto, sia per le emissioni. Rispetto ai primi impianti sono stati fatti progressi per ridurre tale impatto attraverso cicli chiusi, anche se la tecnologia in parte deve essere messa a punto. Per quanto riguarda le centrali a media e alta entalpia, se fino alla fine del secolo scorso l'energia geotermica era meno costosa di eolico e solare, oggi non lo è più, ma rimane meno costosa del nucleare e tendenzialmente pari ai costi delle energie fossili. Presenta alti costi di investimento ma bassi costi di gestione.

La sua caratteristica principale è che è perfettamente programmabile e l'impianto può essere acceso e spento in qualsiasi momento in base al fabbisogno.

Purtroppo si è perso tempo nel svilupparla.

Come è emerso in un convegno organizzato dall'Ecoistituto del Ticino sui 7.000 pozzi ancora aperti 1.000 possono essere utilizzabili allo scopo attraverso la costruzione entro 10 anni di 500 nuovi impianti geotermici a ciclo chiuso che sfruttano la temperatura costanti di 160 gradi alla profondità di 5.000 metri.

Si potrebbe arrivare ad avere in tempi utili circa 5 GW di potenza installata cui corrisponde una produzione di energia di 35 TWh utilizzando in modo continuo gli impianti. Ovviamente molto meno se li si usa solo nei

periodi di carenza energetica, ma comunque con costi minori rispetto soprattutto all'uso dell'idrogeno come forma di accumulo.

Assieme all'energia elettrica la geotermia produce energia termica che a sua volta può essere utilizzata a questi fini. Per poterla effettivamente sfruttare, occorre che gli utilizzatori siano collocati nella zona dell'impianto. Una intelligente programmazione delle attività produttive locali si avvantaggerebbe di molto in questo contesto. Per questo sarebbe meglio che tale opportunità fosse in capo agli enti pubblici locali.

Non si esclude che la geotermia possa avere nel tempo un maggior peso nel mix da fonti rinnovabili, grazie alle sue caratteristiche di programmabilità e produzione energetica combinata.

Questa proposta è interessante e va approfondita rivedendo eventualmente gli scenari presentati.

Diverso è l'utilizzo dell'energia geotermica a bassa entalpia, il cui sfruttamento attraverso le pompe di calore costituisce una solida realtà aspetto che si affronta nella voce energia dell'ambiente.

6.5. - Energia ambiente

Viene denominata in questo modo **l'energia che si sottrae dall'aria, dall'acqua o dal suolo attraverso le pompe di calore normalmente per riscaldare l'interno degli edifici d'inverno, o viceversa per raffreddarli d'estate**. Perché questo avvenga **occorre consumare energia elettrica**. Quindi non è propriamente una forma di produzione di energia ma **una forma di trasferimento di energia dipendente da altre produzioni energetiche in cui l'energia catturata e trasferita è superiore rispetto a quella consumata con un rendimento superiore al 100%**. Le pompe di calore tendono a consumare metà dell'energia delle fonti fossili per produrre lo stesso effetto.

Si distinguono **3 tipologie di pompe di calore**:

- **aria-aria**: le più diffuse, nata come condizionatori per il raffrescamento degli ambienti in estate, poi utilizzate con modalità inversa per il riscaldamento in inverno. Sono le più economiche. I modelli sviluppati fino ad oggi erano non riuscivano a sviluppare calore sufficiente per il riscaldamento nelle case tradizionali non coibentate, almeno nei mesi più freddi. Non servono per l'acqua sanitaria. Ultimamente sono state messe in commercio pompe più potenti che riducono notevolmente il periodo in cui servono altre soluzioni;
- **aria-acqua**: con costi maggiori servono per scaldare l'acqua per il riscaldamento e l'acqua sanitaria. Finora sono state utilizzate per il riscaldamento di impianti a pavimento perché si raggiungevano temperature massime attorno ai 35° insufficienti per gli impianti tradizionali a termosifone. Oggi sono in commercio pompe di calore aria-acqua che raggiungono i 65°, quindi adattabili agli impianti di riscaldamento esistenti e per l'approvvigionamento di acqua calda. Possono avere qualche difficoltà con temperature molto rigide in case a forte dispersione termica. Non servono per il raffrescamento estivo.
- **suolo-acqua**: sono le pompe di calore geotermiche che utilizzano in calore del suolo a circa 10 metri di profondità, calore che tende ad essere omogeneo per tutto l'anno attorno ai 13°. Sono le più affidabile e a migliore rendimento con efficienza superiore di circa il 50% rispetto a quelle ad aria, avendo una fonte a temperatura costante, ma hanno costi superiori alle altre pompe di calore. Servono in particolare per il riscaldamento e per l'acqua sanitaria.

Sono ormai in commercio **pompe a doppia funzione aria-aria e aria-acqua che servono sia per il raffrescamento sia per il riscaldamento degli ambienti con termosifone, sia per il riscaldamento di acqua sanitaria**. Con queste ultime novità già a disposizione, il problema energetici degli edifici (ad eccezione per ora per case a forte dispersione termica e site in luoghi a temperature rigide invernali) possono essere

totalmente soddisfatti da fonti rinnovabili, in particolare se le pompe di calore sono connesse ad impianti fotovoltaici presenti sui tetti degli edifici stessi.

Nel 2023 il GSE ha calcolato una produzione di energia ambiente pari a 37 TWh.

Nei calcoli per la produzione e consumi di energia che seguono non si intende calcolare l'energia ambiente trasferita, ma solo l'energia consumata per farla funzionare.

In tutti i casi per ridurre i consumi energetici e per eliminare le emissioni climalteranti è essenziale passare ovunque alle pompe di calore per il riscaldamento e raffrescamento degli edifici, preferibilmente dopo aver coibentato gli ambienti per ridurre al minimo anche il consumo di elettricità delle pompe di calore.

Una casa in classe energetica G ha un consumo pari o superiore a 160 KWh per m² all'anno. Con la pompa di calore, che sostituisce il metano, e senza coibentazione si può portarla a 80 KWh/anno (classe D). Ma la coibentazione potrebbe portare la casa in classe B con consumi sotto i 50 KWh e con la pompa di calore si andrebbe sotto i 25 KWh. La combinazione dei 2 interventi tende quasi ad azzerare i consumi invernali e ad abbassare anche quelli estivi della refrigerazione sempre più importanti. Per quanto riguarda i costi partendo da una casa da ristrutturare la coibentazione presenta normalmente costi maggiori rispetto alla pompa di calore. Per i nuovi edifici conviene progettarli già coibentati almeno in classe B per passare alla A con le pompe di calore e l'impianto fotovoltaico sul tetto che renderebbe la casa energeticamente autonoma e con consumi molto bassi e con tecnologie che oltre al riscaldamento e raffrescamento possono sostituire il metano anche per l'acqua sanitaria e la cucina.

Il superbonus del 110% puntava all'efficientamento delle case proprio attraverso coibentazione, pompe di calore e impianti fotovoltaici. La strategia era giusta, lo strumento meno, dato che ha portato a mantenere artificialmente alti i costi degli impianti, come dimostra il fatto che tali costi sono crollati appena finito l'incentivo.

Eppure se un incentivo ci vuole per velocizzare la transizione è proprio su questi strumenti, occorre calibrarli bene perché siano incentivi effettivi soprattutto alle famiglie, e non strumenti per arricchire banche e imprese.

6.6. - Energia da biomasse

Questa energia, considerata rinnovabile dalla tassonomia europea perché emetterebbe in atmosfera la CO₂ precedentemente assorbita dalle piante, quindi **considerata neutra sotto l'aspetto delle emissioni**, ha una **produttività molto scarsa rispetto alla superficie occorrente per produrla**.

L'insilato di mais (una delle colture maggiormente produttiva) può produrre fino a 21.000 KWh di elettricità per ettaro coltivato. Lo stesso ettaro se ricoperto interamente da **pannelli fotovoltaici** ne produce oggi 2.500.000, con prospettive in aumento, vale a dire una **produttività 120 volte superiore**.

Come già accennato nel paragrafo 4.3. secondo uno studio del marzo 2024 di RSE (Ricerca Sistema Energetico) per conto di GSE, il rendimento elettrico degli impianti a cippato di potenza di 1 MW è pari al 10,5%, per quelli con potenza di 5 MW è del 20,7% e per quelli maggiori con potenza di 15 MW è del 27,4%, un rendimento decisamente basso che tende a corrispondere al rendimento degli inceneritori di RSU che hanno rendimento elettrico netto pari a circa il 20%, contribuendo per l'1,7% dei consumi primari e di solo lo 0,4% dei consumi finali.

Per coprire con energia elettrica da biomasse gli attuali consumi energetici nazionali dovremmo utilizzare una superficie di 33 milioni di ettari, superiore all'intera superficie nazionale (montagne, pianure, città, strade, spiagge, fiumi e laghi compresi) è pari a 30 milioni di ettari. Naturalmente dovremmo rinunciare a

produrre cibo, eliminare qualsiasi zona protetta ed eliminare qualsiasi biodiversità a favore di un'unica monocoltura.

Se si vuole puntare su questa energia come fonte principale, significa creare le condizioni che hanno portato a far estinguere la presenza dell'uomo nell'isola di Pasqua. La bioenergia è la risorsa energetica che presenta in assoluto il maggior impatto ambientale se non la si usa all'interno di limiti ben definiti e comunque molto limitati. Ora la si sta usando in modo decisamente superiore e devastante.

Occorre ricordare che a livello globale **stiamo consumando il 170% della biomassa che il pianeta ci mette a disposizione**, rendendo sempre più difficile ricrearla ed ampliando i processi di desertificazione. Per questi motivi **l'utilizzo** di biomasse ai fini energetici dovrebbe essere indirizzato **solo agli scarti delle produzioni agricole** e anche in questo caso **solo per quella parte di scarti che rimangono dopo il loro utilizzo per la ricostituzione della fertilità dei suoli** attraverso la ricostituzione dell'humus. **La produzione di bioenergia da colture dedicate va evitata come un veleno.**

Nel PNIEC invece si punta a dare grande rilievo e sviluppo alle bioenergie, probabilmente perché condizionati da secoli a collegare l'energia alla combustione.

Coi pannelli solari l'energia elettrica prodotta è subito tutta disponibile, ma prendendo i rifiuti organici quanto di quella energia passa all'uso finale?

Prendiamo come esempio gli attuali impianti di biodigestione dei rifiuti organici e guardiamo attraverso il bilancio di massa quali rendimenti possono avere⁴.

Biodigestione rifiuti organici			
Bilancio di massa	ton	%	
Organico immesso	272.264	100%	100%
biogas	29.066	11%	22%
compost	29.520	11%	
scarti solidi	60.125	22%	78%
scarti liquidi	57.086	21%	
emiss. In atmosfera	96.468	35%	

Di fatto solo il 22% del materiale in entrata si trasforma in prodotto utile in uscita, di cui la metà è biogas per uso energetico e l'altra metà compost per ricostituire la fertilità dei suoli. Il resto 78% è scarto ed in particolare lo scarto solido è mediamente il 22% esattamente pari al prodotto utile.

Se poi si usa il biogas per produrre energia elettrica si ha un rendimento di circa il 35% e se va bene si può ottenere un'altra % minore di calore derivato.

Se invece trattiamo i rifiuti organici in impianti di compostaggio aerobico il risultato risulta diverso⁵.

Abbiamo il 39% di produzione di compost pari a 3,5 volte in più della biodigestione e quasi il doppio dell'intero prodotto utile. Il compost è un ammendante organico fondamentale per la ricostituzione della fertilità dei suoli, per combattere i processi di desertificazione, per favorire la biodiversità e per ridurre l'uso insostenibile delle risorse rinnovabili del pianeta.

Compostaggio aerobico			
Bilancio di massa	ton	%	
Organico immesso	26.107	100%	100%
biogas	0	0%	39%
compost	10.135	39%	
scarti solidi	2.717	10%	61%
scarti liquidi	6.305	24%	
emiss. In atmosfera	6.951	27%	

Con il confronto di questi risultati e di queste rese occorre domandarci se vale la pena utilizzare le biomasse a fini energetici, rischiando di creare un problema ancora maggiore (desertificazione) rispetto a quello che vogliamo curare (cambiamento climatico), quando si hanno a disposizione delle alternative.

⁴ I dati sono presi dalle schede MUD di 4 impianti di biodigestione: 3 di HERA e 1 di Sogliano Ambiente.

⁵ I dati sono presi dalle schede MUD di 2 impianti di compostaggio dell'E.R.: La Città verde e Salerno.

Detto questo, **è possibile utilizzare una parte degli scarti della produzione agricola** soprattutto nella fase di transizione per soddisfare i fabbisogni nei periodi di deficit delle altre fonti in attesa di una soluzione definitiva degli stoccaggi a lungo termine e per usi nei comparti difficilmente elettrificabili (69,3 TWh), **a patto che sia assicurata la ricostituzione della fertilità dei suoli** attraverso concimazioni organiche.

Vi sono impianti di produzione combinata di elettricità e calore che utilizzano il calore per usi tipo il teleriscaldamento. Questo permette di aumentare le rese, ma l'utilizzo del calore non è sempre facile e scontato.

Per la produzione di bioenergie non serve solo costruire impianti che richiedono consumo di energia, come per qualsiasi altro impianto di energie rinnovabili e non, ma, a differenza di sole vento e acqua, occorre ulteriore energia (in genere di tipo fossile, almeno per ora) da consumare in continuazione per l'approvvigionamento della materia prima e il trasporto all'impianto. Togliendo questa energia le rese nette diminuiscono.

Infine anche la combustione delle biomasse, come qualsiasi processo di combustione, produce emissioni nocive che sarebbe meglio evitare per i loro effetti sulla salute e sull'ambiente.

6.7. Energia nucleare

Non si prende in considerazione questa energia, perché estremamente pericolosa per ambiente per le possibili emissioni come hanno dimostrato gli incidenti di **Černobyl'** e **Fukushima**, ed estremamente pericolosa sotto l'aspetto sociale e geopolitico come dimostrano le guerre in corso.

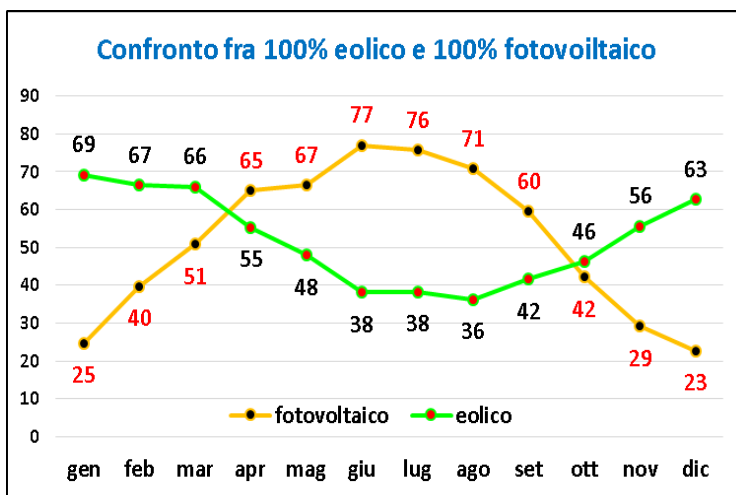
La scelta del Governo Italiano di puntare su questa tecnologia stornando fondi dalle rinnovabili, appare tutta ideologica e in linea con mondo negazionista Trampiano.

Infatti:

- le cosiddette mini centrali nucleari da spargere in tutto il territorio ancora non esistono se non a livello di prototipi ancora da perfezionare, e ci vorranno almeno 20 anni per realizzarle;
- sul fatto che siano sicure non vi è alcuna prova;
- il problema della messa in sicurezza delle scorie radiattive che in Italia non è stato risolto e su cui stiamo spendendo montagne di soldi, non ha ancora una risposta;
- lo sviluppo nucleare nazionale perpetua la nostra dipendenza dall'estero come per il fossile dato che non abbiamo la materia prima che serve per farlo funzionare;
- Inoltre risulta ormai l'energia più costosa e con nessun margine di riduzione dei costi.

6.8. - 50% fotovoltaico – 50% eolico.

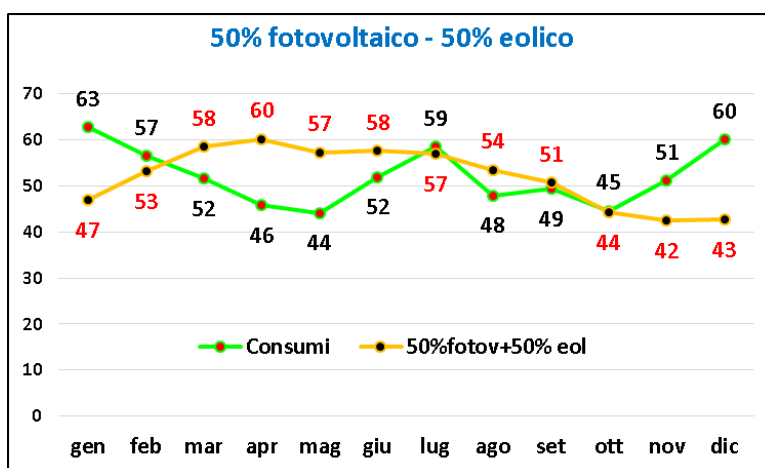
Dall'insieme dell'analisi delle principali energie rinnovabili si deduce che le **due energie rinnovabili non programmabili, fotovoltaico ed eolico, sono quelle che hanno le maggiori possibilità di produrre l'energia che ci serve per la transizione e in tempi ragionevoli, ma hanno anche la caratteristica di essere complementari**, come mostra il confronto fra le loro curve di produzione per la stessa quantità annuale prodotta.



D'altra parte ciascun abitante della terra ha sperimentato che quando il tempo è "brutto" non c'è sole (che alimenta l'energia fotovoltaica) ma vento e pioggia (che alimentano l'energia eolica ed idrica) e viceversa, decretando la loro complementarietà.

Cosa si ottiene se la produzione di tutta l'energia occorrente viene divisa a metà fra queste due fonti di energia?

Come si può notare **l'abbinamento delle due forme di energia, tutte e due non programmabili, non mostra scostamenti enormi** come nei casi precedenti, con un **deficit massimo del 27% nel mese di gennaio**. Di fatto la **necessità di trasferimento** da una stagione all'altra o da un mese all'altro, **scende al 7,5%** della produzione totale di energia, molto meno del 18,6% del 100% fotovoltaico e comunque il più basso. Rimane comunque il problema di come coprire quel 7,5% dato che fotovoltaico ed eolico sono energie intermittenti e non programmabili.



Il confronto fra le caratteristiche di queste diverse forme di energia rinnovabile dimostra che non conviene affidarsi ad un'unica fonte energetica rinnovabile, ma occorre rivolgersi ad un mix di fonti, di cui almeno alcune programmabili. All'interno di questo mix, almeno con le tecnologie attualmente disponibili, sia il fotovoltaico che l'eolico risultano indispensabili. Diversamente le differenze fra produzione e consumo, nonché le criticità di affidabilità di produzione di alcune fonti, rischiano di creare squilibri ampi che debbono essere superati con accumuli di energia a lungo termine per ora troppo costosi e le cui tecnologie sono ancora da mettere a punto.

Si ripete che le TWh tutte elettriche considerate corrispondono ai consumi finali ma che occorre aggiungere nella produzione tutta l'energia che si perde per la sua produzione, il dispacciamento e l'accumulo per l'uso dilazionato.

7 - SCENARI ANALIZZATI

Si confrontano diversi scenari di utilizzo delle fonti rinnovabili che partono dall'ipotesi di una copertura degli attuali (2024) consumi energetici finali come calcolati nel grafico alla fine del paragrafo 3, pari a 682 TWh di cui 102 termici da bioenergie e geotermia e 580 elettrici.

Negli scenari si prevede:

- un utilizzo di idrico e geotermia, nella stessa quantità attualmente utilizzata nei consumi finali (2024), con leggera crescita per coprire le perdite di produzione e distribuzione a loro legata, ritenendo che queste fonti abbiano ormai esaurito la loro possibilità di espansione, almeno nel breve periodo, come spiegato nel paragrafo precedente;
- Le bioenergie saranno utilizzate per coprire i consumi termici dei comparti difficilmente elettrificabili e in parte per gli usi civili specie durante l'inverno per un totale di 102 TWh termiche. Circa altre 59 TWh di consumi primari di bioenergie saranno utilizzate per produrre particolare 16 TWh elettrici da utilizzare i periodi di deficit produttivo nei mesi dove le fonti intermittenti di sole e vento non riescono a coprire i fabbisogni. si ritiene che in questo modo le bioenergie utilizzate non crescano rispetto ai consumi attuali e siano utilizzate in modo più efficace;
- la sostituzione dell'energia fossile attualmente impiegata viene sostanzialmente coperta da fotovoltaico ed eolico;
- sotto la voce geotermia oltre all'anergia elettrica geotermica sono stati inseriti anche 1,5 TWh di calore derivato dalla stessa geotermia.
- la differenza fra produzione rispetto ai consumi all'interno del giorno e della settimana si ipotizza venga coperta in particolare dall'accumulo elettrochimico e in parte dai pompaggi dell'idroelettrico;
- per i rimanenti periodi di deficit produttivo, oltre all'utilizzo delle 16 TWh di energia elettrica da bioenergie, si ipotizza un accumulo di energia a lungo termine attraverso la produzione di idrogeno con rendimento del 32% utilizzando l'energia elettrica dei periodi di in cui si registra surplus di produzione;
- alla produzione per i consumi sarà aggiunta un'ulteriore quota di produzione per coprire le perdite di autoconsumo degli impianti e di dispacciamento, oltre alle perdite derivante dalla combustione;
- i consumi finali lordi sono quelli previsti alla fine del paragrafo 4.5 (682TWh) sulla base dei parametri indicati in cui è stato previsto un decremento del 20% dei consumi di riscaldamento invernale e un incremento del raffrescamento estivo pari a 1,5 volte i risparmi invernali per il raffrescamento estivo, causa l'innalzamento delle temperature dovute al cambiamento climatico;
- nel calcolo dei consumi primari è conteggiata tutta l'energia persa non solo per gli accumuli di lunga durata, ma anche per quelli di breve durata, quella persa per l'autoproduzione e il dispacciamento, nonché le perdite energetiche derivanti dalla combustione e altre trasformazioni.

Quanto previsto porta ad uno schema semplificato che ha solo la pretesa di prefigurare nei dettagli un reale scenario futuro.

Si parte dagli usi finali lordi di energia per risalire successivamente ai consumi primari necessari per coprire le perdite.

Si fa presente che i 682 TWh già calcolati come consumi finali lordi rappresentano già un efficientamento del 45% rispetto ai consumi finali lordi di 1.231 TWh del 2024 così come calcolati dal Ministero dell'Ambiente (esclusa l'energia ambiente).

Sulla base delle premesse gli scenari messi a confronto si differenziano per l'uso quantitativo diverso di fotovoltaico ed eolico e sono i seguenti:

1. tutta la nuova energia elettrica prodotta da fotovoltaico;
2. tutta la nuova energia elettrica prodotta da eolico;
3. una ripartizione al 50% fra eolico e fotovoltaico dell'energia non prodotta dalle altre fonti;
4. una ripartizione con fotovoltaico pari alla metà dell'eolico dell'energia non prodotta dalle altre fonti.
5. una ripartizione con fotovoltaico pari al doppio dell'eolico dell'energia non prodotta dalle altre fonti.

Particolare attenzione verrà riposta sulla **necessità di accumulo di lunga durata** fra i mesi con produzione energetica eccedente e mesi con carenza rispetto ai consumi.

Come specificato per l'accumulo a lungo termine (trasferimento da una stagione all'altra) è stato preso il rendimento del 32% considerando in particolare il passaggio dell'energia elettrica attraverso il vettore idrogeno con produzione o meno di metano sintetico (vedi dati di "L'urgenza di Agire" di Marco Giusti), anche se vi sono altre soluzioni promettenti come l'accumulo di calore con sabbia, l'accumulo di gas sotto pressione ed in particolare la prospettiva di una ulteriore riduzione dell'80% dei costi di accumulo statico elettrichimico (batterie) entro il 2050 rispetto ai costi attuali di circa 65 dollari a KW, con costi che scenderebbero verso i 10 dollari a KW, almeno per situazioni geopolitiche come la Cina e l'India, grazie all'avvento delle batterie al sodio e delle batterie allo stato solido già ora stanno incrementando vistosamente l'intensità energetica da 200W a oltre 400-800W/kg, con la prospettiva futura per il sodio di giungere a una densità 2000 W a kg.

Negli scenari i giorni dell'anno sono stati suddivisi in **12 mesi di 30,4 giorni ciascuno** e la produzione delle varie fonti è stata calcolata sulla produttività per potenza installata facendo la media di tale produttività nei singoli mesi degli anni fra il 2014 e il 2025 compresi.

In tutti gli scenari le perdite per autoconsumo e dispacciamento sono state calcolate come segue:

- per il fotovoltaico, su cui si punta per l'autoproduzione e la programmazione comunale in particolare attraverso le CER, perdite del 5% come media di perdite più ridotte per l'autoconsumo e il consumo locale attorno al 3% derivanti dalle perdite di produzione (es perdite per il funzionamento dell'inverter) e dell'accumulo a breve termine con batterie presenti negli impianti domestici o sotto la cabina secondaria, e perdite più consistenti dovute ai consumi degli impianti di grossa taglia e al dispacciamento dell'energia diffusa dalla rete sopra la cabina secondaria;
- per l'eolico prodotto quasi completamente da grandi impianti perdite dell'8%;
- per l'idrico, considerando anche i pompaggi, perdite del 11%;
- per il geotermico perdite dell'11%.
- Per le bioenergie si considerano perdite dell'8% derivanti dalle quantità utilizzate in impianti di teleriscaldamento o per i bioliquidi per la mobilità aerea, ma compensate dalla perdite pressoché nulle per i consumi finali dell'uso diretto della biomasse legnose per usi civici.
- Per la produzione elettrica da bioenergia rendimenti medi del 27% con perdite del 73%.

In tutti gli scenari si danno per acquisite le seguenti produzioni (al netto delle perdite) calcolate in base alle potenze installate a fine 2024⁶ e producibilità media degli ultimi 10 anni:

- fotovoltaico 36 TWh (produzione 2024)
- eolico 23 TWh (produzione 2024)
- idrico 43 TWh (media produzione degli ultimi 10 anni)
- geotermico 8 TWh compreso il calore derivato
- bioenergie termiche 102 TWh per solo usi termici nelle industrie energivore, per la mobilità aerea e in parte per uso nel civile, in particolare nel periodo invernale;

⁶ Per il fotovoltaico nel 2025 si è raggiunta una produzione di 44 TWh.

- elettricità da bioenergie 16 TWh da distribuire diversamente nei vari scenari in base ai periodi di deficit produttivo delle altre fonti.

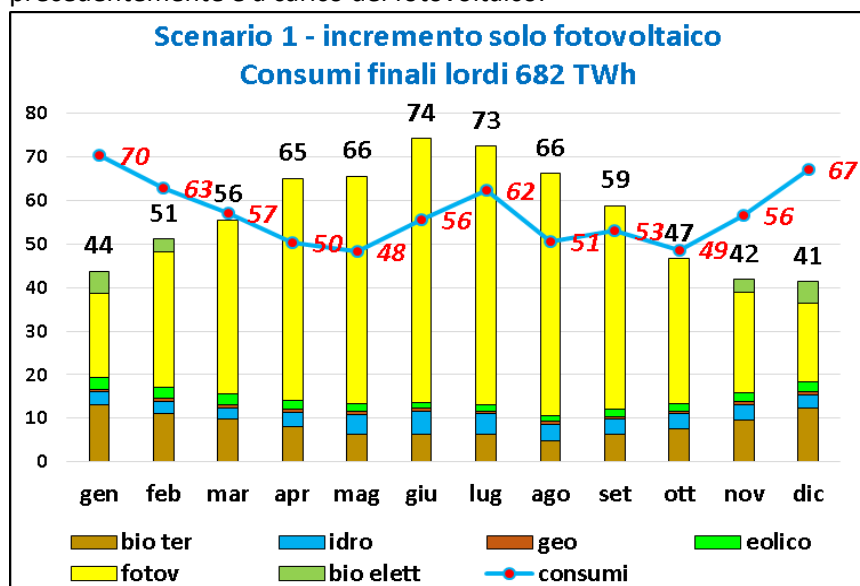
La sommatoria di queste quote di energia rinnovabile, sostanzialmente già ora prodotta è di 228 TWh. Rimangono da collocare altri 454 TWh elettrici di consumi finali.

Nei vari scenari si cerca di rispondere a 4 domande:

1. sulla base dei dati storici di distribuzione nell'anno della produzione di fotovoltaico ed eolico come si distribuirebbe una produzione di 682 TWh di produzione energetica, e in quali mesi e quanto ampi risultano deficit produttivi e surplus produttivi in modo tale da programmare gli accumulo di lungo termine?
2. Usando gli stessi parametri di produzione (rapporto fra eolico e fotovoltaico) quanta energia in più di eolico e/o fotovoltaico serve per coprire i periodi deficit di produttivo con l'accumulo di energia dei periodi di surplus produttivo tramite produzione di idrogeno verde?
3. Quale deve essere la produzione calcolando anche le perdite di dispacciamento, accumulo a breve termine e autoconsumi?
4. Qual è il consumo di energia primaria?

7.1. - SCENARIO 1: tutta la nuova energia elettrica prodotta da fotovoltaico.

Nel caso dello scenario 1 tutta le 454 TWh aggiuntive rispetto a quella già consolidata ed indicata precedentemente è a carico del fotovoltaico.



Il grafico presentato con la tabella a fianco illustrano la risposta alla 1° domanda.

FER	TWh
bioter	102
idro	43
geo	8
eolico	23
fotov	490
bioelett	16
TOTALE	682

Nonostante un uso maggiore delle bioenergie nei mesi invernali, da ottobre a marzo si

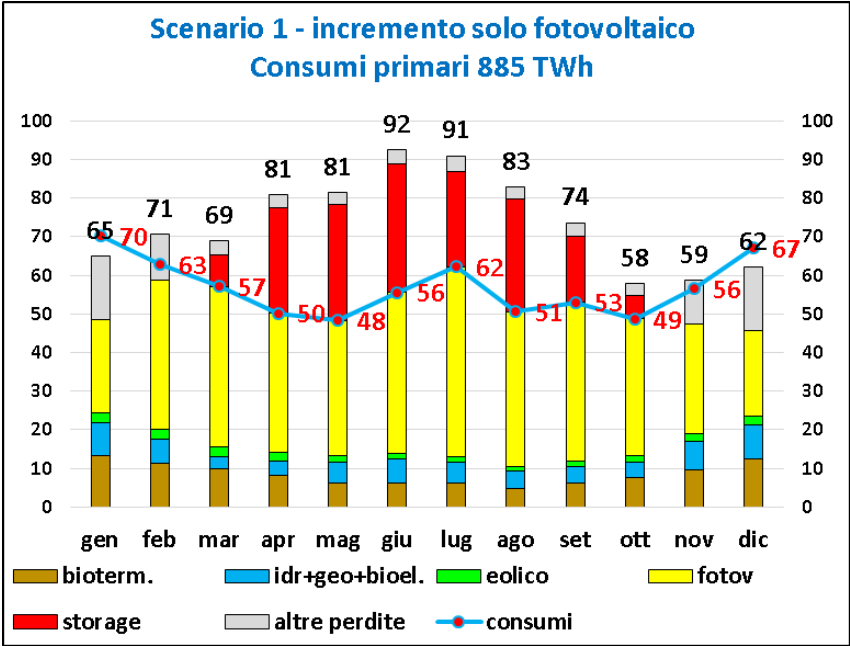
registra un **deficit complessivo di 82 TWh pari al 12% dei consumi finali**, con altrettanto surplus di produzione di energia da aprile a settembre.

Senza accumulo a lungo termine queste cifre indicano che per soddisfare i consumi dovremmo produrre in inverno 82 TWh con fonti fossili in inverno e dovremmo buttare 82 TWh di surplus di energia rinnovabile in estate, mentre la transizione energetica e la riduzione di gas climalterante rimarrebbero al di sotto del 90%.

Se invece si vuole raggiungere il 100% della transizione senza accumulo di lunga durata dovremmo produrre una quantità di energia fotovoltaica pari a 2,4 volte quella indicata (con tutto quello che comporta) per poi buttarne via circa il 60% del totale prodotto. Un inutile spreco.

Se si usa l'idrogeno per l'accumulo, per coprire i 82 TWh di deficit invernali di energia finale servirebbero ulteriori 174 TWh in più. Occorre quindi installare altri impianti per coprire questa differenza. L'incremento di produzione però si distribuisce con lo stesso schema della produzione di questa fonte sui diversi mesi, facendo diminuire in parte il deficit dei mesi invernali, col **punto di equilibrio che fa scendere il deficit invernale a 56 TWh pari all'8,2% dei consumi finali**, che vengono **soddisfatti da 119 TWh in più di energia fotovoltaica** che si aggiungono al surplus precedente per lo stoccaggio a lungo termine. Sostanzialmente la sola necessità di accumulo a lungo termine con idrogeno comporta la necessità di un **incremento di produzione fotovoltaica del 24%**.

(Nel grafico lo storage (rosso) prodotto da fotovoltaico in estate serve per coprire il deficit invernale con rendimento 32%, rispetto alla produzione al netto delle perdite(grigio))



Ma tra l'uso di energia primaria e i consumi finali non vi è solo la perdita del 68% dell'energia che serve per produrre idrogeno, ma anche altre perdite relative all'energia che consumano gli

FER	TWh
bioterm.	102
idr+geo+bioel	67
eolico	23
fotov	434
storage	176
altre perdite	83
TOTALE	885
consumi	682

impianti di produzione energetica (autoconsumi), al dispacciamento di energia, alle perdite di energia termica, in particolare per le bioenergie quando vengono trasformate in energia elettrica. Tutte queste perdite, distribuire sulle diverse energie come precedentemente indicato, vanno conteggiate nei consumi di energia primaria da utilizzare. Queste **altre perdite** ammontano in questo scenario a circa **83 TWh, pari al 9,5% dei consumi primari**, dato abbastanza basso grazie al fatto di aver considerato una massiccia produzione locale fotovoltaica per autoconsumo e CER, che comporta meno dispersione.

Nel grafico è messo in evidenza quanta energia fotovoltaica serve (in rosso) per produrre idrogeno per coprire il deficit invernale con rendimento del 32% e perdite del 68%, e in grigio le perdite per autoconsumo, dispacciamento e termiche da combustione, particolarmente rilevanti nei mesi invernali dove si utilizza elettricità da biomasse.

FER	Consumi primari			Consumi finali			Perdite		
	Mtep	TWh	%	Mtep	TWh	%	Mtep	TWh	%
bioterm	9	110	12%	9	102	15%	0,7	8,2	7%
bioel.	5	59	7%	1	16	2%	3,7	43,3	73%
idro	4	48	5%	4	43	6%	0,4	4,7	10%
geo	1	9	1%	1	8	1%	0,1	0,9	10%
eolico	2	25	3%	2	23	3%	0,2	1,9	7%
fotov	55	634	72%	42	490	72%	12,4	144,0	23%
TOTALE	76	885	100%	59	682	100%	17,4	202,9	23%

Nella tabella sono riassunti i consumi primari, i consumi finali lordi e le perdite per ogni fonte energetica rinnovabile utilizzata secondo i parametri elencati in premessa.

Come si nota le perdite fra consumi primari e consumi finali lordi ammontano a 203 TWh pari al 23% e sono concentrate nel fotovoltaico, avendo puntato su questa energia non solo sulla produzione, ma anche per l'accumulo a lungo termine con produzione di idrogeno, e nell'energia elettrica da biomassa a causa delle basse rese.

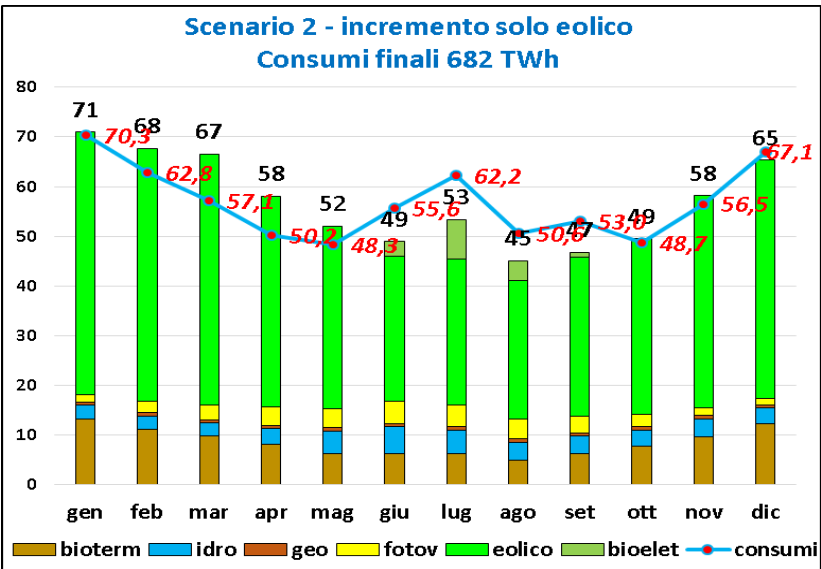
Questo scenario è difficilmente sostenibile, sia perché si affida sostanzialmente ad un'unica fonte intermittente anche se più prevedibile di altre, con scostamenti fra gli anni per lo stesso mese meno rilevanti di eolico ed idrico, ma con produzioni elevate solo in estate, per cui si creano forti scostamenti fra produzione e consumi, in più e in meno, fra le diverse stagioni, che rendono necessario un ingente accumulo per il trasferimento di energia da una stagione all'altra.

Occorre inoltre reperire una superficie piuttosto ampia per la produzione di energia fotovoltaica. In caso di impianti a terra (da 1 a 1,2 MW di potenza per ettaro) servirebbero da 5.760 a 4.800 kmq, fra 1,9% e 1,6% della superficie nazionale. L'utilizzo dei tetti o dei suoli compromessi, secondo uno studio europeo (vedi paragrafo 9), può accogliere quasi la metà di questa produzione, dimezzando il fabbisogno di suolo prima indicato, uno spazio comunque non particolarmente elevato dato che abbiamo almeno 37.000 kmq di terreni agricoli abbandonati. Non appare particolarmente scandaloso utilizzarne in modo transitorio il 7-8% con impianti che a fine vita permettano la completa restituzione del suolo alla loro funzione originaria, in attesa che nuove tecnologie già in fase di sviluppo incrementino le rese e permettano di utilizzare anche altri spazi già compromessi come le facciate degli edifici e non solo i tetti.

Vi è ancora un'ultima opzione: importare i 88 TWh di energia che mancano in inverno dal nord Europa dove la produzione dell'eolico è avvantaggiata rispetto al solare ed esportare il surplus di solare estivo prodotto in Italia nei paesi europei del nord. Ma 88 TWh sono tanti, e comunque di più dei 51 TWh netti importati nel 2024. L'importazione o meglio ancora lo scambio di una parte di questa energia appare comunque una soluzione valida e meno costosa almeno nella fase di transizione e lo sarebbe anche per la Germania che sta progettando di importare energia fotovoltaica dall'africa.

7.2. -SCENARIO 2: tutta la nuova energia elettrica prodotta da eolico

Nel caso dello scenario 2 tutta le 454 TWh aggiuntive rispetto a quella già consolidata ed indicata precedentemente è a carico



FER	TWh
bioterm	102
idro	43
geo	8
fotov	36
eolico	477
bioelet	16
TOTALE	682

dell'eolico.

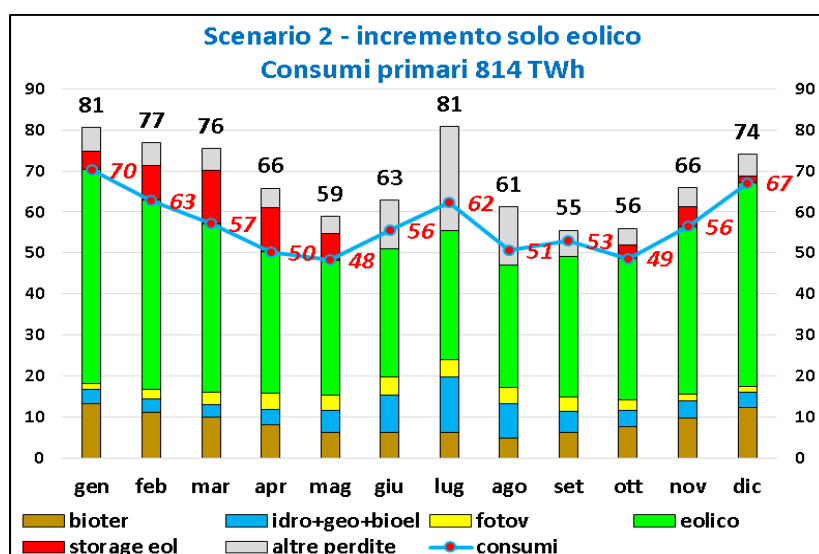
Il grafico e la tabella illustrano la risposta alla 1° domanda per i consumi finali lordi, mostrando mese

per mese deficit e surplus di energia della produzione rispetto alla domanda.

Poiché l'eolico tende a produrre maggiore energia nei mesi invernali, sono i mesi estivi (da giugno a ottobre) a registrare un deficit di produzione, cui si aggiunge anche dicembre. In questo scenario si riscontra un **deficit infrastagionale di 28 TWh pari al 4,1% dei consumi finali**, con pari surplus negli altri mesi, soprattutto primaverili, molto meno rispetto allo scenario precedente, quindi, teoricamente, con minore necessità di accumulo a lungo termine.

Senza accumulo a lungo termine queste cifre indicano che per soddisfare i consumi dovremmo produrre in inverno 28 TWh con fonti fossili in estate e dovremmo buttare 28 TWh di surplus di energia rinnovabile in inverno, mentre la transizione energetica e la riduzione di gas climalterante si avvicinerebbe all'obiettivo.

Se invece si vuole raggiungere il 100% della transizione senza accumulo di lunga durata dovremmo produrre energia eolica 1,8 volte quella indicata (con tutto quello che comporta) per poi buttarne via circa il 45% del totale prodotto. Un inutile spreco e comunque poco fattibile in una situazione di vento poco abbondante.



FER	TWh
bioterm.	102
idr+geo+bioel	67
eolico	458
fotov	36
storage	53
altre perdite	97
TOTALE	814
consumi	682

(Nel grafico lo storage (rosso) prodotto dall'eolico in inverno-primavera serve per coprire il deficit che si registra nei mesi estivi nella produzione al netto delle perdite (grigio))

Anche in questo scenario, come nel precedente, per l'accumulo con idrogeno occorre generare maggiore produzione eolica per compensare le perdite del 68% dell'accumulo. La nuova potenza eolica installata, essendo anch'essa intermittente e non programmabile, produrrà nei vari mesi in base alle medie mensili registrate negli anni precedenti. La maggiore produzione nei mesi estivi di magra sarà utilizzata direttamente per i consumi, riducendo in parte il fabbisogno di **energia da accumulare che passa da 28 a 17 TWh, pari al 2,5% dei consumi finali**, che richiede in **incremento di produzione eolica rispetto al dato iniziale di 34 TWh pari a un 5,1% di potenza eolica aggiuntiva da installare**.

Le altre perdite di autoconsumo, dispacciamento e perdite calore, in questo caso crescono attestandosi a 97 TWh, il 12,1% dei consumi primari, perdite maggiori rispetto al primo scenario perché l'energia eolica si presta in misura minore all'autoproduzione, creando maggiore distanza fra produzione e consumo.

In questo scenario gli usi di energia primaria, consumi finali lordi e le perdite nel passaggio, risultano come nella tabella:

FER	Consumi primari			Consumi finali			Perdite		
	Mtep	TWh	%	Mtep	TWh	%	Mtep	TWh	%
bioterm	9	110	14%	9	102	15%	0,7	8,2	7%
bioel.	5	59	7%	1	16	2%	3,7	43,3	73%
idro	4	48	6%	4	43	6%	0,4	4,7	10%
geo	1	9	1%	1	8	1%	0,1	0,9	10%
fotovoltaico	3	38	5%	3	36	5%	0,2	1,8	5%
eolico	47	550	68%	41	477	70%	6,2	72,7	13%
TOTALE	70	814	100%	59	682	100%	11,3	131,5	16%

La quota di perdite da consumi primari a consumi finali, pari a 132 TWh, scende dal 23% del primo scenario dominato dal fotovoltaico, al 16%, e i consumi complessivi di energia primaria scendono di 71 TWh.

Importare 28 TWh non sarebbe certo uno scandalo dato che ne ora ne importiamo 51 TWh all'anno, ma dovremmo prenderlo dalla Francia con la produzione delle centrali nucleari, dato che la minore ventosità estiva è generalizzata, soluzione poco piacevole per chi ritiene l'energia nucleare una energia particolarmente pericolosa.

Ma più che importarla, dato che la carenza di energia si manifesta in estate e che in Italia se c'è qualcosa che non manca in estate è il sole, è molto meglio produrre un po' meno eolico e più fotovoltaico per arrivare all'equilibrio.

Da questi numeri lo scenario 2 basato sull'eolico sembrerebbe migliore dello scenario 1 basato sul fotovoltaico, se non fosse per i due difetti rilevati già nel paragrafo 6:

- la produzione eolica è meno affidabile perchè presenta scostamenti dalla media mensile fra un anno e l'altro molto elevati che possono superare il 50% e doppi rispetto al fotovoltaico:
- in Italia l'intensità del vento è minore rispetto ad altri stati, e soprattutto vi sono amplissime zone, come l'intera pianura padana, pressochè privi.

Sostanzialmente per questo scenario si dovrebbe sfruttare prevalentemente l'eolico a mare, nelle isole e nel sud, per poi trasferire l'energia al nord, zona di maggiore consumo, che dovrebbe portare ad un incremento delle perdite di dispacciamento e alla dipendenza sia del nord rispetto al sud, sia dei consumatori rispetto ai produttori, per la sua produzione maggiormente centralizzata rispetto al fotovoltaico.

Nel 2023 (dati ANAV rapporto 2024) la potenza eolica installata in Italia era pari a 12 GW con una produzione di 23,1 TWh. Questa energia era prodotta da 7.449 pale eoliche di varia grandezza e potenza, con una media di potenza a generatore di 1,6 MW. Solo 10 generatori erano offshore. Per problemi logistici è più difficile installare pale grandi a terra (una pala da attaccare a un rotore da 2 MW è lunga circa 40 metri, trasportabile ovunque si strada provinciali, quella da attaccare ad un rotore da 4 MW è di circa 70 metri e trasportarla sul posto è già più difficile), mentre in mare il problema non sussiste. Dato che la producibilità dei generatori eolici aumenta con l'altezza, più alte e più grandi sono le pale maggiore è la produzione e minori sono le pale che servono.

Per coprire la produzione eolica di questo e dei vari scenari si può ipotizzare di utilizzare generatori onshore da 2 MW per il 10% del fabbisogno e da 4 MW di potenza per un altro 20%, e generatori offshore da 8 MW per il 30% del fabbisogno e da 15 MW di potenza per il restante 40%. Questi ultimi sono prodotti anche in Italia a Taranto.

Per gli impianti a terra è consigliabile procedere con un rewamping delle pale esistenti per accrescerne potenza ed efficienza in modo da limitare il più possibile l'occupazione di altri siti.

	onshore	onshore	offshore	offshore	totale
MW potenza	2	4	8	15	
produz. GWh	54.982	109.965	164.947	219.929	549.823
producibilità GWh/MWp	1,8	2,1	2,5	4,5	
n. generatori eolici	15.273	13.091	8.247	3.258	39.869
%	38%	33%	21%	8%	100%

In questo scenario, con l'ipotesi avanzata, il quadro di pale occorrenti risulta come in tabella.

Gli impianti a terra, pur producendo il 30%

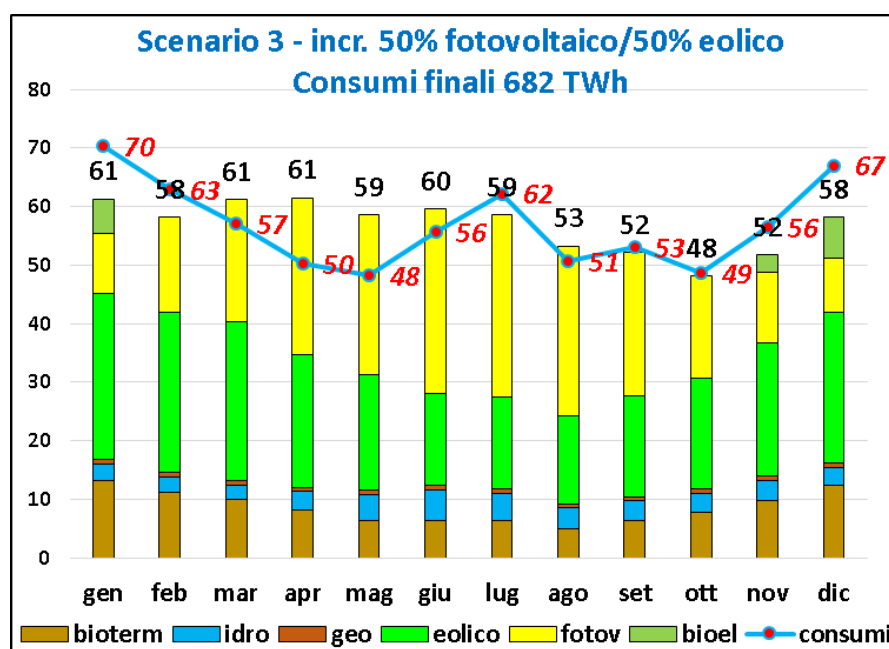
dell'energia occorrente, con 28.364 pale, costituiscono il 71% dell'intero parco eolico, mentre quelli in mare, con 11.506 pale, il 29%, forniscono il 70% dell'energia occorrente.

Togliendo i 7.449 siti già occupati rimangono da individuare gli altri 32.420 siti per collocare gli altri generatori ed in particolare 20.925 a terra, con maggiore difficoltà di collocazione. Questo numero può abbassarsi leggermente se si cerca di promuovere, attraverso l'autoconsumo e le CER il minieolico come energia complementare al fotovoltaico.

Per queste ragioni lo scenario due con prevalenza dell'eolico risulta poco sostenibile non solo sotto l'aspetto tecnico, dato il rischio di improvvisa "siccità" di vento difficilmente compensabile, ma ancor più sotto l'aspetto sociale, dato che tende ad escludere la popolazione dalle scelte, e data la difficoltà a trovare i siti vista l'opposizione maggiore rispetto ad altre fonti che questa produzione energetica suscita per problemi soprattutto visivi.

7.3. - SCENARIO 3: una ripartizione al 50% fra eolico e fotovoltaico dell'energia non prodotta dalle altre fonti

Nel caso dello scenario 3, fermo restando lo schema e i numeri di produzione delle altre fonti, tutto il resto di energia che serve viene suddiviso in parti uguali fra fotovoltaico ed eolico.



FER	TWh
bioterm	102
idro	43
geo	8
eolico	257
fotov	257
bioel	16
TOTALE	682

Grafico e tabella presentano le curve di domanda ed offerta per le 682 TWh di energia finale lorda occorrente.

In questo scenario il periodo critico di deficit produttivo non è solo l'inverno, ma anche il mese di luglio, in

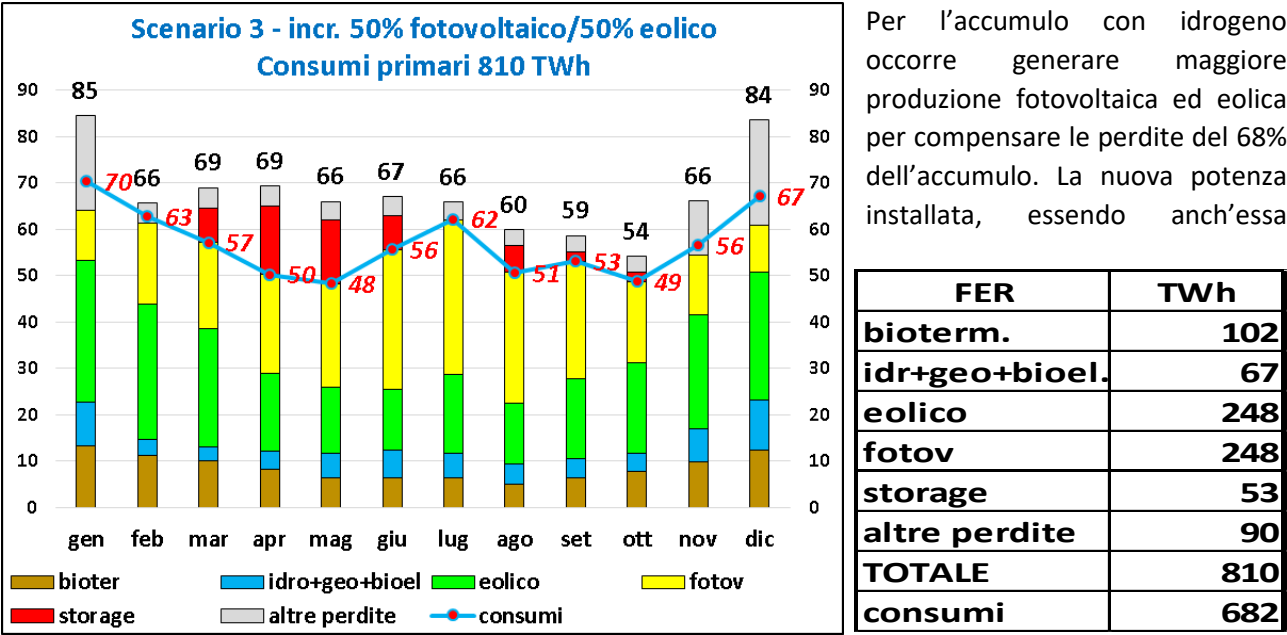
corrispondenza del picco di consumi elettrici per raffrescamento, corrispondente però al picco di produzione del fotovoltaico che rimane appena al di sotto dei consumi.

Il deficit complessivo è di 32 TWh, pari al 4,7% dei consumi finali.

Senza accumulo a lungo termine queste cifre indicano che per soddisfare i consumi dovremmo produrre 32 TWh con fonti fossili e dovremmo buttare 32 TWh di surplus di energia rinnovabile, mentre la transizione energetica e la riduzione di gas climalterante supera il 95%, una situazione da prendere in considerazione come obiettivo intermedio da applicare entro il 2035.

Se invece si vuole raggiungere il 100% della transizione senza accumulo di lunga durata dovremmo produrre energia eolica e fotovoltaica 1,25 volte quella indicata, molto meno rispetto agli altri scenari fin qui visti, dovuto al fatto che le due energie si compensano nei vari mesi, per poi buttarne via circa il 25% del totale prodotto.

(Nel grafico lo storage (rosso) prodotto da fotovoltaico ed eolico in primavera ed estate serve per coprire con rendimento del 32% il deficit di produzione dei mesi invernali al netto delle perdite (grigio))



intermittente e non programmabile, produrrà nei vari mesi in base alle medie mensili registrate negli anni precedenti per ambedue le fonti riducendo il deficit e il **bisogno di accumulo che dimezza da 32 TWh a 16 TWh, il 2,4% dei consumi finali** che richiede un **incremento di produzione fotovoltaica ed eolica rispetto al dato iniziale di complessivi 37 TWh pari a un 7,2%** di potenza fotovoltaica ed eolica aggiuntiva da installare.

Oltre alle perdite di accumulo vi sono le altre perdite di autoconsumo, dispacciamento e perdite calore, che in questo caso si attestano a 90 TWh, l'11% dei consumi primari.

In tabella gli usi di energia primaria, i consumi finali lordi e le perdite nel passaggio tra consumi primari e finali che risultano in questo scenario.

FER	Consumi primari			Consumi finali			Perdite		
	Mtep	TWh	%	Mtep	TWh	%	Mtep	TWh	%
bioterm	9	110	14%	9	102	15%	0,7	8,2	7%
bioel.	5	59	7%	1	16	2%	3,7	43,3	73%
idro	4	48	6%	4	43	6%	0,4	4,7	10%
geo	1	9	1%	1	8	1%	0,1	0,9	10%
eolico	25	296	36%	22	257	38%	3,3	38,9	13%
fotov	25	288	36%	22	257	38%	2,7	31,3	11%
TOTALE	70	810	100%	59	682	100%	10,9	127,3	16%

In questo caso i consumi primari sono i più bassi finora riscontrati, come le perdite complessive al 15,7%, perché le maggiori perdite di storage sono compensate dalle minori perdite di dispacciamento dovute alla maggiore produzione di fotovoltaico da prosumer.

Dai numeri questo scenario risulta sicuramente migliore dello scenario con incremento fotovoltaico e quasi pari allo scenario con incremento tutto eolico, ma tenendo in considerazione gli aspetti qualitativi di una produzione maggiormente legata al territorio rispetto a quella tutta eolico e alla maggiore affidabilità del fotovoltaico nell'assicurare la produzione, la scelta ricadrebbe su questo scenario piuttosto che sullo scenario 2 dell'eolico.

Nel 2024 12 TWh di fotovoltaico erano prodotte da impianti a terra. Togliendo questa produzione le rimanenti 276 TWh potrebbero stare tutti o quasi nelle aree già consumate, se si riesce a convincere i proprietari degli edifici ad utilizzarli per l'installazione degli impianti fotovoltaici (vedi paragr. 9).

Nell'ipotesi assurda di collocare tutta la produzione nei campi servirebbero dai 2.100 ai 2.500 kmq lo 0,8% della superficie nazionale. Metterne anche la metà su suolo non sarebbe un problema data la quantità enorme di terreni agricoli abbandonati, oltre a poter sfruttare l'agrivoltaico.

In questo scenario il fabbisogno di energia eolica scende notevolmente e così pure la necessità di nuove installazioni.

	onshore	onshore	offshore	offshore	totale
MW potenza	2	4	8	15	
produz. GWh	29.553	59.105	88.658	118.211	295.526
producibilità GWh/MWp	1,8	2,1	2,5	4,5	
n. generatori eolici	8.209	7.036	4.433	1.751	21.430
%	38%	33%	21%	8%	100%

Il quadro di fabbisogno di pale eoliche onshore e offshore, applicando gli stessi criteri illustrati nello scenario 2 sono indicati in tabella.

Considerando le 7.449 pale già collocate e prevedendo il loro rewamping per incrementarne la capacità, manca da collocare solo 13.981 pale di cui 7.806 a terra, un sostanziale raddoppio, e 6.164 pale in mare, impresa sostanzialmente fattibile se si cambia modo di procedere coinvolgendo la popolazione e contemplando meccanismi che comprendano ricadute positive a livello locale, attraverso una programmazione ed individuazione pubblica dei siti.

Anche in questo caso una parte minore di terawattore possono essere prodotte da minieolico, riducendo la previsione di grandi pale a terra.

Si ritiene quindi questo scenario complessivamente il migliore rispetto agli scenari precedenti. Gli unici aspetti problematici consistono nel dubbio che al nord Italia si possa effettivamente produrre la quota spettante di energia eolica e che la quota del 36% di produzione fotovoltaica limiti troppo una produzione condivisa lasciando troppo spazio alle imprese private di produzione.

Sul primo aspetto uno scambio di eolico dal sud e di fotovoltaico dal nord ha poco senso dato che le condizioni di produzione fotovoltaica al sud sono migliori rispetto al nord. Semmai è possibile **pensare all'importazione di quelle 32 TWh di energia che manca**, meno delle importazioni attuali di 51 TWh, **dalla produzione eolica del nord Europa**, scambiate il più possibile con il nostro surplus primaverile-estivo di fotovoltaico.

7.4. - SCENARIO 4: ripartizione di 2 a 1 fra eolico e fotovoltaico dell'energia non prodotta dalle altre fonti.

In questo scenario, ferma restando la produzione delle altre fonti come nel 2024, l'energia eolica coprirà una quota della restante energia necessaria pari al doppio di quella fotovoltaica.

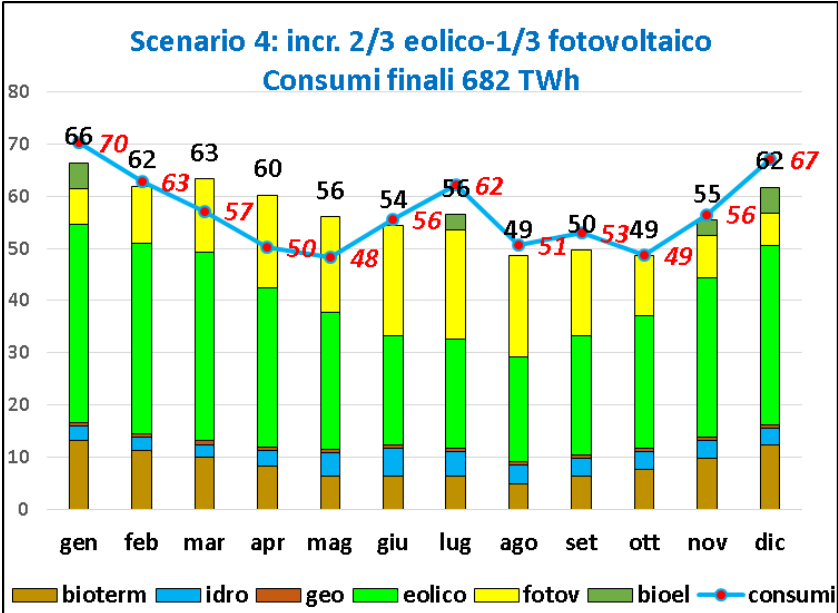


Grafico e tabella presentano le curve di domanda ed offerta per i 682 TWh di energia finale lorda occorrente.

FER	TWh
bioterm	102
idro	43
geo	8
eolico	342
fotov	171
bioel	16
TOTALE	682

Questo rappresenta lo scenario dove vi è la minor differenza fra la curva della domanda e quella dell'offerta che tendono a sovrapporsi. Sostanzialmente se si guarda alle medie mensili della produzione delle varie fonti, **costituisce il punto di equilibrio fra produzione fotovoltaica e produzione eolica che genera il minore scostamento dalla domanda.** Il deficit di produzione rispetto alla domanda è di appena **24 TWh**, il **3,5%** della domanda, distribuiti in 9 mesi da giugno a febbraio con un deficit massimo a luglio di appena il 9,3%. Il surplus produttivo di 24 TWh si concentra tutto nei soli mesi di marzo, aprile e maggio.

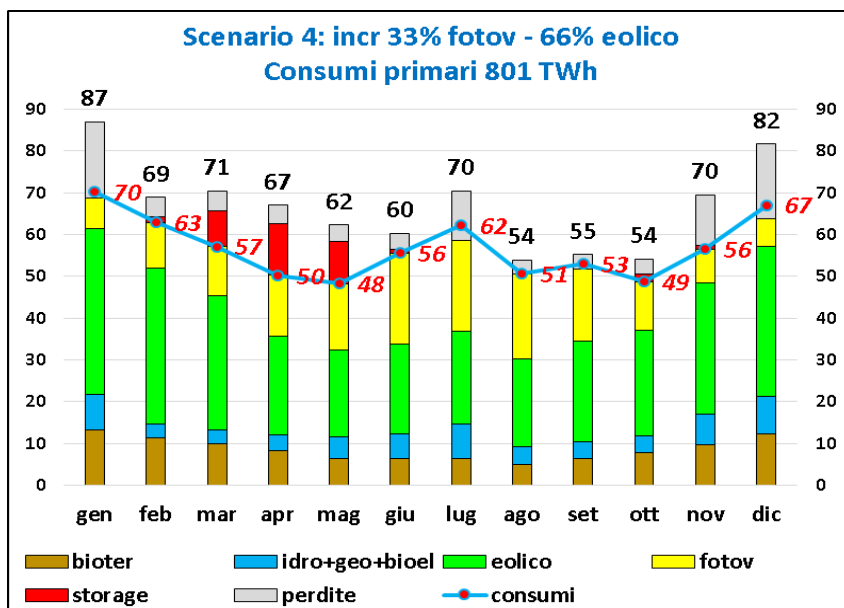
Senza accumulo a lungo termine queste cifre indicano che per soddisfare i consumi dovremmo produrre 24 TWh con fonti fossili e dovremmo buttare 24 TWh di surplus di energia rinnovabile, mentre la transizione energetica e la riduzione di gas climalterante supererebbe il 96%.

Se invece si vuole raggiungere il 100% della transizione senza accumulo di lunga durata dovremmo produrre solo il 14% in più di energia eolica e fotovoltaica (71 TWh), molto meno rispetto agli altri scenari fin qui visti, dovuto al fatto che le due energie si compensano nei vari mesi. Potrebbe anche essere una soluzione accettabile visti gli sprechi attuali riferiti ai consumi primari sono 11 volte superiori e quelli riferiti ai consumi finali quasi 8 volte superiori.

Se invece si vuole raggiungere il 100% della transizione senza accumulo di lunga durata dovremmo produrre solo ulteriori 45 TWh di energia fotovoltaica ed eolica incrementando del 9% la potenza installata di queste due energie. Un spreco, ma nulla in confronto allo spreco attuale dato quantificabile in 577 TWh dati dalla differenza fra gli attuali consumi finali di 1.268 TWh e i 691 a regime. Per l'accumulo con idrogeno occorre generare maggiore produzione fotovoltaica ed eolica, mantenendo le stesse proporzioni, per compensare le perdite del 68% dell'accumulo.

La nuova potenza installata, essendo anch'essa intermittente e non programmabile, produrrà nei vari mesi in base alle medie mensili registrate negli anni precedenti per ambedue le fonti riducendo il deficit e il **bisogno di accumulo che passa da 24 TWh a 12 TWh, appena il 1,5% dei consumi finali** che richiede un **incremento di produzione**

FER	TWh
bioterm.	102
idr+geo+bioel.	67
eolico	335
fotov	168
storage	36
altre perdite	93
TOTALE	801
consumi	682



fotovoltaico ed eolico rispetto al dato iniziale di complessivi 26 TWh pari a un 5% di potenza fotovoltaica ed eolica aggiuntiva da installare.

(nel grafico lo storage (rosso) prodotto da eolico e fotovoltaico rapporto 2/1 in primavera, serve per coprire con rendimento 32% il deficit produttivo di luglio, dicembre e gennaio al netto delle perdite (grigio))

Le altre perdite di autoconsumo, dispacciamento e perdite di calore, che in questo caso si attestano a 93 TWh, l' 11,6% dei consumi primari.

In questo scenario gli usi di energia primaria, consumi finali lordi da fonti rinnovabili e le perdite nel passaggio risultano come in tabella.

I consumi primari risultano i più bassi e così pure le perdite fra consumi primari e finali che si attestano a 119 TWh pari all'15%.

FER	Consumi primari			Consumi finali			Perdite		
	Mtep	TWh	%	Mtep	TWh	%	Mtep	TWh	%
bioterm	9	110	14%	9	102	15%	0,7	8,2	7%
bioel.	5	59	7%	1	16	2%	3,7	43,3	73%
idro	4	48	6%	4	43	6%	0,4	4,7	10%
geo	1	9	1%	1	8	1%	0,1	0,9	10%
eolico	33	387	48%	29	342	50%	3,8	44,6	12%
fotov	16	188	23%	15	171	25%	1,5	17,2	9%
TOTALE	69	801	99%	59	682	100%	10,2	118,8	15%

Le 188 TWh di fotovoltaico potrebbero stare tutte sui suoli già consumati senza interessare suoli agricoli.

Viceversa in questo scenario il fabbisogno di energia eolica risale rispetto allo scenario 3 senza giungere a

	onshore	onshore	offshore	offshore	totale
MW potenza	2	4	8	15	
prod. GWh	37.147	74.293	111.440	148.586	371.466
producibilità GWh/MWp	1,8	2,1	2,5	4,5	
n. generatori eolici	10.319	8.844	5.572	2.201	26.936
%	38%	33%	21%	8%	100%

quello dello scenario 2, per cui risale pure la necessità di nuove installazioni del 26% quantificabile in ulteriori 5.500 pale rispetto allo scenario precedente, in

particolare a terra, come indicato in tabella.

Il fatto che questi numeri, provenienti dalle medie di produzione storica, indichino questo come lo scenario migliore col migliore bilanciamento teorico fra eolico e fotovoltaico, non significa automaticamente che sia lo scenario migliore.

Rimangono tutti i dubbi sulla preponderanza di produzione eolica in una situazione geografica dove questa energia presenta difficoltà di collocamento, di producibilità e di affidabilità, e crescono le preoccupazioni sulla possibilità di passare da una produzione concentrata basata sul profitto di grandi società ad una produzione distribuita, in cui le comunità partecipano al progetto e alla produzione attraverso le CER, dato che la quota del 25% di fotovoltaico riduce al lumicino questa possibilità.

7.5. - SCENARIO 5: ripartizione di 1 a 2 fra eolico e fotovoltaico dell’energia non prodotta da altre fonti

Nel caso dello scenario 5, fermo restando lo schema e i numeri di produzione delle altre fonti, tutto il resto di energia che serve viene suddiviso per due terzi sul fotovoltaico e un terzo sull’eolico.

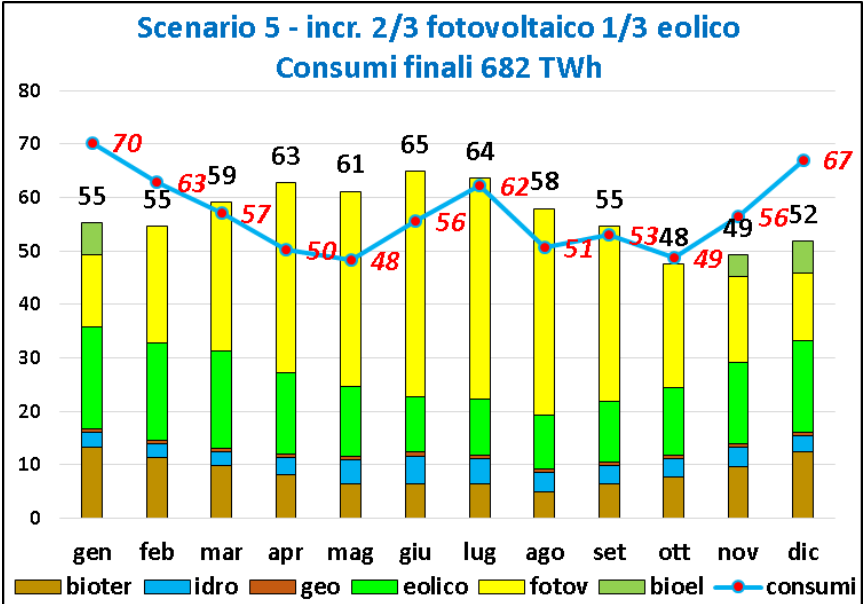


Grafico e tabella presentano le curve di domanda ed offerta per le 691 TWh di energia finale lorda occorrente.

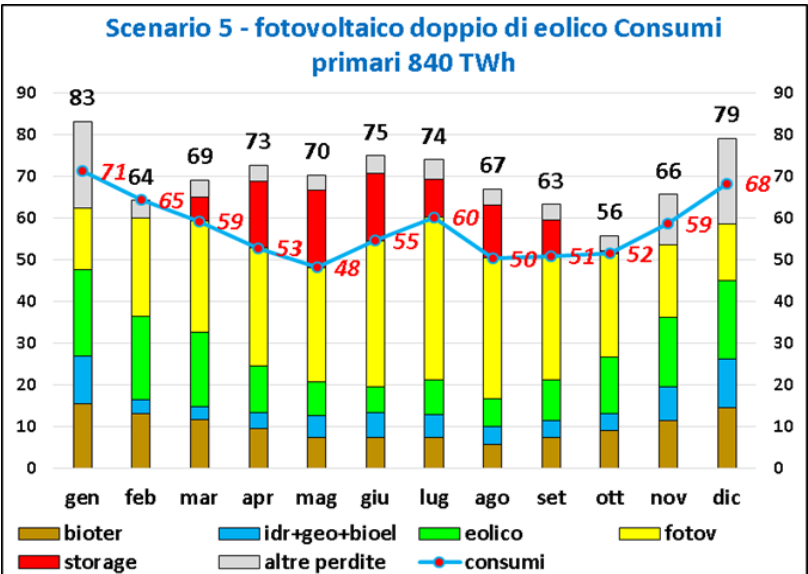
FER	TWh
bioter	102
idro	43
geo	8
eolico	171
fotov	342
bioel	16
PRODUZIONE	682
consumi	682

In questo scenario la divergenza fra produzione e consumo tende di nuovo ad allargarsi, il deficit risale fino a 47 TWh, pari al 6,8% dei consumi finali, concentrati tutti nei mesi invernali da ottobre a febbraio, quantitativo comunque inferiore alle attuali importazioni nette di energia elettrica. **Particolarmente critici i mesi di dicembre e gennaio.**

Senza accumulo a lungo termine queste cifre indicano che per soddisfare i consumi dovremmo produrre 47 TWh con fonti fossili e dovremmo buttare 47 TWh di surplus di energia rinnovabile, mentre la transizione energetica e la riduzione di gas climalterante supererebbe di poco il 93%.

Se invece si vuole raggiungere il 100% della transizione senza accumulo di lunga durata dovremmo installare il 51% in più di potenza eolica e fotovoltaica. Un spreco consistente e non sostenibile.

(Nel grafico lo storage (rosso) prodotto in primavera-estate serve per coprire con rendimento 32% il deficit profuttivo dei mesi incernali al netto delle perdite (grigio))



Per l’accumulo con idrogeno occorre generare maggiore produzione

FER	TWh
bio	120
bioel	20
idro	43
geo	8
eolico	157
fotov	315
storage	87
altre perdite	90
PRODUZIONE	840
consumi	691

fotovoltaica ed eolica, mantenendo le stesse proporzioni, per compensare le perdite del 68% dell’accumulo. La

nuova potenza installata, essendo anch'essa intermittente e non programmabile, produrrà nei vari mesi in base alle medie mensili registrate negli anni precedenti per ambedue le fonti riducendo il deficit e il **bisogno di accumulo che passa da 47 TWh a 30 TWh, il 4,3% dei consumi finali** che richiede un **incremento di produzione fotovoltaica ed eolica rispetto al dato iniziale di complessive 63 TWh pari a un 12%** di potenza fotovoltaica ed eolica aggiuntiva da installare. Le altre perdite di autoconsumo, dispacciamento e perdite calore, che in questo caso si attestano a 88 TWh, il 10,5% dei consumi finali.

In questo scenario gli usi di energia primaria, consumi finali lordi da fonti rinnovabili e le perdite nel passaggio risultano come in tabella.

FER	Consumi primari			Consumi finali			Perdite		
	Mtep	TWh	%	Mtep	TWh	%	Mtep	TWh	%
bioterm	9	110	13%	9	102	15%	0,7	8,2	7%
bioel.	5	59	7%	1	16	2%	3,7	43,3	73%
idro	4	48	6%	4	43	6%	0,4	4,7	10%
geo	1	9	1%	1	8	1%	0,1	0,9	10%
eolico	18	206	25%	15	171	25%	3,0	34,6	17%
fotov	34	401	48%	29	342	50%	5,1	59,0	15%
TOTALE	72	833	100%	59	682	100%	13,0	150,7	18%

Per i consumi primari, gli scostamenti, il deficit produttivo, fabbisogni di accumulo, perdite fra consumi primari e finali, questo scenario si colloca sopra gli scenari 2, 3 e 4 ma nettamente sotto lo scenario 1 relativo a tutto incremento fotovoltaico.

In questo scenario il deficit di consumi finali di 47 TWh è inferire alle attuali importazioni (51 TWh), per cui l'importazione può essere una risposta fattibile nel periodo transitorio, meglio se scambiato con nostra energia fotovoltaica estiva.

Con 401 TWh di produzione fotovoltaica oltre alle superfici già consumate che possono accogliere 263 TWh nel periodo transitorio (vedi paragrafo 9), occorre trovare superfici per altre 138 TWh, il 34% del totale fotovoltaico, per una superficie di suolo tra i 1.050 e 1.125 kmq corrispondenti allo 0,35 - 0,42% della superficie nazionale, quindi quasi nulla rispetto ai 37.000 kmq di superficie agricola abbandonata negli ultimi 50 anni.

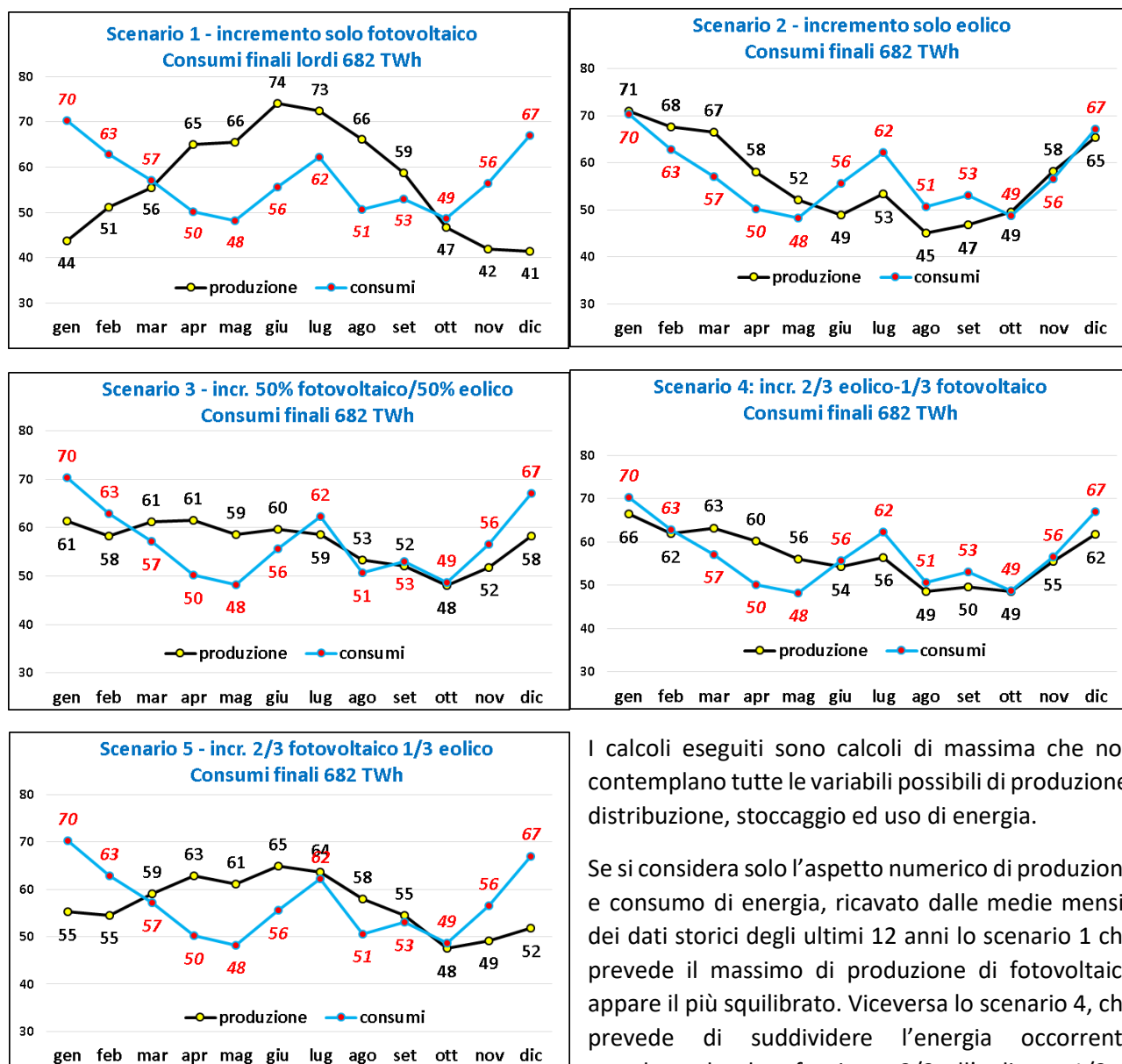
Di contro presenta una produzione più affidabile e una quota di fotovoltaico del 50% che permette di programmare una produzione distribuita e partecipata, assieme ad una quota parte delle altre fonti energetiche rinnovabili.

In questo scenario, con una produzione eolica abbastanza bassa, si riduce la necessità di trovare siti per collocare le pale, che risultano praticamente solo il doppio di quelle collocate attualmente, ma soprattutto, prevedendo anche il rewamping dell'esistente, si riduce la necessità di collocazione a terra con sole 3.172 pale in più da aggiungere alle 7439 già presenti, con la possibilità di ridurre in modo consistente questo aumento utilizzando il minieolico.

	onshore	onshore	offshore	offshore	totale
MW potenza	2	4	8	15	
produz. GWh	20.568	41.137	61.705	82.274	205.684
producibilità GWh/MWp	1,8	2,1	2,5	4,5	
n. generatori eolici	5.713	4.897	3.085	1.219	14.915
%	38%	33%	21%	8%	100%

7.6.- Scenario migliore

Si riportano le curve di produzione e offerta di consumi finali dei 5 scenari analizzati per un confronto visivo immediato:



I calcoli eseguiti sono calcoli di massima che non contemplano tutte le variabili possibili di produzione, distribuzione, stoccaggio ed uso di energia.

Se si considera solo l'aspetto numerico di produzione e consumo di energia, ricavato dalle medie mensili dei dati storici degli ultimi 12 anni lo scenario 1 che prevede il massimo di produzione di fotovoltaico appare il più squilibrato. Viceversa lo scenario 4, che prevede di suddividere l'energia occorrente eccedente le altre fonti per 2/3 all'eolico e 1/3 al

fotovoltaico appare il migliore con la curva della offerta il più vicina a quella della domanda rispetto agli altri scenari.

Questo scenario 4 ha però un punto debole determinato dal fatto che si ricorre ad una quota consistente di eolico, il 51% dei consumi primari, il 50% de quelli finali, una quota consistente per una fonte meno affidabile delle altre, in particolare rispetto al fotovoltaico, per gli scostamenti all'interno dello stesso mese fra i diversi anni, una fonte che in Italia non può essere prodotta ovunque e ha rese inferiori rispetto ad altre situazioni geografiche e una fonte che si presta di meno rispetto al fotovoltaico ad una produzione decentrata e su piccola scala che favorisce l'autoproduzione e la produzione collettiva delle comunità locali, base per una giustizia energetica non soggetta a speculazioni, anche se si hanno esempi di comunità che hanno installato turbine eoliche di piccola e media taglia per coprire gran parte dei propri fabbisogni.

Da un punto di vista di maggiore sicurezza della copertura produttiva dei fabbisogni e sociale per il coinvolgimento della popolazione attraverso le comunità energetiche e la programmazione locale, appare migliore lo scenario 5 con un rapporto di 2 a 1 fra fotovoltaico ed eolico, anche se necessita di una produzione aggiuntiva per la necessità di maggiore accumulo.

In questo scenario il fotovoltaico contribuisce per il 50% dei consumi finali, a cui potrebbe essere aggiunto anche un 20% di eolico, un 10% dell'energia idrica attraverso mini impianti, e le bioenergie che non servono per i comparti energivori e difficilmente elettrificabili pari al 34%. Si arriva a una disponibilità per le comunità locali di circa 415 TWh pari al 61% dei consumi finali.

Se prendiamo una famiglia che ha elettrificato i propri consumi e ha installato un impianto fotovoltaico con accumulo capace di produrre energia pari al 100% dei propri fabbisogni, normalmente utilizza il 65% di quanto prodotto e immette in rete il restante 35%. Ma se fa parte di una CER che ha a disposizione oltre che altri impianti anche accumuli collettivi, la % di consumo comunitario sicuramente sale.

Questo significa che se si promuove una politica di produzione e consumo collettivo delle CER che coinvolgono tutti i soggetti delle comunità locali, si potrebbe ottenere un'auto produzione delle comunità pari al 62% dei fabbisogno nazionale con un'autoconsumo del 50%, e una cessione alla rete di un 11% di energia da riattingere in momenti diversi.

Non va dimenticato che le CER non sono composte solo di famiglie, ma che possono entrare nelle CER anche attività ed Enti pubblici. In particolare in Lazio si stanno formando CER con soggetti industriali anche di peso che raggruppano interi distretti industriali per l'autoconsumo. Il fenomeno è replicabile ovunque.

Questo risulta il margine, probabilmente minimo, che può essere appannaggio dell'auto consumo e delle CER, ma in particolare il minimo per una programmazione a livello territoriale da parte delle comunità locali.

Si ritiene quindi che lo scenario migliore come base per una programmazione che metta insieme aspetti tecnici di produzione, aspetti ambientali, aspetti sociali sia lo scenario 5, a cui dovranno essere poi apportati una serie di correttivi a cominciare dal risparmio energetico derivante dalle azioni precedentemente accennate come la coibentazione degli edifici o da normative che privilegino economicamente i consumi locali e i bassi consumi, innalzando il costo dell'energia che viene da altri territori o che sono frutto di spreco.

Anche se con qualche difficoltà, è uno scenario che può essere percorso, magari con differenze da compensare da regione a regione nel rapporto fra eolico e fotovoltaico. Spingersi oltre diminuendo la quota di eolico e incrementando il fotovoltaico diventa più problematico tecnicamente ed economicamente.

Finora per l'autoconsumo, le CER e la produzione pubblica degli Enti locali ci si è focalizzati sul fotovoltaico.

Si ritiene sia giunto il momento anche per questi attori di ampliare lo sguardo anche alle altre fonti rinnovabili, a cominciare da eolico ed idrico, essendo già disponibili diversi strumenti.

8 –CONTRIBUTO DELLA RIDUZIONE DEI CONSUMI NELLA TRANSIZIONE

I calcoli finora presentati si riferiscono ad una transizione in cui si prende come dato iniziale il consumo attuale di energia e lo si ricalcola attraverso l'elettificazione dei consumi da energie rinnovabili ad eccezione dei comparti difficilmente elettrificabili i cui consumi sono demandati alle bioenergie, quindi col passaggio ad elettrico in particolare della mobilità, del riscaldamento con pompe di calore, ecc. L'unica eccezione introdotta è il minor consumo energetico d'inverno e il maggior consumo in estate a causa del cambiamento climatico.

Non sono state prese in considerazione le azioni e gli interventi di riduzione dei consumi energetici.

Ad esempio una casa che per riscaldarsi col metano consuma 160 KWh/mq all'anno, se si riscalda con una pompa di calore di ultima generazione, per avere lo stesso livello di riscaldamento consumerà circa 40 KWh/mq di energia elettrica. Ma se prima coibento la casa portando il consumo di metano a 80 KWh/mq, svolgo un'azione di risparmio energetico, poi se sostituisco la caldaia con una pompa di calore ottengo un'ulteriore riduzione dei consumi portandoli a circa 20 KWh/mq grazie all'elettificazione.

La coibentazione degli edifici mi permette di ridurre ulteriormente il quantitativo di consumo elettrico da fonti rinnovabili calcolato. Ad esempio prendendo i consumi di metano nel settore civile pari a 358 TWh, considerando che il 70% pari a 250 TWh serve per il riscaldamento degli edifici, sostituendo le caldaie con le pompe di calore riduciamo il consumo a 62,5 TWh di consumi elettrici compresi nelle 691 TWh di consumi finali a regime, ma se coibentiamo le case dimezzando i fabbisogni, il consumo si dimezza e si risparmiano altre 31,3 TWh da sottrarre ai 691 TWh calcolati portandoli a 660 TWh. Con questo unico intervento tecnico, si otterrebbe una riduzione dei consumi finali di energia a regime del 4,4%.

Le azioni di risparmio energetico possono essere:

- di natura tecnica, come la coibentazione degli edifici,
- di natura volontaria determinata dalla consapevolezza che per salvaguardare il pianeta occorre anche un impegno personale a ridurre od eliminare i consumi energetici non necessari.

Un esempio di azione volontaria indotto da fattori economici si è riscontrato con la crisi energetica causata dall'invasione dell'Ucraina con il costo dell'energia schizzato a livelli fino a 10 volte superiore al costo precedente. In 2 anni il consumo di metano in Italia è calato del 15%, frutto in parte di inverni più miti, in misura minore della sostituzione del metano con altre fonti energetiche, ma in buona parte frutto della riduzione dei consumi delle famiglie, specialmente quelle a basso reddito, che per limitare i costi hanno abbassato il livello di calore dei termostati di alcuni gradi ed hanno indossato un maglione in più. In tutti i casi il consumo di metano non è ricresciuto ai livelli precedenti, sia perché il costo dell'energia non si è abbassato al livello precedente, sia, si spera, per una maggiore consapevolezza.

Anche gli interventi tecnici di riduzione sono almeno in parte frutto di una scelta volontaria, che può essere più o meno facilitata da incentivi economici statali, ma può essere resa obbligatoria in caso di ristrutturazioni, come richiedono le direttive Europee.

L'ambientalista ingegnere Marco Giusti nel suo libro del 2024 "L'urgenza di Agire" (LUCE Edizioni) di cui consiglio la lettura, per poter rientrare nell'1,5% di incremento della temperatura, ha indicato come obiettivo per la moderazione nei consumi una riduzione del 20% e ha elencato tutta una serie di azioni e comportamenti da seguire, dalla riduzione dei termostati, all'utilizzo maggiore dei mezzi pubblici e della bicicletta per gli spostamenti all'acquisto di prodotti a km 0,

Un importante contributo sia all'efficientamento che al risparmio energetico può venire dalla domotica, attraverso una programmazione automatica dei consumi e meccanismi di risparmio energetico, ad esempio l'accensione della lavatrice nel momento in cui l'impianto produce in modo da utilizzare istantaneamente

l'energia prodotta eliminando il fabbisogno di accumulo, o l'accensione e spegnimento automatico delle luci, che utilizza l'energia solo quando vi è reale fabbisogno. Questa programmazione intelligente può avvenire all'interno della casa ma può essere applicata anche all'uso energetico delle CER.

Nonostante le conseguenze del cambiamento climatico abbiano cominciato a farsi sentire pesantemente con eventi come le ripetute alluvioni dalla Romagna del 2023 e 2024, o la devastazione delle coste del sud Italia nel gennaio 2026 per opera del ciclone Harry, temo che la consapevolezza di quanto sta per accadere sia ancora ben lungi dall'essere stata interiorizzata in modo tale da provocare reazioni di riduzione veramente incisivi, visto che in Romagna la colpa dell'alluvione nell'immaginario collettivo è stata attribuita alle tane delle nutrie che avrebbero indebolito gli argini dei fiumi.

Di sicuro invece vi è l'incremento dei consumi energetici provocati dall'intelligenza artificiale che si prevede cresceranno dall'attuale 3% dei consumi globali al 13 % in pochi anni.

Parte della popolazione ha già cominciato a moderare i consumi e altri si aggiungeranno, ma il fenomeno rischia di rimanere marginale se non intervengono aspetti economici o ambientali rilevanti che toccano direttamente i consumatori, e anche in questo caso occorre che venga data la giusta informazione per far comprendere le dinamiche causa effetto dei cambiamenti climatici. Probabilmente occorrerà che l'innalzamento dei mari e i tornado arrivino a distruggere gli stabilimenti balneari, perché i gestori e i politici che li seguono si rendano conto che la causa della prossima rovina dell'industria turistica romagnola non sarà appannaggio di qualche pala eolica in mare che rovina la visuale.

Anche se è possibile che le azioni di riduzione dei consumi possano incidere diminuendo i consumi finali lordi dell'energia, è probabile che le nuove tipologie di consumi come quella dei data center se va bene si limitino ad eroderne gli effetti.

Vi è però un'altra variante che può contribuire a ridurre il consumo di energia: il calo demografico che interessa l'Italia e altri paesi europei.

Nel 2001 la popolazione italiana era pari a 56.993.270 abitanti. Il livello demografico è cresciuto fino al 2013 portandoci a una popolazione residente di 60.345.917. Tale crescita è stata determinata più da un saldo positivo dell'immigrazione che dal saldo nascite/morti.

Da quell'anno è cominciata una discesa dovuta al calo costante delle nascite con compensato dal saldo positivo dell'immigrazione. Tra il 2020 e il 2022 si registra un crollo demografico di ben 611.355 abitanti in 2 anni dovuto al covid. Successivamente il livello di riduzione della popolazione è diminuito, avendo il covid anticipato la morte di parecchi anziani, ma sempre con un segno negativo, fino a portarci al 31 dicembre 2024 a 58.943.464 residenti, il 2,2% in meno in 11 anni, di cui 53.572.213 con cittadinanza italiana e 5.371.251 (9,1%) residenti con cittadinanza straniera.

L'ISTAT, da cui sono stati presi i dati, prevede per il 2050 una popolazione in calo del 3,6% degli abitanti rispetto al 2024, anno di riferimento del calcolo per i consumi energetici, che porterebbe la popolazione a 56.811.000 abitanti. Si può quindi immaginare un analogo calo dei consumi energetici, calo di 25 TWh su 691 di consumi finali, che non rappresenta una grande differenza.

9 – CONSUMO DI SUOLO ED IMPATTI AMBIENTALI

L'uso delle fonti fossili per la produzione di energia si è rilevata devastante sotto l'aspetto dell'impatto ambientale e della salute.

Il suo utilizzo ha portato a liberare in atmosfera (e continua a farlo) una quantità enorme di CO₂, la cui sottrazione dall'atmosfera millenni addietro ha permesso lo svilupparsi della vita così come oggi la conosciamo ed in particolare dei mammiferi e dell'uomo. La sua massiccia reintroduzione sta creando le condizioni di ritorno alle origini con la scomparsa delle specie che si sono evolute.

Le reazioni chimiche derivante dalla combustione in generale, ed in particolare dalle fonti fossili, emettono sia CO₂ climalterante e che diventa pericolosa per l'uomo a concentrazioni attorno agli 800 ppm interferendo sulle sue capacità cognitive (oggi siamo arrivati a 425 ppm da un dato di partenza di 270), sia numerosi composti tossici per la vita, in particolare polveri sottili, che causano diverse malattie, in particolare malattie polmonari e malattie tumorali.

Di fatto gli effetti delle reazioni chimiche di combustione si collocano in cima alla scala di importanza degli impatti ambientali (forse sotto solo all'inquinamento radioattivo delle centrali nucleari), anche se tale impatto, non essendo normalmente visibile, è percepito in misura minore di altri, come l'impatto visivo di pale eoliche e impianti fotovoltaici, tipologia di impatto che sta all'ultimo gradino della scala degli impatti ambientali.

Qualsiasi intervento per produrre energia comporta impatti ambientali in genere negativi.⁷

Se si prende l'intervento isolato dal contesto normalmente l'impatto ha un risultato negativo.

Ma qualsiasi intervento deve essere giudicato nel contesto generale e specifico.

La produzione di energia rinnovabile va a sostituire la produzione di energia fossile. In questo contesto generale l'impatto negativo degli impianti di energia rinnovabile sono nettamente inferiori agli impatti dell'energia fossile che vanno a sostituire, quindi il bilancio ambientale e sulla salute risulta nettamente positivo.

Tanto per essere chiari, **ipotizziamo il modo peggiore per portare avanti la transizione energetica** mettendo tutto il fotovoltaico aggiuntivo a terra in terreno agricolo (3.650 kmq) secondo lo scenario 5, escludendo l'uso di superfici già consumate (tetti, parcheggi, discariche, ecc) ed escludendo anche l'agrivoltaico, per generare 401 TWh occorrenti, posizionando 1.300 pale eoliche aggiuntive a terra e 4.300 in mare occorrenti per produrre 206 TWh. **L'impatto ambientale** complessivo di questo intervento in una analisi costi/benefici ambientali **risulterebbe nettamente inferiore rispetto a non fare nulla** e continuare ad utilizzare le fonti fossili come nell'anno 2024. Lo stesso vale per l'analisi costi/benefici economici, considerando i danni derivanti dalle conseguenze dei cambiamenti climatici.

L'eventuale critica ad impianti di energia rinnovabile non può prescindere da questo contesto generale. L'inazione comporta il perdurare degli impatti maggiormente negativi delle centrali termoelettriche e della

⁷ Sono pochi, ma ci sono, gli interventi con impatti positivi. Gli impianti fotovoltaici costruiti nel deserto della Cina hanno, grazie alla copertura che ha ridotto l'evapotraspirazione e l'azione del vento sul suolo sabbioso da una parte ha permesso di far crescere vegetazione sotto i pannelli, dove prima non cresceva niente, trasformando parzialmente il deserto in pascoli, dall'altro ha bloccato l'espansione del deserto impedendo al vento a terra di trasportare la sabbia nelle zone limitrofe. Altro esempio sono gli impianti agrivoltaici sulle coltivazioni di pomodoro che riducono il fenomeno della "scottatura" e degenerazioni dei frutti dovuto all'incremento dell'irraggiamento e della temperatura derivante dal cambiamento climatico.

combustione, con tutte le conseguenze derivanti dal cambiamento climatico e dall'inquinamento del globo prodotto dalle fonti fossili.

Detto questo occorre poi valutare i contesti specifici in rapporto alle diverse fonti rinnovabili, scegliendo di volta in volta nel contesto specifico quale energia rinnovabile e quale tecnologia disponibile produce il minor impatto ambientale, partendo comunque dall'assunto che la transizione va fatta, che i fabbisogni necessari vanno coperti, e che il tutto deve avvenire in tempi utili.

Mettere una pala eolica nella riserva naturale integrale di Sasso Fratino non ha senso se esiste un'altra collocazione possibile, ma quell'energia va prodotta **entro 10 anni** da qualche parte con una pala eolica o con altra fonte rinnovabile.

Viceversa impianti agrivoltaici possono avere un impatto positivo rispetto ai danni all'agricoltura e alla biodiversità generati dal cambiamento climatico.

Uno studio dell'Università del Sacro Cuore durato 4 anni sulle coltivazioni di patate in terreno utilizzato per l'agrivoltaico ha concluso che nelle attuali condizioni di clima (che comprende i cambiamenti già avvenuti) si ottiene una produzione maggiore del 6% a determinate condizioni di gestione dell'impianto fotovoltaico, che determinano una riduzione di energia prodotta dal 15%. Stessa conclusione per la coltura del pomodoro da altri studi. Studi delle Università Statunitensi sono giunte alla conclusione che a determinate condizioni e pratiche i terreni occupati da impianti agricoli anche a terra possono incrementare la biodiversità rispetto alla gestione agricola di contorno del posto, se viene eliminato l'uso di diserbanti e il terreno viene seminato con un mix di specie vegetali che favoriscono anche la presenza di specie animali e di avifauna, oltre alla maggiore fertilità del suolo, diventando isole di biodiversità in mezzo a distese di monoculture, che svolgono la funzione di corridoi ecologici.

Per ciascun impianto va sempre fatto una valutazione di impatto ambientale e un bilancio costi/benefici ambientali oltre che economici in rapporto alla situazione generale e specifica e in rapporto alle alternative possibili.

La legge sulle aree idonee, la discussione che ne è derivata, è in gran parte fuorviante, nel senso che essa dovrebbe avvenire a valle rispetto alle scelte di fondo che, a differenza di quanto successo, hanno la necessità di partire dalla definizione degli obiettivi di una reale transizione energetica ed ecologica e dalla pianificazione conseguente.

Di fatto il problema maggiore non è semplicemente quanto suolo viene occupato dagli impianti, ma come viene occupato.

Quello che serve sono linee guida e regole precise: va detto cosa vietare (es diserbanti) come posizionare l'impianto (es ad una altezza sufficiente per le lavorazioni meccaniche di diserbo, l'elenco delle colture da coltivare sotto gli impianti agrivoltaici che beneficiano di una copertura che mitiga l'insolazione e il calore, escludendo quindi le altre, quali pratiche eseguire non solo per non spergirare il calo della biodiversità ma per incrementarla.

Contro l'installazione di impianti di energia rinnovabile, in particolare eolico, fotovoltaico e biomasse, si sono formati molti comitati locali, che spesso si focalizzano unicamente sugli impatti negativi locali.

Il buco nero in questa situazione è che Stato e imprese agiscono come se la popolazione non esistesse, lasciandola fuori non solo da qualsiasi decisione, ma anche da qualsiasi informazione sul problema e sul progetto.

Il vero problema allora non sono gli impianti di energia rinnovabile, ma progetti calati sul territorio senza alcun coinvolgimento della popolazione e la mancanza di regole stringenti che limitino al massimo l'impatto.

Di fatto la carenza di democrazia partecipativa è una violenza non solo percepita, ma anche reale verso la popolazione, indipendente dalla bontà o meno del progetto.

Questo modo di procedere da parte delle Istituzioni e dei soggetti economici, blocca la necessaria transizione energetica, allungandone i tempi, e sta trasformando una necessaria lotta contro l'esclusione dai processi partecipativi in una lotta contro le fonti rinnovabili.

Questa conclusione è sicuramente ricercata e sostenuta da quella parte di mondo economico e politico negazionista che vuole bloccare la transizione.

Come detto in premessa occorre ribaltare il problema e mettere al centro dell'azione decisionale le comunità locali dando loro tutte le informazioni necessarie per capire quali sono le alternative, e per comprendere che tocca a loro decidere come coprire il 100% dei loro consumi energetici con la produzione da energie rinnovabili prodotte all'interno del proprio territorio, assumendo direttamente la responsabilità di quali fonti utilizzare, come produrle, quali superfici utilizzare e qualsiasi altro problema connesso.

Dall'altro ripubblicizzare tutto il sistema elettrico afferente all'alta tensione, lasciando libera autonomia all'autoproduzione individuale, a quella collettiva delle CER con il libero scambio, e l'autoproduzione delle comunità locali attraverso aziende pubbliche, escludendo la produzione di energia a fini di profitto, quindi requisendo tutti i grandi impianti finora costruiti che non servono per l'autoproduzione.

9.1. - Contributo degli edifici per il fotovoltaico

Il problema principale sotto l'aspetto ambientale di questa fonte è che occorre molta superficie per produrla. Solo per le biomasse serve una superficie maggiore calcolabile in almeno 100 volte. Fortunatamente gli impianti fotovoltaici si adattano ad essere installati su superfici già utilizzate per altri scopi, ed in particolare sui tetti degli edifici. Al 31 dicembre 2024 su 37 GW di potenza installata in Italia circa 11 GW (30%) erano collocati a terra in ex terreno agricolo per un totale di 177 kmq. con un rapporto di superficie media occupata di 1,7 ettari per MW di potenza, rapporto derivante soprattutto dalle prime installazioni degli anni tra il 2010 e il 2014. Questo significa che la restante potenza di 26 GW era collocata su tetti civili o industriali, o su superfici già consumate, come ad esempio parcheggi.

In Italia nel 2024 il suolo consumato si è assestato a 21.575 kmq di cui 6.186 coperti da edifici di qualsiasi tipologia (dati ISPRA).

Il Centro Comune di Ricerca (JRC) della Commissione UE ha pubblicato uno Studio che valuta il potenziale fotovoltaico di 271 milioni di edifici in tutta l'UE, basato sul Modello Digitale del Patrimonio Edilizio dell'Unione Europea (DBSM). Secondo questo studio **la capacità potenziale de fotovoltaico sui tetti europei potrebbe raggiungere i 2,3 TWp (1.822 GWp residenziali, 519 GWp non residenziali), con una produzione annua di 2.750 TWh.**

Questi i parametri applicati:

- superficie totale occupata dagli edifici a qualsiasi uso 37.404 kmq
- % di spazio occupato dalla superficie assorbente dei pannelli nel residenziale 25%
- % di spazio occupato dalla superficie assorbente dei pannelli negli edifici non residenziali o altro 40%
- Potenza pannelli per mq 234W
- rese pannelli 23% esposti a sud con inclinazione 20%
- una producibilità pari a 1.172 KWh/KWp.

Dalle produzioni si deduce che la superficie si divide in:

- 31.860 kmq di residenziale e altro con 7.966 kmq di superficie fotovoltaica
- 5.540 kmq di non residenziale con 2.216 kmq di superficie fotovoltaica

La superficie totale degli edifici non residenziali è del 14,8% che supportano il 21,8% di superficie fotovoltaica.

Lo studio europeo attribuisce all'Italia la possibilità di collocare sui tetti una potenza fotovoltaica di circa 280 GWp. Non è chiaro se questa potenza si riferisce al solo residenziale o a tutti gli edifici.

Venendo ai numeri dell'Italia i dati ufficiali portano ad una maggiore presenza di superficie del non residenziale attorno al 20%. Con questi dati la potenzialità di collocamento di fotovoltaico coi criteri indicati dallo studio europeo risulta come in tabella.

	Kmq	kmq PV	GWp	TWh
residenziale	4.949	1.237	288	339
non resid.	1.237	495	115	135
totale	6.186	1.732	404	474

A questi spazi possiamo aggiungere anche le altre superfici consumate non edificate, come parcheggi con una stima di ulteriori 45GW di potenza e 50 TWh di produzione, che porta potenzialmente ad una produzione di 524 TWh.

Queste 524 TWh ricavate dal calcolo corrispondono a circa il 75% dei 691 TWh dei consumi finali a regime e a circa il 65% dei consumi primari.

Rispetto a questo schema si osserva che:

1. sono stati calcolati tutti gli edifici, compresi quelli tutelati come S. Petronio a Bologna o S. Marco a Venezia, sostanzialmente non sembra considerare la sola quota di edifici atti a ospitare impianti ;
2. i tetti residenziali non sono normalmente piani ma con pendenze da osservare e rivolti verso tutti gli orientamenti, sud, est, ovest e nord, e per questo, utilizzando anche le disposizioni est e ovest con produzioni inferiori del 15% rispetto al sud, la producibilità, già scesa oggi in Italia a 1.100 kwh/KWp come media fra tutti gli impianti, compresi quelli a terra e ad inseguimento, risulterà significativamente inferiore e probabilmente attorno ai 1.000 KWh/KWp, quindi una producibilità reale inferiore ai 1175KWh/KWp indicata;
3. la producibilità degli impianti cala con la loro età. Normalmente si calcola che un impianto di 20 anni presenta un calo di produzione del 20%. Anche questo aspetto porta a considerare la reale producibilità sotto la quota indicata di 1175 KWh/KWp;
4. il risultato del calcolo indica le potenzialità di massimo utilizzo degli edifici con le tecnologie attuali, ma tra potenzialità e reale utilizzo vi è sempre uno scarto. Per arrivare ad un utilizzo che possa non raggiungere, ma almeno avvicinarsi alla potenzialità, occorre convincere/costringere con interventi economici/legislativi stringenti i proprietari degli edifici ad utilizzare tutta la potenzialità disponibile, indipendentemente dai propri fabbisogni.

Senza un obbligo sarebbe già un buon risultato ottenere un utilizzo del 50% di tale potenzialità (compresa quella aggiuntiva) su cui comunque occorre una verifica sulla base delle prime due osservazioni. Questo utilizzo porterebbe ad una produzione fotovoltaica di 263 TWh/anno sulle aree consumate, un quantitativo comunque alto, cui affiancare il resto della produzione fotovoltaica occorrente in altri contesti quali agrivoltaico o terreni agricoli abbandonati.

9.2. Utilizzo di suolo non ancora consumato per il fotovoltaico.

Come già accennato nel punto precedente al 31 dicembre 2024 su 37 GW di potenza installata in Italia circa 11 GW (30%) erano collocati a terra per un totale di 177 kmq con una intensità media di 1,7 ettari per MW di potenza installata.

Nel 2010 per impianti a terra veniva occupato 1,8 ettari di suolo per 1 MW di potenza. Nel 2024, grazie all'incremento delle rese, per 1 MW l'occupazione è scesa a 1 ettaro ("Rapporto statistico 2024 solare fotovoltaico" GSE). Questo significherebbe, in caso di soli impianti a terra, un'occupazione dai 5.590 ai 4.670 kmq per produrre 615 TWh previsti nello scenario 1 a seconda che si consideri una potenza di 1 MW o di 1,2 MW per ettaro se fotovoltaico a terra, molto meno se agrivoltaico.

Se si prende lo scenario 5 come riferimento in cui si considera una produzione di fotovoltaico doppia rispetto all'eolico, cui si aggiungono le altre rinnovabili già esistenti, serve produrre a regime 390 TWh di fotovoltaico

all'anno. Tolti i 263 TWh prodotti dagli impianti su tetti e suoli consumati, rimangono 127 TWh da produrre a regime, utilizzando suolo non consumato pari a circa 1.100 kmq., **lo 0,35% del territorio nazionale se impianti a terra, circa 2000 kmq se agrivoltaico**, nulla in confronto ai 37.000 kmq di suolo agricolo abbandonato negli ultimi 50 anni, nulla in confronto al suolo allagato se il mare si alzerà di 3 metri, in assenza di opere di contenimento.

Si ritiene che a lungo termine gli edifici e qualsiasi manufatto esposto alla luce potranno essere il supporto di tutta l'energia fotovoltaica necessaria, appena saranno sviluppate le tecnologie che, oltre ad un maggior rendimento, permettano di utilizzare tutte le superfici: tetti, pareti, finestre, pavimentazioni impermeabilizzate, superfici delle automobili e altro.

Nel frattempo occorre trovare altre superfici per impianti fotovoltaici da considerarsi provvisori fino a quando è pronta l'alternativa, attingendo all'agrivoltaico e ai 37.000 kmq di SAU abbandonata⁸. L'importante è dare disposizioni legislative precise perché l'utilizzo dei suoli sia totalmente reversibile in modo da permettere il ripristino integrale delle funzioni precedenti, e linee guida precise per la scelta dei suoli da utilizzare in modo da ridurre al minimo l'impatto e sulla gestione degli impianti ad esempio vietando l'uso di diserbanti, antiparassitari e insetticidi per garantire, e semmai ampliare la biodiversità e la fertilità dei suoli. La scelta comunque dovrebbe sempre ricadere sulle comunità locali e gli enti comunali attraverso un processo partecipato.

9.3. – Consumo di suolo dell'eolico

Le diverse simulazioni hanno mostrato che nella transizione energetica è imprescindibile ricorrere ad un mix di energie rinnovabili e che fra queste l'eolico rappresenta una fonte indispensabile e rilevante che dovrebbe coprire tra il 25% e il 50% della produzione a seconda delle condizioni geografiche.

Per l'Italia che è meno vocata per questa energia si tratta comunque di produrne almeno il 25% (scenario 5).

Al nord Italia le zone vocate per l'eolico sono poche.

Nelle zone di montagna si tratta di individuare in modo puntuale quali sono i siti che si prestano a ricevere impianti come nell'esempio fatto del passo della Raticosa dove l'impatto è circoscritto al solo luogo della localizzazione essendo possibile il trasporto in loco dell'impianto senza problemi. Per il resto rimane la collocazione in mare dove l'impatto è pressoché esclusivamente visivo, e dove possono essere messi impianti molto più potenti come pale di 8 MW o più.

Al centro, al sud e nelle isole lungo la dorsale appenninica i siti tipo la Raticosa sono maggiori, come pure è maggiore la ventosità, sia in montagna che in mare.

Esistono poi anche altre soluzioni che la tecnologia ci sta mettendo a disposizione come gli aerostati eolici collegati a terra con un cavo e che non hanno bisogno di occupare suolo.

Infine non bisogna sottovalutare il minieolico verticale, con miniturbine da 400 a 1000W di potenza da collocarsi sui tetti, sui pali della luce, al bordo delle ferrovie e dovunque vi sono le condizioni favorevoli.

Non bisogna escludere, in particolare per le comunità montane impianti eolici di piccola taglia che possono soddisfare in toto o in parte i fabbisogni locali.

Anche per tutto questo rimane il punto di fondo: da una parte le scelte debbono essere pubbliche e condivise, dall'altra nessuno deve essere autorizzato a sottrarsi nel fare la propria parte.

⁸ Fonte AGEA (Agenzia per le Erogazioni in Agricoltura) agenzia del Ministero dell'Ambiente. Di fatto i terreni agricoli abbandonati sono di più. I 37.000 kmq sono quelli che AGEA stima possano essere recuperati alla funzione agricola.

9.4. – Sintesi fabbisogno aggiuntivo di pale eoliche e superficie a terra fotovoltaico negli scenari analizzati

Considerando gli impianti già esistenti di pale eoliche e la possibilità di mettere sui suoli consumati impianti fotovoltaici che producano 263 TWh di energia, si richiama la nuova necessità di pale eoliche a terra e in mare e i Km² di superficie fotovoltaica che servono in aggiunta a quanto esistente al 2024, sulla base dei parametri citati nel paragrafo 7.2. per l'eolico e considerando per il fotovoltaico da un minimo di 1 MW minimo a 1,2 MW massimo di potenza installabile a terra per ettaro.

SCENARI	eolico			fotovoltaico	
	N. pale aggiuntive a terra	N. pale aggiuntive in mare	Totale n. pale aggiuntive	Kmq a terra min	Kmq a terra max
1 - tutto fotovoltaico	0	0	0	2.811	3.373
2 - tutto eolico	20.925	11.496	32.420	0	0
3 - 50% fotov+50% eolico	7.806	6.174	13.981	188	226
4 - 33% fotov + 66% eolico	12.508	8.081	20.590	0	0
5 - 66% fotov + 33% eolico	3.172	4.294	7.466	1.046	1.256

A cura di Natale Belosi