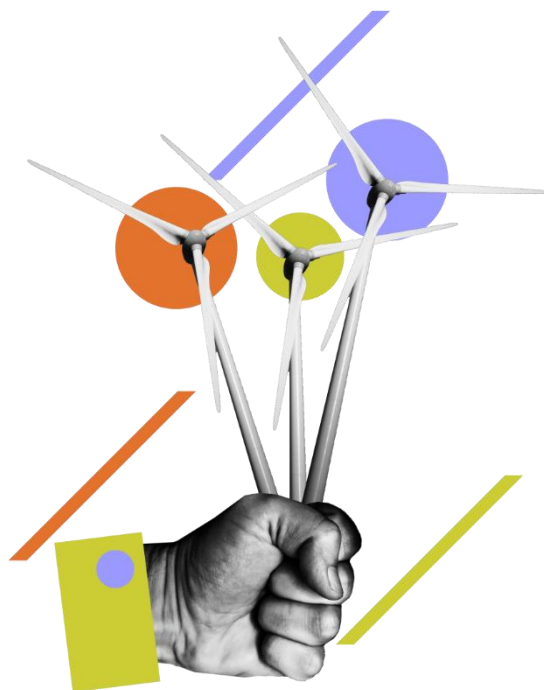




THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

POLITICHE PER UN SISTEMA ELETTRICO ITALIANO DECARBONIZZATO NEL 2035

GIUGNO 2023



Sommario

1	Presentazione del progetto	4
2	Executive summary	5
3	Contesto	7
3.1	La reazione fossile alla crisi energia	7
3.2	Accelerazione degli obiettivi climatici Repower EU (e sua implementazione) e G7	7
3.3	La proposta di aggiornamento dei mercati elettrici della Commissione e il confronto con l’assetto italiano	7
3.3.1	Strumenti per la contrattualizzazione e ausilio alla finanziabilità delle FER	8
3.3.2	Sviluppo di sistemi e tecnologie complementari alle FER	8
3.3.3	Responsabilizzazione e partecipazione della domanda all’efficientamento dei sistemi elettrici	8
3.4	Aggiornamento del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico	8
4	Principali ipotesi e risultati dello studio ECCO-Artelys “Development of a transition pathway towards a close to net-zero electricity sector in Italy by 2035” ...	9
4.1	Principali ipotesi di policy (scelte imposte al modello)	9
4.2	Principali risultati del modello ECCO-Artelys	9
5	Politiche necessarie in Italia	13
5.1	Premessa	13
5.2	Valenza, integrazione e monitoraggio del PNIEC	13
5.2.1	Monitoraggio attuazione PNIEC	13
5.2.2	Governance del processo di richiesta di allaccio alle reti di nuovi impianti di generazione da FER	14
5.3	Governance autorizzazioni FER	14
5.3.1	Nuovi strumenti di governance dei permessi, aree idonee, responsabilizzazione amministrativa	14
5.3.2	Ruolo del ministero della cultura	14
5.3.3	Titolo V costituzione e scambi di energia tra Regioni	15
5.3.4	Gestione delle moratorie FER regionali dei processi autorizzativi	15
5.3.5	Empowerment delle regioni e degli enti locali	15
5.3.6	Pianificazione spazio marittimo e sviluppo di produzione eolica	15
5.4	Politiche di accomodamento delle FER nel sistema elettrico	16
5.4.1	Contesto: aggiornamento del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico e partecipazione allargata ai servizi di flessibilità	16
5.4.2	Approvvigionamento centralizzato di capacità di accumulo	16
5.5	Agibilità finanziaria nuove FER	17

5.5.1	Introduzione: il rischio cannibalizzazione, ruolo del PNIEC come garanzia di supporto o di coerenza della regolamentazione	17
5.5.2	Correzione norme windfall profit	17
5.5.3	Partecipazione delle FER non programmabili ai servizi di dispacciamento	18
5.6	Ruolo di consumatori (famiglie, PMI, energivori)	18
5.6.1	Correzione aiuti bollette	18
5.6.2	Rimozione barriere a demand response passiva (prezzi dinamici)	18
5.6.3	Sviluppo di strumenti retail per fornire opzioni di acquisto prosumer a tutti i clienti finali indipendentemente dal fornitore	19
5.6.4	Agibilità fotovoltaico plug and play	19
5.6.5	Politiche di efficienza energetica e di elettrificazione dei consumi	19
5.6.6	Perequazione oneri tra le bollette di gas ed elettricità	20
5.7	Level playing field generazione elettrica	21
5.7.1	Soluzione agli stranded asset e tutela degli investitori negli asset regolato gas attuali	21
5.7.2	Correzione capacity market su incentivo a nuovo gas vs. esistente	21
5.7.3	Eliminazione regimi impianti essenziali	22
5.8	Misure command&control di decarbonizzazione del sistema elettrico	22
5.8.1	Effettiva uscita dal carbone in tutta Italia	22
5.8.2	Phase-out dell'uso di derivati petroliferi nella generazione elettrica	22
5.8.3	Limiti a uso biomassa specialmente nelle aree più inquinate	22
5.8.4	Eliminazione della massimizzazione della produzione elettrica da fossili e biomasse	23
5.9	Governance delle reti	23
5.9.1	Incentivi ai TSO (anche gas)	23
5.9.2	Gestione delle richieste di connessione da parte del TSO	23
5.9.3	Conflitto di interesse	24
5.9.4	Coordinamento tra Terna e Snam	24
5.9.5	Garanzia performance operazioni di connessione e soluzione anomalie FER collegate alle reti di distribuzione	24

1 Presentazione del progetto

L'incomprensibile polarizzazione del discorso pubblico sulla transizione alla neutralità climatica del settore energetico (e di conseguenza dei settori energivori) sta arrivando a mettere in dubbio la fattibilità di un sistema elettrico tutto basato sulle fonti rinnovabili, proprio quando i trend dei costi hanno reso queste risorse competitive e proprio mentre le conseguenze dei cambiamenti mostrano a tutti la loro rilevanza.

Eppure le fonti rinnovabili durante la crisi dei prezzi delle energie fossili hanno contribuito a ridurre i danni. La IEA nel suo recente Outlook sulle rinnovabili nel mondo¹ stima che il prezzo dell'elettricità globale sarebbe stato più alto dell'8% nel 2022 senza le rinnovabili, mentre in Europa il fenomeno è ancora più marcato in osservanza alle regole - sia nuove sia già attive nel caso italiano - che prevedono che le rinnovabili cedano una parte dei loro ricavi quando il prezzo spot dell'elettricità supera determinate soglie.

Il presente lavoro, commissionato da Greenpeace, Legambiente e WWF Italia a ECCO, che a sua volta si è avvalsa di Artelys per le simulazioni tramite il modello proprietario di dispacciamento Crystal, costituisce il primo scenario italiano a dare concretezza agli impegni G7, disegnando la naturale evoluzione di un sistema elettrico che sarà già fortemente decarbonizzato al 2030 sotto la spinta degli obiettivi europei connessi al pacchetto 55%.

Questo lavoro mira a mostrare quali caratteristiche un sistema elettrico sostanzialmente decarbonizzato al 2035 dovrà avere nel 2030 e 2035 in termini di tecnologie produttive, tecnologie abilitanti e politiche abilitanti contestualizzate rispetto alle norme dell'energia italiane. Un sistema che sia il più economico tra quelli che assicurano l'obiettivo di decarbonizzazione e sicurezza, subordinatamente ad alcune ipotesi (ovvero scelte di politica imposte al modello) riassunte nella sezione 4.1 di questo testo.

I prodotti finali del lavoro sono il rapporto ECCO-Artelys "Development of a transition pathway towards a close to net-zero electricity sector in Italy by 2035" (in inglese) e il presente documento "Politiche per un sistema elettrico italiano decarbonizzato nel 2035".

¹ [Renewable \(global\) Market Outlook](#)

2 Executive summary

Nel maggio 2022, sotto la presidenza tedesca, **i paesi G7 hanno sottoscritto l'impegno per un settore elettrico in massima parte decarbonizzato entro il 2035** (*predominantly decarbonized*). Impegno che il 27 maggio 2023 è stato ulteriormente rafforzato sotto la presidenza giapponese in a *fully or predominantly decarbonised power sector by 2035*.

Ottenere emissioni zero al 2035 nei sistemi elettrici per i paesi a economia avanzata è anche una delle tappe dello scenario 1,5° della IEA, coerente con il contenimento del riscaldamento globale entro 1,5°.

Nello stesso tempo, **raggiungere obiettivi al 2030 compatibili con la non compromissione di quelli al 2035 è indispensabile e richiede che il nuovo PNIEC li quantifichi in modo sufficientemente dettagliato e impegnativo.**

Lo studio ECCO-Artelys si è concentrato sulla simulazione del più economico sistema elettrico in grado di raggiungere questi obiettivi.

Si tratta di un punto centrale per la decarbonizzazione dell'intera economia. Infatti, sebbene i consumi elettrici siano solo una parte di quelli energetici complessivi, la decarbonizzazione delle forniture di elettricità – e della produzione correlata di idrogeno verde che ne è uno degli abilitatori – accelera la decarbonizzazione di tutti i settori destinati all'elettificazione dei consumi o all'uso di idrogeno in processi chimici o termici. Tra questi, la climatizzazione anche invernale (dalle caldaie alle pompe di calore), i trasporti (dai motori endotermici alimentati da fossili a quelli elettrici), alcuni settori dell'industria energivora (acciaio secondario già oggi in Italia perlopiù prodotto con forni elettrici, acciaio primario che dovrà sostituire il carbone con idrogeno verde).

Se da un lato le simulazioni hanno mirato a un sistema, oltre che sicuro in termini di fornitura, il più economico possibile, dall'altro abbiamo imposto alcune scelte tecnologiche e di investimento (descritte più dettagliatamente nella sezione 4.1):

- **Nessun ricorso al carbon capture and storage**, tecnologia oggi con costi elevati e perdipiù con sinergie con il settore di petrolio e gas destinate a venir meno con il ridimensionamento di tale settore.
- **Limite alla quantità di energia importata** per evitare che il sistema si basi in modo abnorme sulla decarbonizzazione fuori dall'Italia e sull'effettiva di disponibilità dell'energia decarbonizzata in sistemi fuori dalla nostra giurisdizione.
- Raggiungimento **di un livello di investimento in accumuli** (incluse batterie) non inferiore alle stime di necessità da parte dei gestori di rete europei.
- **Tetto massimo alla capacità di generazione elettrica da biomasse** (in considerazione dell'obiettivo di miglioramento della qualità dell'aria).
- **Sufficiente produzione di idrogeno verde per l'industria.**

Alla luce degli obiettivi e dei vincoli dati, lo studio ha restituito un sistema elettrico con le seguenti caratteristiche principali (i dettagli e tutti i numeri sono nel rapporto in inglese dello studio ECCO-Artelys e in parte in questo stesso documento alla sezione -)

- Serve un cambio di passo decisivo rispetto alle installazioni attuali annue di impianti di generazione elettrica rinnovabile (circa 8 volte di più), per arrivare **al**

2035 a circa 250 GW di capacità installata (circa 160 nel 2030), per oltre 400 TWh di produzione nazionale (oltre 250 TWh nel 2030).

- Per raggiungere l'obiettivo 2035, **al 2030 servono oltre 90 GW in più di capacità di generazione rinnovabile** rispetto all'installato attuale. Una cifra di poco superiore agli 85 GW già prefigurati da Elettricità Futura².
- La **flessibilità** avrà un ruolo decisivo su diverse scale temporali (giornaliera, settimanale, stagionale) e richiederà un mix di tecnologie che include flessibilità della domanda (demand response), **accumuli** ed **elettrolizzatori** oltre che import.
- Il contributo della generazione a gas nel 2035 sarà pressoché nullo (54 TWh invece nel 2030), ma alcuni impianti di generazione termici saranno ancora usati con alimentazione a idrogeno e biometano.
- **Il grado di affidamento all'import** è decisivo in termini di necessità di capacità di generazione. Aumentando il vincolo di import netto da 40 a 60 TWh, la produzione fotovoltaica passa da 234 a 187 TWh.

In termini di **scelte necessarie** perché il sistema elettrico decarbonizzato al 2035 con le caratteristiche descritte qui e più avanti sia fattibile al costo più basso possibile, alcune politiche abilitanti fondamentali (tra quelle descritte nella sezione 0) sono le seguenti:

- **Coerenza del PNIEC** con gli obiettivi e loro monitoraggio efficace
- **Interventi nel processo autorizzativo** degli impianti di generazione rinnovabile e delle infrastrutture abilitanti
- **Cessazione degli investimenti regolati in infrastrutture fossili** (dal capacity market allo sviluppo di reti e rigassificatori gas), incluso abbandono delle mire di metanizzazione tardiva della Sardegna
- Applicazione urgente e profonda del nuovo dispacciamento elettrico con **integrazione di tutte le fonti di flessibilità** (incluse demand response tramite aggregatori e fonti rinnovabili non programmabili nei limiti delle possibilità tecniche)
- Facilitazione della diffusione dei **contratti di lungo termine** di commercializzazione dell'energia di nuovi impianti rinnovabili
- **Abilitazione dell'efficienza energetica e della demand response** dei consumatori (industriali, commerciali, domestici) attraverso prezzi dinamici e segnali coerenti in bolletta che includano l'eliminazione di sussidi alle energie fossili e incentivi allo spreco
- Aggiornamento del sistema di incentivi ai gestori di rete affinché valorizzino le flessibilità della domanda anziché affidarsi a forme sussidiate o addirittura imposte di permanenza di capacità di generazione fossile e affinché vengano responsabilizzati i distributori
- Mitigazione dell'incentivo di SNAM a promuovere investimenti incoerenti con la decarbonizzazione e destinati a trasformarsi in un costo irrazionale per gli utenti.

² https://www.elettricitafutura.it/News-/News/Rinnovabili-obiettivo-80-al-2030-con-85-GW-di-nuova-potenza_4818.html

3 Contesto

3.1 La reazione fossile alla crisi energia

In generale, le reazioni di medio e lungo periodo alla crisi energetica sono state caratterizzate in Italia da una visione limitata del concetto di sicurezza che non include gli effetti secondari dannosi sul clima di politiche energetiche basate sui combustibili fossili, il che è sorprendente visto che una parte stessa della crisi energetica è dovuta alla siccità causata dai cambiamenti climatici. La scarsità di acqua, infatti, a sua volta causa l'indisponibilità di energia idroelettrica da un lato e limita l'utilizzo di alcune centrali termoelettriche dall'altro (per motivi legati al fabbisogno di acqua esterna per raffreddamento che caratterizza alcuni di questi impianti).

Uno dei problemi di questa visione miope è legato alla tendenza a far coincidere le soluzioni che mirano alla sicurezza energetica con le tecnologie del passato anziché con quelle disponibili oggi a costi vantaggiosi.

3.2 Accelerazione degli obiettivi climatici Repower EU (e sua implementazione) e G7

L'Unione Europea, con i programmi Fit For 55 e Repower EU, nell'aprile 2023 ha concordato un obiettivo al 2030 del 42,5% di consumi energetici finali da fonti rinnovabili, obiettivo mentre scriviamo ancora da ratificare da parte di Parlamento e Consiglio.

In termini di sistemi elettrici, già in vista del precedente obiettivo del 40% esito del Green Deal europeo, lo stesso Governo italiano nel G7 2022 ha indicato oltre il 70% di energia elettrica prodotta dalle rinnovabili nel 2030, in coerenza con il 72% indicato dal piano del Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica del Governo Draghi - PITE.

3.3 La proposta di aggiornamento dei mercati elettrici della Commissione e il confronto con l'assetto italiano

La CE ha pubblicato il 14 marzo 2023 con il documento 2023/0077 (COD) che contiene una proposta di modifica dei Regolamenti e delle Direttive che regolano i mercati elettrici (inclusi quelli del bilanciamento) e del regolamento REMIT sulla trasparenza dei mercati delle commodity.

La proposta va nella direzione della continuità dei mercati dell'energia ma rafforza o introduce una serie di elementi in parte già presenti nell'ordinamento italiano (anche se non sempre attuati) per favorire soprattutto:

- la contrattualizzazione a termine e l'aiuto alla finanziabilità delle fonti rinnovabili
- lo sviluppo di sistemi e tecnologie complementari alle rinnovabili per la sicurezza del sistema elettrico
- la responsabilizzazione e partecipazione della domanda all'efficienza dei sistemi elettrici.

3.3.1 Strumenti per la contrattualizzazione e ausilio alla finanziabilità delle FER

- Ruolo rafforzato dei Governi nel fornire (e socializzare) garanzie per facilitare la stipula di PPA
- Garanzie pubbliche sui PPA all'ingrosso
- Vantaggi/incentivi a progetti FER con cessione di parte della capacità via PPA
- Istituzione di virtual hub regionali nel mercato a termine e di strumenti correlati per l'approvvigionamento di lungo termine di capacità di interconnessione tra le zone di mercato e i virtual hub stessi.

3.3.2 Sviluppo di sistemi e tecnologie complementari alle FER

- Meccanismi centralizzati di approvvigionamento di capacità di accumulo elettrico
- Approvvigionamento di contratti di "peak shaving" da parte dei gestori di rete

3.3.3 Responsabilizzazione e partecipazione della domanda all'efficientamento dei sistemi elettrici

- Utilizzo di misuratori dedicati per il settlement della demand response
- Sistemi di supporto, all'interno o meno dei meccanismi di remunerazione di capacità esistenti, alla partecipazione ai mercati delle risorse di dispacciamento da parte di forme "non fossili" di flessibilità, inclusa quella dal lato della domanda
- Abilitazione della possibilità di tutti i clienti di accedere a offerte di energia a prezzi dinamici oppure a prezzo fisso, in quest'ultimo caso con durate di almeno un anno
- "Right of sharing": tutti i clienti devono potersi scambiare l'energia tra pari anche direttamente e veder riconosciuto il netting rispetto alla rete all'interno delle regole del bilanciamento e senza pregiudizio al sistema fiscale
- Limitazione dei sussidi alle bollette a non più del 70% dei consumi storici per non compromettere l'incentivo al risparmio.

3.4 Aggiornamento del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico

La proposta della Commissione, se da un lato non stravolge le logiche di funzionamento dei mercati dell'elettricità in Europa, dall'altro è coerente con alcune delle innovazioni in via di attuazione in Italia, in particolare quelle contenute nella nota sintetica (685/22) che apre il processo di aggiornamento del Testo Unico di Dispacciamento Elettrico (TIDE), un cui punto fondamentale – secondo l'impostazione richiesta dalla stessa ARERA - è una partecipazione allargata delle risorse di bilanciamento del sistema elettrico, ognuno "come può", a partire dalla domanda. "Per preservare il diritto di accendere la luce a piacimento, si deve costruire un nuovo mondo in cui spegnerla è un'opportunità" scrive molto opportunamente ARERA.

Questo processo dovrà passare per l'introduzione (finalmente) anche in Italia di un contesto aperto ai fornitori di servizi di flessibilità (Balancing Service Provider) e quindi degli aggregatori, cioè operatori specializzati nel contrattualizzare clienti in grado di fornire (anche grazie a innovazioni tecnologiche delle proprie macchine di consumo) capacità di bilanciamento da vendere al TSO e sui cui retrocedere al responsabile di bilanciamento (BRP) le partite di energia movimentata e al cliente finale parte della remunerazione per la flessibilità vera e propria (distinzione, questa, in realtà non così ovvia).

4 Principali ipotesi e risultati dello studio ECCO-Artelys “Development of a transition pathway towards a close to net-zero electricity sector in Italy by 2035”

4.1 Principali ipotesi di policy (scelte imposte al modello)

- **Nessun nuovo impianto di Carbon Capture** Usage and Storage (che implica nessun impianto tout court, visto che l'unico esempio italiano acquisito di CCS applicato alla generazione elettrica non è mai entrato del tutto in funzione ed è stato poi abbandonato senza un'analisi pubblica dell'esperienza acquisita).
- **Limite alla quantità di energia importata** a 40 TWh/a, per evitare che il sistema si basi in modo abnorme sulla decarbonizzazione fuori dall'Italia e sull'effettiva disponibilità dell'energia decarbonizzata in sistemi fuori dalla nostra giurisdizione.
- Potenziale per eolico e fotovoltaico assunto sulla base di studi internazionali come descritti nella sezione 4.2.2 del rapporto ECCO-Artelys “Development of a transition pathway towards a close to net-zero electricity sector in Italy by 2035”.
- Raggiungimento **di un livello di investimento in batterie** non inferiore alle stime di necessità ERAA (ENTSO-E, 2022).
- **Tetto massimo alla capacità di generazione elettrica da biomasse** sulla base di valori ERAA (ENTSO-E, 2022).
- **Domanda di idrogeno per industria imposta al sistema** e basata sui dati del progetto del consorzio di ricerca sEEnergies descritto nella sezione 4.1.2 del rapporto ECCO-Artelys “Development of a transition pathway towards a close to net-zero electricity sector in Italy by 2035”.

4.2 Principali risultati del modello ECCO-Artelys

Lo studio Artelys-ECCO di simulazione di un sistema elettrico italiano 2035 sostanzialmente decarbonizzato³ (presentato dettagliatamente nel rapporto ECCO-Artelys “Development of a transition pathway towards a close to net-zero electricity sector in Italy by 2035”) ha prodotto, tra gli altri, i risultati seguenti:

- Servono **potenze installate di produzione elettrica da fonti rinnovabili** che richiedono un cambio di passo decisivo rispetto alle installazioni attuali annue (circa 8 volte di più), per arrivare **al 2035 a circa 250 GW** di capacità installata, per quasi 450 TWh di produzione nazionale - quasi 350 nel 2030).
- Per raggiungere l'obiettivo 2035, **al 2030 servono oltre 90 GW in più di capacità di generazione rinnovabile** rispetto all'installato attuale. Una cifra di poco superiore agli 85 GW già prefigurati da Elettricità Futura⁴.
- Il contributo in termini di generazione delle diverse zone di mercato (e quindi regioni d'Italia) sarà molto disuguale, così come quello delle tecnologie di

³ Le simulazioni prevedono al 2035 meno di 2 milioni di tCO₂ di emissioni totali dal settore elettrico (5 gCO₂/MWh) rispetto agli oltre 50 attuali.

⁴ https://www.elettricitafutura.it/News-/News/Rinnovabili-obiettivo-80-al-2030-con-85-GW-di-nuova-potenza_4818.html

demand response. Questo dipende dalla diversa producibilità di FER e disponibilità di domanda industriale modulabile.

- La **flessibilità** avrà un ruolo decisivo su diverse scale temporali (giornaliera, settimanale, stagionale) e richiederà un mix di tecnologie che include import, demand response, accumuli ed elettrolizzatori per successivo utilizzo dell'idrogeno perlopiù in macchine termiche per la riconversione in elettricità. **Nel 2030 il modello Artelys-ECCO stima 15 GW di batterie installate, che salgono rispettivamente a 17 (per 39 TWh) nel 2035.** In termini complessivi di **energia di flessibilità**, il modello quantifica **al 2035** rispettivamente per quella **giornaliera, settimanale e annuale**: oltre **120**, oltre **40**, oltre **30 TWh**.
- Il contributo della generazione a gas nel 2035 è pressoché nullo (70 TWh invece nel 2030), ma alcuni impianti di generazione termici saranno ancora usati con alimentazione a idrogeno
- **Il grado di affidamento all'import** è decisivo in termini di necessità di capacità di generazione. Aumentando il vincolo di import netto da 40 a 60 TWh, la produzione fotovoltaica passa da 234 a 187 TWh.

Renewable installed capacity (GW)	2025	2030	2035
Solar PV – Utility scale	21	65	136
Solar PV – Rooftop	18	31	32
Wind power – Offshore	1	6	10
Wind power – Onshore	14	26	41
Biomass power plants	4	4	4
Hydro reservoirs	10	10	10
Run-of-the-river hydro	6	6	6
Pumped-hydro storage	8	11	11

Figura 1 - Potenze di generazione rinnovabile Italia (dal rapporto ECCO-Artelys)

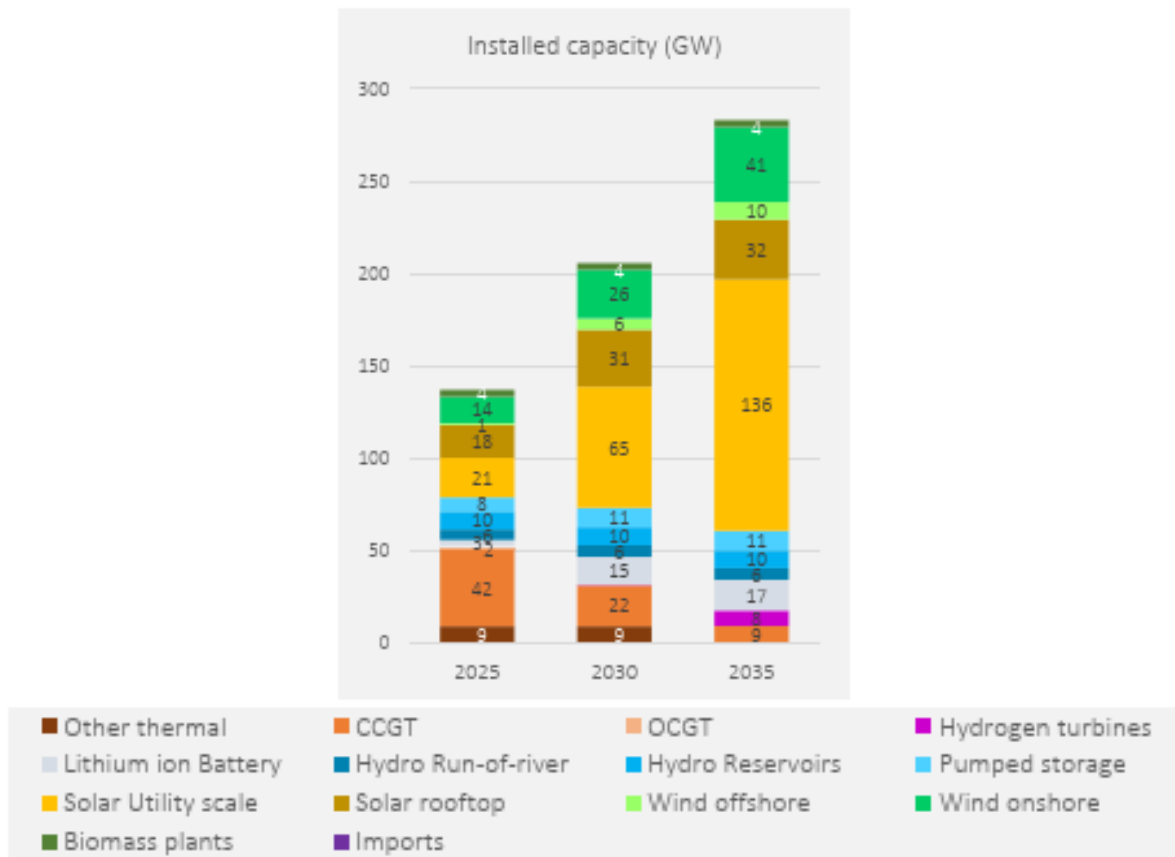


Figura 2 - Potenza di generazione complessiva installata

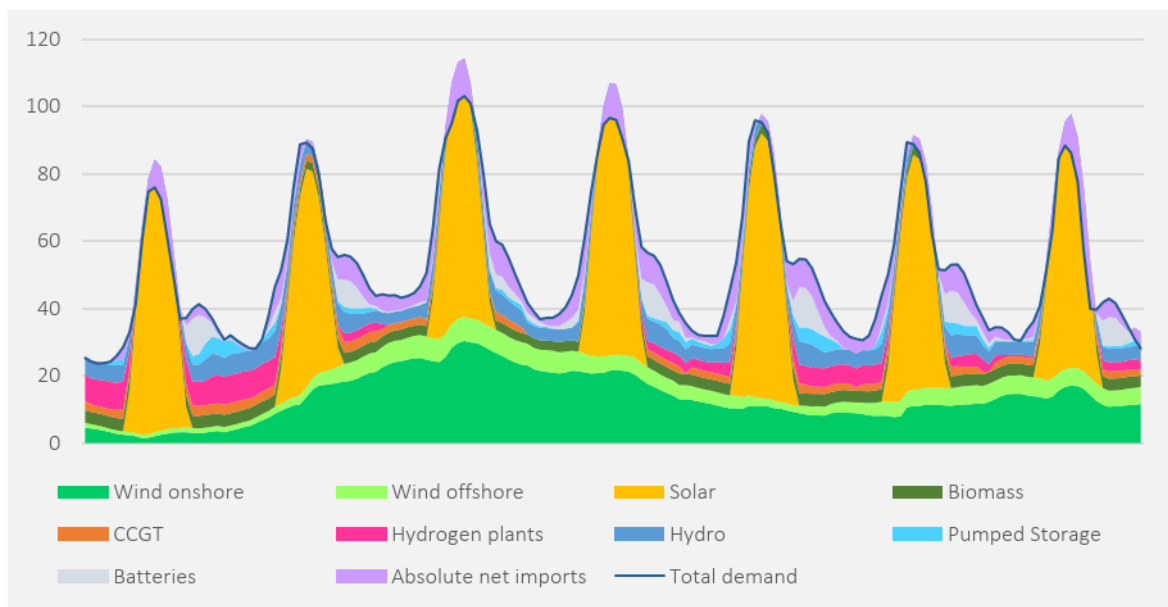


Figura 3 - Ruolo della flessibilità in produzione (batterie, pompaggi, idrogeno) nella settimana-campione di inizio febbraio 2035

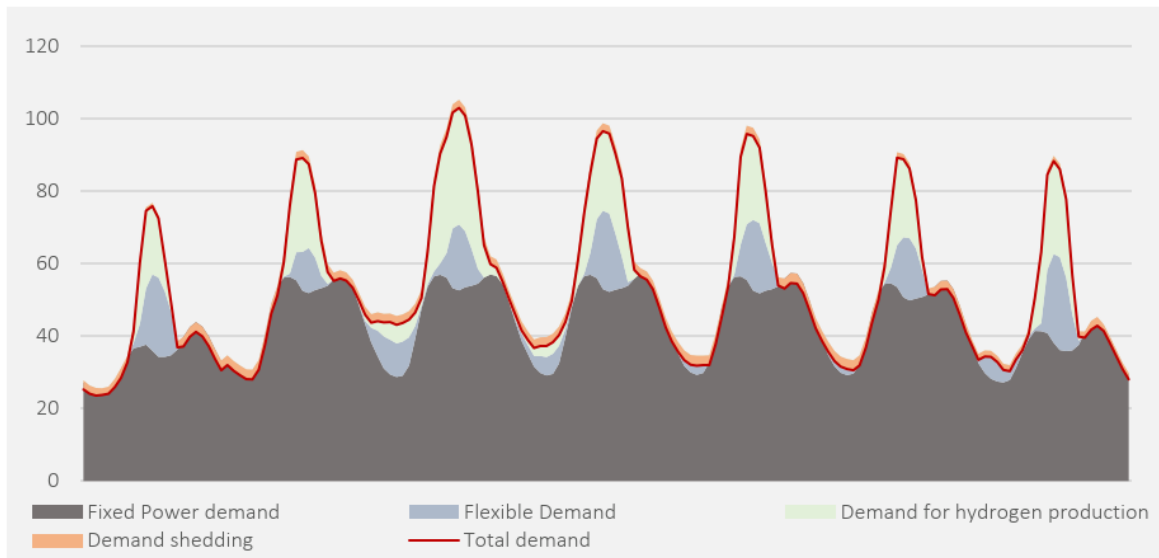


Figura 4 - Ruolo della domanda flessibile nella settimana-tipo di inizio febbraio 2035

5 Politiche necessarie in Italia

5.1 Premessa

La regolamentazione del settore energia, incluso il perimetro di azione del mercato, deve essere assoggettata alle **finalità di sicurezza climatica non meno che a quelle di sicurezza energetica e di efficienza del settore**.

Inoltre, occorre considerare le **sinergie tra transizione del settore elettrico** alle rinnovabili (e alle loro tecnologie complementari) **e decarbonizzazione di altri settori** (industria, trasporti) così come per raggiungere l'obiettivo, già menzionato altrove, della **riduzione dell'inquinamento** che in Italia è ancora drammatico, benché in miglioramento.

5.2 Valenza, integrazione e monitoraggio del PNIEC

Perché il PNIEC aggiornato diventi un documento non solo di compliance rispetto all'UE ma anche un fulcro delle politiche del clima nel suo principale settore abilitante, occorre che:

- Venga approvato in forma di norma primaria
- Venga efficacemente integrato con gli altri strumenti di pianificazione, soprattutto per quello che riguarda il ricorso ai fondi pubblici EU
- Preveda un tracciamento efficace e trasparente dei progressi della sua applicazione
- Si integri con il permitting delle FER e offra un riordino complessivo del quadro regolatorio, chiarendo le linee di indirizzo, ruoli, responsabilità dei soggetti coinvolti nel processo e modalità di coinvolgimento

5.2.1 Monitoraggio attuazione PNIEC

Occorre l'identificazione di indicatori-chiave quantitativi e qualitativi che accompagnino l'attuazione di ciascuna dimensione dell'Unione dell'energia e non solo. Tali indicatori dovrebbero:

- Garantire un monitoraggio più efficace dell'attuazione e dell'identificazione dei meccanismi di controllo che possono innescare misure di correzione, consentendo un'attuazione dinamica ed efficace del Piano
- Essere definiti nell'ambito del cosiddetto 'dialogo multilivello' per l'energia e il clima in cui in maniera proattiva le autorità locali a cui sono demandati alcuni strumenti attuativi e alcune politiche e misure del piano siano consapevoli e responsabilizzati ab origine e possano essere parte attiva nel monitorare l'avanzamento del piano.

Esempi di indicatori:

- Sviluppo delle reti (per esempio in termini di energia non evacuata o di mancata separazione dei prezzi zonali)
- Monitoraggio del rilascio delle autorizzazioni (se non in linea con gli obiettivi deve prevedere forme di retroazione)

- Abilitazione e sviluppo delle risorse complementari a quelle di generazione elettrica da fonti rinnovabili (es: stoccaggi, demand response) (obiettivi in termini di integrazione di risorse distribuite nel mercato dei servizi di dispacciamento).

Gli indicatori dovrebbero tener conto della permanenza o evanescenza delle azioni intraprese e non solo dell'effetto di breve termine sulle emissioni climalteranti. Azioni di efficientamento dei consumi grazie a investimenti di lunga vita (come il rinnovo di edifici con miglioramento della classe energetica), per esempio, sono più efficaci di altri con natura emergenziale.

5.2.2 Governance del processo di richiesta di allaccio alle reti di nuovi impianti di generazione da FER

Il sistema attuale prevede che le richieste di connessione alla rete avvengano a fronte del pagamento di una somma non recuperabile che costituisce una piccola parte delle spese di sviluppo del progetto e quindi non è sufficiente a produrre un processo virtuoso di pre-selezione da parte dei proponenti, né di indicazione realistica al TSO e agli altri soggetti istituzionali di quali siano i progetti con le prospettive economiche più vantaggiose e quindi con maggiori chance di essere portati a compimento.

A fronte di quanto sopra potrebbero essere introdotte le innovazioni che seguono:

- Aumento dell'impegno economico (eventualmente restituibile a progetto realizzato) contestuale alla richiesta di connessione a fronte di una certezza della connessione.
- Sua modulazione in base alla coerenza/urgenza di sviluppo di capacità di un determinato tipo e in una determinata localizzazione sulla base delle indicazioni del PNIEC e sullo stato di realizzazione delle capacità in esso stabilite.

5.3 Governance autorizzazioni FER

5.3.1 Nuovi strumenti di governance dei permessi, aree idonee, responsabilizzazione amministrativa

Forme di integrazione tra il ruolo di pianificazione nazionale e le prerogative regionali sono positive e devono essere proseguite, come l'identificazione delle aree idonee nazionali per le FER.

Più che l'evoluzione delle norme sul permitting, però, è cruciale che Regioni e Comuni svolgano effettivamente l'attività amministrativa necessaria a dare seguito ai vari atti abilitativi degli interventi. Forme di responsabilizzazione in questo senso sono imprescindibili, per evitare che la macchina amministrativa diventi in effetti la barriera alla trasformazione del Paese in un ambito così decisivo e abilitante.

5.3.2 Ruolo del ministero della cultura

Per quanto riguarda il processo autorizzativo delle FER a livello centrale, è comune che progetti soprattutto eolici siano bloccati dall'opposizione delle Soprintendenze ai beni culturali che fanno capo al ministero. È necessario **formalizzare la responsabilità del ministero della cultura rispetto agli obiettivi dello Stato sulla transizione energetica**, oppure semplificare le modalità con cui la presidenza del Consiglio può superarne le contrarietà quando necessario.

La discrezionalità delle decisioni dovrebbe inoltre essere ridotta sulla base di criteri nazionali più formalizzati.

Un elemento ignorato nelle valutazioni dell'impatto sul territorio è la sua reversibilità. **A differenza di altre installazioni tecnologiche, quelle di impianti FER quand'anche utility scale sono amovibili** a fine vita senza danni permanenti e non richiedono le complesse e costose bonifiche tipiche degli impianti fossili i cui costi quasi sempre finiscono per essere socializzati. Questo elemento dovrebbe essere valutato nei pareri del ministero della cultura.

5.3.3 Titolo V costituzione e scambi di energia tra Regioni

È impensabile che l'applicazione del Titolo V della Costituzione, che introduce il regime di potestà concorrente tra Stato centrale e Regioni nel settore energia, **abiliti** invece **una mera aspirazione all'autonomia energetica delle Regioni**.

Un sistema basato sulle rinnovabili non può che assecondare la producibilità dei vari territori generando aree di importazione ed esportazione nette (potenzialmente cangianti nelle ore del giorno o nelle stagioni). Esso richiede quindi forme di mutuo supporto e complementarietà tra i territori, e non certo micro-autarchie energetiche. In un sistema che vede nell'interconnessione di rete a livello europeo e in prospettiva addirittura mediterraneo un caposaldo, non è immaginabile che le Regioni ragionino in termini di autosufficienza del proprio territorio.

5.3.4 Gestione delle moratorie FER regionali dei processi autorizzativi

Si sono verificate più volte – l'ultima a inizio aprile [2023] per opera del presidente della Regione Sicilia Schifani mirata a ottenere nuovi trasferimenti alla Regione commisurati alla produzione energetica locale – “moratorie” dei processi autorizzativi che corrispondono a rifiuti delle amministrazioni di svolgere il proprio dovere di parti dello Stato.

Come hanno scritto Francesco Arecco e Lucia Bitto dello Studio legale Arecco su Rienergia il 18/4/2023⁵, **sospensioni procedurali immotivate e a tempo indeterminato sono costituzionalmente illegittime** secondo, tra le altre cose, le sentenze 221/2022 e 177/2018 della Corte.

Azioni per il danno erariale ai clienti dell'energia a livello nazionale dovrebbero essere valutate a carico degli amministratori di enti locali che interrompano i processi autorizzativi.

5.3.5 Empowerment delle regioni e degli enti locali

Regioni ed enti locali hanno necessità di costituire competenze adeguate alla gestione dei processi autorizzativi a loro carico. **Formazione ed eventualmente adeguamento degli organici** che se ne occupano è un obiettivo che lo Stato complessivamente inteso deve porsi.

5.3.6 Pianificazione spazio marittimo e sviluppo di produzione eolica

L'attuale pianificazione dello spazio marittimo, atto strategico e propedeutico allo stesso armonico sviluppo delle FER in ambito marino (a iniziare dall'eolico offshore), risulta assolutamente carente tanto nelle modalità quanto nel merito. Non solo, infatti

5

<https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/35211/Sicilia:+si+tratta+di+una+moratoria+al+fotovoltaico/Francesco+Arecco+e+Lucia+Bitto>

questa strategica pianificazione arriva con ingiustificabile ritardo ma poi, a livello operativo, non fornisce neanche i reali strumenti necessari per potere pianificare in modo concreto la diffusione delle rinnovabili in ambito marino. La lettura delle carte, infatti, fornisce un quadro assolutamente vago e non adeguato allo scopo.

5.4 Politiche di accomodamento delle FER nel sistema elettrico

5.4.1 Contesto: aggiornamento del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico e partecipazione allargata ai servizi di flessibilità

Una linea di aggiornamento di norme fondamentali per il funzionamento del settore elettrico, che coinvolge mercati critici come quello della riserva e del bilanciamento, è quella del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico inaugurata con la nota sintetica ARERA 685/22) un cui punto fondamentale è l'obiettivo di una **partecipazione allargata delle risorse di bilanciamento del sistema elettrico, ognuno "come può", a partire dalla domanda.**

"Per preservare il diritto di accendere la luce a piacimento, si deve costruire un nuovo mondo in cui spegnerla è un'opportunità" scrive molto opportunamente ARERA.

Questo processo dovrà passare per l'introduzione (finalmente) anche in Italia di un contesto aperto ai fornitori di servizi di flessibilità (Balancing Service Provider) e quindi degli **aggregatori**, cioè operatori specializzati nel contrattualizzare clienti in grado di fornire (anche grazie a innovazioni tecnologiche delle proprie macchine di consumo) capacità di bilanciamento da vendere al gestore di rete e sui cui retrocedere al responsabile di bilanciamento (BRP) le partite di energia movimentata e al cliente finale parte della remunerazione per la flessibilità vera e propria (distinzione, questa, in realtà non così ovvia).

Lo studio ECCO-Artelys, come abbiamo visto, stima al 2035 in **39 TWh l'energia time shifted grazie a demand response (26 nel 2030)**. Questo processo di attenzione alla flessibilità è sostenuto anche dalle più recenti normative europee. [REPowerEU](#) chiede di considerare i Piani nazionali energia e clima (PNIEC) come un quadro utile per affrancare gli stati membri dai combustibili fossili. Nelle [linee guida](#) per la revisione dei PNIEC, menzionate già nel 2022 in REPowerEU, si sottolinea come sia importante aumentare la flessibilità del sistema energetico, lo stoccaggio di energia e la gestione della domanda. Da sottolineare che nel quadro delle [proposte](#) di riforma del mercato elettrico del marzo 2023 [si chiede](#) agli Stati membri di definire un obiettivo nazionale indicativo per la demand side response e gli accumuli che deve trovare riscontro nei PNIEC (art. 19d).⁶ Inoltre, gli Stati membri in cui esiste un capacity mechanism devono considerare la demand side response nell'elaborazione di tale meccanismo.

5.4.2 Approvvigionamento centralizzato di capacità di accumulo

Norme primarie del 2021 e successivi atti del Regolatore prevedono un processo di approvvigionamento centralizzato di capacità di accumulo, i cui realizzatori otterranno

⁶ "Based on the report of the regulatory authority pursuant to Article 19c(1), each Member State shall define an indicative national objective for demand side response and storage. This indicative national objective shall also be reflected in Member States' integrated national energy and climate plans as regards the dimension 'Internal Energy Market' in accordance with Articles 3, 4 and 7 of Regulation (EU) 2018/1999 and in their integrated biennial progress reports in accordance with Article 17 of Regulation (EU) 2018/1999".

contratti remunerati in cambio di prestazioni di *time-shift* dell'energia in un apposito mercato gestito dal GME.

Si tratta di un processo opportuno per evitare verosimili fallimenti del mercato nel fornire accumuli in tempi e quantità adeguate, e per limitare il rischio di “cannibalizzazione” del prezzo percepito dagli sviluppatori di fotovoltaico.

È necessario che:

- Le quantità di stoccaggi siano coerenti con le necessità (lo studio ECCO-Artelys prevede solo di batterie 15 GW già nel 2030 che si aggiungono agli 11 GW di pompaggi);
- il processo di approvvigionamento sia accelerato (anche con rapido conferimento dell'OK europeo in termini di disciplina di aiuti di Stato);
- sia favorita la partecipazione di soggetti diversi da Terna;
- sia mantenuta la massima terzietà di Terna nell'esercizio degli accumuli quand'anche sia Terna a realizzarli.

5.5 Agibilità finanziaria nuove FER

5.5.1 Introduzione: il rischio cannibalizzazione, ruolo del PNIEC come garanzia di supporto o di coerenza della regolamentazione

La transizione verso le fonti rinnovabili è anche una transizione verso una struttura di costi maggiormente basata su quelli fissi, che in gran parte sono sostenuti per la costruzione degli impianti. Le prospettive di remunerazione dei costi fissi degli impianti da fonti rinnovabili attraverso i prezzi dell'energia sono decisive nel determinare tali investimenti. Per esempio: la ragionevole certezza che ci saranno abbastanza accumuli per evitare che l'aumento del fotovoltaico annulli già a breve il prezzo dell'energia nelle ore di sole (la cosiddetta “cannibalizzazione” del prezzo) è importante per favorire gli investimenti nello stesso fotovoltaico.

Il nuovo PNIEC dovrà essere il documento da cui deriva la garanzia che le scelte di regolamentazione e di supporto alla transizione e alle fonti rinnovabili saranno coerenti con gli obiettivi climatici.

5.5.2 Correzione norme windfall profit

La prima versione delle norme di recupero degli “extraprofiti” (cd. Art. 15 bis) in Italia è stata del tutto censurabile perché:

- Non teneva conto delle posizioni su derivati e quindi dell'effettiva esposizione ai prezzi dei ricavi dei produttori da fonti rinnovabili (molti dei quali in realtà prefissati o comunque limitati in conseguenza di forme di hedging finanziario)
- Colpiva in modo esclusivo (una parte del)le fonti rinnovabili
- Ha avuto un livello di strike price estremamente più basso di quello poi proposto dall'UE (circa 180 €/MWh)

Porre un **limite alla rendita inframarginale degli impianti di generazione (senza esclusione delle fonti fossili come invece è stato fatto a livello UE) è sensato, ma il limite dev'essere:**

- **Abbastanza alto da lasciare un margine ragionevole di remunerazione dei costi fissi delle FER**

- **Fissato in anticipo** e per un periodo abbastanza lungo da essere integrato senza rischi nella valutazione dei progetti. L'eventualità di norme retroattive sugli extraprofitto rischia invece di compromettere anche la credibilità dei PPA sulle rinnovabili.

5.5.3 Partecipazione delle FER non programmabili ai servizi di dispacciamento

Nell'ambito della riforma del TIDE già menzionata, tra le risorse che dovranno essere in grado di fornire servizi alla stabilità del sistema elettrico ci sono anche le rinnovabili. Già oggi, del resto, il codice di rete prevede in alcuni casi requisiti tecnologici (come gli inverter grid-forming per il fotovoltaico) che possono abilitare servizi di rete da parte delle rinnovabili non programmabili che in passato non erano fornibili.

5.6 Ruolo di consumatori (famiglie, PMI, energivori)

5.6.1 Correzione aiuti bollette

La spesa di oltre 100 miliardi di Euro per la mitigazione delle bollette dell'energia è stata fino a tutto il primo trimestre 2023 indiscriminata in termini di impegno all'efficientamento energetico o al risparmio e anche rispetto all'effettiva necessità del soggetto beneficiario, con l'unica eccezione del bonus energia per i clienti domestici che non ha un valore proporzionale ai consumi ed è legato a una valutazione reddituale/patrimoniale della situazione economica del percettore.

Nell'ambito della revisione dei meccanismi (anche in prospettiva di eventuali altri momentanei incrementi del prezzo dell'energia), occorre assicurare che essi non incentivino comportamenti incoerenti con la decarbonizzazione e l'efficientamento dei consumi dell'energia, e che si adeguino quindi ai seguenti obiettivi:

- Aiuti su una quota di consumo inferiore a quello storico, oppure alle BAT del settore per un soggetto di pari fabbisogno potenziale (per esempio: se si tratta di consumi per climatizzazione ci si riferirà a zona climatica, eventualmente classe energetica e dimensione dell'edificio – in questo senso il contributo in quota fissa differenziato per zona climatica ai consumatori finali di gas per riscaldamento recentemente introdotto va nella direzione giusta - mentre se si tratta di consumi per processi manifatturieri ci si riferirà a tabelle per prodotto/tecnologia come quelle già usate nella predisposizione di interventi di efficientamento nell'ambito dell'applicazione dei "certificati bianchi")
- Aiuti alle aziende in base all'esposizione o meno a concorrenti con forniture di energia in aree con prezzi scarsamente correlati ai nostri. Se questa esposizione non c'è rispetto al proprio mercato di riferimento, è ragionevole ipotizzare che i maggiori costi dell'energia possano essere passati a valle senza compromissione dei margini, e il problema è se mai l'effetto sul consumatore finale e sull'inflazione.

5.6.2 Rimozione barriere a demand response passiva (prezzi dinamici)

Il sistema elettrico italiano di retail dell'energia è dotato – per la parte distribuita da Enel Distribuzione e da alcuni altri distributori – di misuratori elettronici in grado non solo di interagire con sistemi beyond the meter di controllo dei carichi, ma anche di ricevere segnali dal DSO incluse riduzioni comandate tempestive di potenza, anche parziali. Queste funzionalità, unite alla disponibilità di tariffe con prezzi dinamici (orari per il

momento, ma presto al quarto d'ora in coerenza con le riforme attese nei mercati a pronti dell'energia) hanno un potenziale per lo sviluppo della demand response passiva (cioè mera reazione ai prezzi) e attiva (cioè su chiamata da parte dei gestori di rete) che al momento non è sfruttato.

5.6.3 Sviluppo di strumenti retail per fornire opzioni di acquisto prosumer a tutti i clienti finali indipendentemente dal fornitore

La crisi del 2022 ha mostrato come la dipendenza dalle fonti fossili sia non solo un problema di livello dei prezzi, ma anche di loro volatilità, ed è pressoché certo che quest'ultima permarrà finché la dipendenza dal gas sarà rilevante. Oggi l'unico modo per un cliente di elettricità di affrancarsi completamente dalla volatilità legata al gas è staccarsi dalla rete dotandosi di fotovoltaico e accumuli. Una soluzione possibile a patto di poter usufruire di una superficie esterna sufficiente, ma che comporta costi elevati che scontano l'inefficienza di non utilizzare la rete esistente.

Il fatto che soluzioni virtuali per affrancarsi completamente dalla componente dei prezzi gas non siano disponibili ai clienti elettrici retail è a nostro avviso un fallimento del mercato. Infatti, a fronte del pagamento dei costi necessari ad approvvigionare energia caratterizzata da soli costi fissi e di capacità di modulazione basata su accumuli e non impianti di picco fossili, dovrebbe essere possibile con strumenti contrattuali anche solo finanziari ottenere il risultato, a fronte della contrattualizzazione da parte del venditore di quote adeguate di PPA all'ingrosso con capacità da fonti rinnovabili.

In questo senso, non solo è ragionevole che le istituzioni riducano i rischi relativi alla stipula di PPA all'ingrosso per energia da fonti rinnovabili, ma anche che i retailer di energia – quand'anche non integrati verticalmente con la generazione – siano messi in grado di coprire le forniture in vendita con quote coperte con PPA all'ingrosso, in modo da offrire tariffe effettivamente svincolate dal costo del gas. Tali offerte richiederebbero:

- Un sistema al dettaglio di distribuzione dei diritti sui PPA contrattualizzati dal banditore nazionale ai retailer di elettricità
- Aggiornamenti alle regole di vendita ai clienti al dettaglio che permettano di introdurre ragionevoli costi di uscita per i clienti che abbiano sottoscritto contratti "prosumer" legati ai costi medi di fonti rinnovabili e non al prezzo spot dell'energia

Nell'ambito delle norme che già oggi in Italia obbligano i venditori di energia a offrire determinate tipologie di struttura tariffaria, è opportuno aggiungere l'opzione di tariffe completamente svincolate dai prezzi spot (legati al gas). Questo a sua volta favorirà l'emergere di strumenti all'ingrosso per coprirne i rischi relativi.

5.6.4 Agibilità fotovoltaico plug and play

L'installazione di fotovoltaico *rooftop* residenziale è molto più *labour intensive* di quella *utility scale* o anche solo in tetti commerciali o industriali. Facilitare soluzioni *plug and play* (per esempio garantendo la permanenza del diritto allo scambio sul posto) anche per potenze relativamente piccole è utile a ridurre l'ingolfamento attualmente in corso nell'installazione di fotovoltaico *rooftop* residenziale.

5.6.5 Politiche di efficienza energetica e di elettrificazione dei consumi

L'efficienza energetica è considerata misura essenziale all'interno del processo di decarbonizzazione per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti tramite una

maggior indipendenza energetica. Gli interventi di efficienza devono essere tra le priorità della politica energetica, e per questo motivo serve una riforma del quadro attuale di supporto che li consolidi e li renda strutturali.

Nel settore industriale è necessario rivedere lo strumento dei Certificati Bianchi, che attraversa una crisi ormai da tempo, indirizzare i fondi del PNRR e REPowerEU per assicurare le risorse necessarie al finanziamento di interventi per l'efficienza.

Nel settore edilizio serve un meccanismo efficace per consolidare l'efficienza energetica nelle abitazioni. L'attuale schema Eco-Super Bonus deve diventare una struttura permanente per accompagnare le ristrutturazioni delle abitazioni in coerenza con i nuovi obiettivi della direttiva UE sull'efficienza energetica (2012/27/UE) e della direttiva EPBD in corso di negoziazione (2010/31/EU così detta "Case Green"). Lo schema di incentivazione va migliorato nei requisiti di efficienza richiesti e deve escludere le tecnologie a gas tra gli interventi ammessi. Se ben costruito, può rappresentare anche una misura per combattere la povertà energetica.

Infine, serve favorire il passaggio della domanda verso il vettore elettrico. La fiscalità e la parafiscalità delle tariffe devono essere riviste in funzione di obiettivi di salvaguardia dei consumatori senza rinunciare agli obiettivi di sicurezza e decarbonizzazione dei sistemi energetici. Il *Decreto Bollette*, approvato dal Consiglio dei Ministri il 28 marzo, si configura come uno strumento di sostegno ai consumi gas, con l'effetto controproducente di rallentare l'elettrificazione degli usi finali (ad esempio il passaggio alle pompe di calore nel riscaldamento domestico) incrementando il già marcato divario di oneri fiscali e parafiscali a favore del gas rispetto al vettore elettrico.

5.6.6 Perequazione oneri tra le bollette di gas ed elettricità

Un processo sostanziale della decarbonizzazione è dato dall'elettrificazione dei consumi finali. Sulla domanda elettrica andrà quindi progressivamente a confluire una parte importante dei consumi energetici del settore dei trasporti e del civile. A oggi, la tariffa elettrica è maggiormente gravata di oneri fiscali e parafiscali rispetto a quella gas, e questo determina una barriera al processo di elettrificazione.

In condizioni ordinarie di mercato, ossia a valori pre-crisi energetica, nel caso di utente domestico sono inclusi nella bolletta elettrica componenti fiscali e parafiscali per 22,9 €/GJ a fronte di 7,7 €/GJ applicati alla bolletta gas. Il risultato è una scarsa penetrazione delle tecnologie elettriche nonostante gli importanti incentivi sia nel settore civile che nei trasporti. Da qui la necessità di rendere la fiscalità, in particolare quella relativa ai prodotti energetici, strumento coerente e virtuoso, rispetto al percorso di integrazione dei sistemi energetici (elettrico, calore e trasporti), per accompagnare famiglie e imprese negli sforzi di decarbonizzazione, efficienza e indipendenza energetica. Inoltre, l'introduzione del meccanismo di ETS 2 (emission trading system) a partire dal 2027 anche sui consumi di calore nel civile e sui trasporti rappresenta un'ulteriore necessità di integrazione della fiscalità con i meccanismi di mercato al fine di non gravare eccessivamente sui consumatori e assicurare la coerenza complessiva della stratificazione di costi.

5.7 Level playing field generazione elettrica

5.7.1 Soluzione agli stranded asset e tutela degli investitori negli asset regolato gas attuali

Oggi le società di gestione delle reti dell'energia hanno un sistema di remunerazione sostanzialmente garantita per gli investimenti inseriti nel perimetro regolato. Questo fa sì che abbiano interesse a massimizzare il valore ricompreso in tale perimetro.

Il risultato è che anche i gestori degli asset destinati a ridimensionarsi con la decarbonizzazione dell'energia e dell'economia hanno invece interesse a continuare gli investimenti come da *business as usual*.

In un contesto di scarsa capacità di Governo e regolatore di svolgere una verifica molto approfondita delle valutazioni tecniche dei gestori di rete riguardo alle alternative tecniche e alla quantificazione delle necessità di sicurezza, per i motivi discussi nel punto 5.9.3, per evitare il rischio di investimenti strutturalmente eccessivi in asset incoerenti con le politiche di decarbonizzazione è necessario modificare l'incentivo alla costruzione di asset climaticamente (ed economicamente, nel momento in cui le politiche del clima saranno rispettate) *stranded*.

Se risolvere il conflitto di interesse menzionato nel punto 5.9.3 va certamente in direzione di una soluzione al problema, potrebbe anche essere necessario prevedere forme di salvaguardia degli investimenti già fatti e non più recuperabili e di migrazione dei capitali ancora disponibili, quand'anche nella disponibilità finanziaria di operatori regolati del settore gas, verso infrastrutture coerenti con un settore elettrico decarbonizzato (come reti elettriche e tecnologie di accomodamento alle rinnovabili su cui siano previsti interventi regolati di sostegno).

5.7.2 Correzione capacity market su incentivo a nuovo gas vs. esistente

Il capacity market italiano non è coerente né con gli obiettivi della riforma della CE, né con gli obiettivi ARERA su cui dovrebbe basarsi la riforma del TIDE, né con le politiche di decarbonizzazione, incluso il PNIEC nella sua prima edizione. Infatti:

- Prevede una partecipazione delle risorse di domanda solo "in negativo", cioè con esclusione di pagamento degli oneri dello stesso capacity market, anziché remunerazione per investimenti in capacità di fornitura di servizi alla rete
- Esclude soggetti che già godono di altri incentivi (come le FER), quand'anche tali incentivi siano concepiti per remunerare esternalità che non c'entrano nulla con i servizi alla rete. (Non c'è alcun motivo, in altri termini, per cui un impianto che non danneggia il clima e l'aria e che è in grado – con le dovute parametrizzazioni – di fornire servizi di capacità affidabili non possa vendere questi ultimi sul capacity market, come le altre fonti)
- Prevede una discriminazione fortissima tra impianti esistenti (remunerazione di durata 1 anno) e nuovi (contratto fino a 15 anni). Questi ultimi, nelle gare svolte fino a ora, hanno ricevuto remunerazioni paragonabili agli interi CAPEX di costruzione del nuovo impianto, il che ha incentivato lo sviluppo di nuove centrali a ciclo combinato a gas destinate ora a esacerbare l'uscita dal mercato di quelle di generazione precedente, solo leggermente meno efficienti ma altrettanto flessibili e già in buona parte ammortizzate. Problema che paradossalmente viene invocato per motivare la necessità di nuove aste di capacity market in un circolo vizioso evidente.

Il capacity market non dev'essere prolungato a norme attuali, bensì sostituito dalle aste di approvvigionamento di capacità di accumulo elettrico e di infrastrutture di demand response.

I contratti in essere, invece, devono essere modificati come segue compatibilmente con forme accettabili di rinegoziazione:

- Introduzione della **partecipazione diretta della Demand Response (DR)** (remunerata direttamente e, in caso di nuova capacità, con contratti della stessa durata di quelli per nuova capacità elettrica).
- Introduzione di **vincolo di emissioni-zero per i nuovi impianti**, o almeno di vincoli coerenti con un trend di riduzione delle emissioni in linea con gli obiettivi al 2030. **Progetti di impianti fossili non ancora costruiti e che hanno già ottenuto un contratto di remunerazione dovrebbero essere convertiti in accumuli.**
- **Eliminazione dell'incompatibilità tra sussidi a fonti rinnovabili e remunerazione dal CM** (si tratta di due valori indipendenti – decarbonizzazione e sicurezza del sistema - entrambi meritevoli di remunerazione di lungo periodo)

5.7.3 Eliminazione regimi impianti essenziali

Gli “impianti essenziali” (perlopiù termici e grande idro) sono oggi remunerati con alcuni meccanismi - differenti tra loro - di rimborso dei costi, caratterizzati (in misura minore o maggiore) da assenza di trasparenza e di assenza di integrazione con il capacity market. Ogni forma di “isola speciale” di regolamentazione di questo tipo va nella direzione opposta a quella della contendibilità e dell'inclusione di tutti i servizi (in particolare di quelli più innovativi e distribuiti).

Il regime degli impianti essenziali va terminato e ricondotto agli altri mercati di approvvigionamento a pronti e a termine di disponibilità di energia e capacità di generazione elettrica.

5.8 Misure command&control di decarbonizzazione del sistema elettrico

5.8.1 Effettiva uscita dal carbone in tutta Italia

L'abbandono del carbone termoelettrico nel 2025 in tutte le regioni italiane non è in discussione e tutti gli atti conseguenti devono prendere questo obiettivo come imprescindibile, a partire dalla pianificazione di Terna. **La sicurezza del sistema elettrico va perseguita tassativamente con strumenti coerenti con le norme e gli obiettivi di transizione energetica.**

5.8.2 Phase-out dell'uso di derivati petroliferi nella generazione elettrica

La chiusura delle centrali termoelettriche a olio non asservite all'uso di sottoprodotti di raffineria dev'essere stabilita nell'ambito degli strumenti normativi quanto quella delle centrali a carbone.

5.8.3 Limiti a uso biomassa specialmente nelle aree più inquinate

L'uso delle biomasse (comprese quelle legnose), anche alla luce delle più recenti evidenze scientifiche, deve essere gestito con grande cautela. Le biomasse sono sempre state considerate una fonte rinnovabile e ad emissioni zero, ma il problema è che la loro neutralità carbonica non è poi così evidente visto non solo il ciclo produttivo

delle stesse ma, soprattutto, il differenziale tra tempi di assorbimento/stoccaggio della CO2 durante i processi di crescita delle piante e i tempi di rilascio in atmosfera connessi ai diversi processi di combustione delle stesse.

Va anche evidenziato come anche negli usi termici delle biomasse (quelli a maggiore efficienza) occorra attenzione dal momento che i livelli di emissioni di sostanze inquinanti (es. PM, COV, ecc.) possono tendere a penalizzare proprio questa tipologia di combustibili, un fatto che deve indirizzare un loro impiego soprattutto nelle zone in cui i piani di qualità dell'aria lo consentono.

Alcuni tipi di bioenergia a basso contenuto di carbonio e a basso impatto avranno un ruolo limitato e mirato nella transizione verso emissioni zero: ci riferiamo soprattutto all'uso di residui agricoli, sia nelle stesse aziende agricole, sia per settori per i quali al momento non sono disponibili alternative, in particolare l'aviazione. Tali residui non devono comunque essere importati dall'estero.

5.8.4 Eliminazione della massimizzazione della produzione elettrica da fossili e biomasse

Nel maggio 2023 è stata riproposta e ampliata la norma che trasforma in impianti essenziali con rimborso a piè di lista dei costi di combustibile le centrali a carbone, prodotti petroliferi, biomasse. Questo avviene mentre gli stoccaggi sono più pieni che in qualunque altro anno precedente nello stesso periodo. **La misura va cancellata visti i suoi danni climatici certi**, e visto che in caso di effettiva scarsità ci pensano i prezzi del gas a rendere competitive le altre centrali fossili, come abbiamo già visto durante la crisi.

5.9 Governance delle reti

5.9.1 Incentivi ai TSO (anche gas)

Terna oggi è incentivata a limitare i costi di acquisto di risorse di bilanciamento nei relativi mercati, mentre un incentivo alla selettività degli investimenti non c'è, se non nel ruolo di ARERA e del Governo nel monitorare il piano biennale di sviluppo, rispetto al quale le capacità delle istituzioni preposte a svolgere un ruolo critico sono da sempre limitate (non solo a livello italiano, si veda la ormai clamorosa contrapposizione tra ENSTO-E e ACER).

Occorre una **ridefinizione degli incentivi economici al TSO che produca una effettiva concorrenza tra soluzioni di investimento nella propria rete e acquisto di servizi di dispacciamento** (eventualmente a termine e con continuità) da terzi.

5.9.2 Gestione delle richieste di connessione da parte del TSO

Se è vero che le richieste di connessione alla rete (oggi attorno ai 350 GW) sono un multiplo della capacità di FER che verrà effettivamente realizzata e che possono portare a fenomeni di apparente ingorgo nella capacità di connessione, è anche vero che **Terna non si sta avvalendo della sua facoltà di attribuire o meno il proprio "benessere tecnico" a tali richieste.**

Una responsabilizzazione del TSO che fornisca anche segnali discriminanti in modo virtuoso rispetto alle richieste di connessione avrebbe un ruolo utile di indirizzo e selezione nella *pipeline* progetti.

5.9.3 Conflitto di interesse

A limitare questa capacità di valutazione di Governi e Autorità indipendenti è la coesistenza in capo al medesimo TSO da un lato dell'incentivo a investire negli asset di rete (anche spiazzando le tecnologie lato domanda), dall'altro delle informazioni tecniche sulla rete necessarie a valutarne dettagliatamente gli aspetti di sicurezza e adeguatezza.

Un esempio per tutti: ai fini delle valutazioni di adeguatezza si prende per acquisito un obiettivo statistico di mancate interruzioni di fornitura (3 ore all'anno nel caso italiano) che verosimilmente è (o sarà presto) superato dall'aumentata capacità della domanda di spostare nel tempo i propri carichi).

Una parte dell'attività di assessment della sicurezza della rete dovrebbe essere trasferita da Terna all'Autorità indipendente (ARERA) per permettere a quest'ultima (anche in supporto al Governo) un effettivo ruolo di controllo.

Ci sono poi risorse di adeguatezza riguardo alle quali Terna contribuisce a determinare le decisioni di quantità e qualità approvvigionate ma riguardo alle quali non ha alcun interesse a essere efficiente o a svolgere un'analisi costi-benefici, come avviene con il capacity market già discusso nel punto 5.7.2.

5.9.4 Coordinamento tra Terna e Snam

Da qualche tempo, i due TSO svolgono insieme la propria analisi sugli scenari. Un'impostazione da cui ci si aspetterebbe un esito che tenga conto del fatto che un'elettrificazione massiccia dei sistemi energetici dovrebbe anche tradursi in una ridotta necessità di sviluppo di reti del gas. Non sembra però questo l'esito, tanto che oggi la politica italiana sta di fatto promuovendo investimenti accelerati sia nella rete elettrica che in quella del gas.

Riteniamo che una **collaborazione Terna-Snam** sia interessante, ma **occorre integrarla e regolarla in modo che miri a concentrare le energie in una direzione coerente e non strabica.**

5.9.5 Garanzia performance operazioni di connessione e soluzione anomalie FER collegate alle reti di distribuzione

In fase di connessione alla rete e in caso di anomalie tecniche della connessione, la disponibilità di un servizio commerciale di assistenza efficace del distributore a cui possa rivolgersi il gestore dell'impianto è fondamentale. Occorre sviluppare sistemi di monitoraggio della qualità e tempestività del servizio tecnico a favore dei gestori degli impianti in modo simile a quanto avviene nei confronti degli utenti dei punti di consumo.



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

Questo documento è stato curato da:

Michele Governatori, Responsabile elettricità e gas –
michele.governatori@eccoclimate.org

Le opinioni riportate nel presente documento sono riferibili esclusivamente ad ECCO Think Tank, autore della ricerca.

Per interviste o maggiori informazioni sull'utilizzo e sulla diffusione dei contenuti presenti in questa analisi, si prega di contattare:

Andrea Ghianda, Head of Communication, ECCO

andrea.ghianda@eccoclimate.org

+39 3396466985

www.eccoclimate.org

Data di pubblicazione: Giugno 2023