ALLEGATO 1

Regione Umbria

Giunta Regionale

DIREZIONE REGIONALE GOVERNO DEL TERRITORIO, AMBIENTE, PROTEZIONE CIVILE

Servizio Energia, Ambiente, Rifiuti

PaUEr:
Il Piano Energetico Ambientale della Regione Umbria
Documento preliminare

Redatto da:
Ing. Gaetano Padula
Ing. Michele Cenci
Dott.ssa Maria Ruggiero
Ing. Stefania Brufani
Ing. Michele Bellezza

INDICE

1 QUADRO REGOLATORIO 5

1.1 Quadro di riferimento a livello europeo 5
1.1.1 Le cinque dimensioni dell'energia 6
1.1.2 Fonti rinnovabili: la Direttiva RED II 7
1.1.3 Il green deal europeo e il pacchetto "Fit for 55" 8
1.1.4 Il Piano REPowerEU e la proposta di RED III 11
1.1.5 L'efficientamento energetico degli edifici 13
1.2 Quadro di riferimento a livello nazionale 18
1.2.1 Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 18
1.3 Il D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199 20
1.3.1 Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) 20
1.3.2 Il Piano per la Transizione Ecologica (PTE) 22

2 LO STATO DI FATTO 26

2.1 Elaborazione dati dei bilanci energetici regionali messi a disposizione da Enea 26
2.2 La SEAR 2014-2020 32
2.3 Gli obiettivi raggiunti: dati GSE. 34
2.4 Quadro complessivo dell'energia elettrica in Umbria: dati statistici Terna 38

3 IL NUOVO PaUEr 49

3.1 Principi 49
3.2 La declinazione umbra delle 5 dimensioni dell'energia 50
3.2.1 dimensione della decarbonizzazione 51
3.2.2 dimensione dell'efficienza energetica 51
3.2.3 Dimensione della sicurezza energetica 52
3.2.4 dimensione del mercato interno dell'energia 53
3.2.5 dimensione della ricerca, innovazione e competitività. 54
3.3 Possibili panorami di produzione 55
3.4 Introduzione ad alcuni strumenti per la pianificazione 59

4 STRUMENTI PER LA PIANIFICAZIONE 61

4.1 Localizzazione degli impianti FER - Inquadramento generale 61
4.2 Aree idonee 65
4.3 Aree non idonee 66
4.4 Comunità Energetiche 68
4.5 Efficienza Energetica 74
4.5.1 Efficientamento energetico degli edifici pubblici: le azioni della Regione Umbria 75

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1: Obiettivi europei al 2030 fissati dal Quadro 2030 per il Clima e l'Energia. 6
Figura 2: Architettura del pacchetto "Fit for 55" – Fonte: Commissione Europea. 10
Figura 3: Misure a medio termine (entro il 2027) previste dal REPowerEU. 11
Figura 4: Roadmap obiettivi europei di decarbonizzazione al 2030 e 2050. 20
Figura 5: La ripartizione delle risorse tra le Missioni del PNRR. 21
Figura 6: Evoluzione del mix energetico per macro-settori 2020 – 2050. Elaborazioni MITE su dati RSE. 24
Figura 7: Consumi finali [ktep] per settore energetico in Umbria. Confronto 2009/2019. Fonte ENEA. 27
Figura 8: Consumi finali per settore in Umbria nel 2009[%]. Fonte ENEA. 27
Figura 9: Consumi finali per settore in Umbria nel 2019[%]. Fonte ENEA. 28
Figura 10: Consumi finali [ktep] per vettore energetico in Umbria. Confronto 2009/2019. Fonte ENEA. 28
Figura 11: Consumi finali per vettore energetico in Umbria nel 2009[%]. Fonte ENEA. 29
Figura 12: Consumi finali per vettore energetico in Umbria nel 2019[%]. Fonte ENEA. 30
Figura 13: Evoluzione dei consumi finali nel settore industriale. Fonte ENEA. 31
Figura 14: Evoluzione dei consumi finali nel settore trasporti. Fonte ENEA. 31
Figura 15: Evoluzione dei consumi finali nel settore civile. Fonte ENEA. 32
Figura 16: Traiettoria del CFL e sua scomposizione in FER e non FER - Dati Decreto Burden Sharing Elaborazione Servizio Energia. 33
Figura 17: Quota dei Consumi Finali Lordi di energia coperta da fonti rinnovabili [%] – Fonte GSE. 35
Figura 18: Copertura della domanda per fonte energetica in Umbria – Fonte TERNA, 2020. 38
Figura 19: Ripartizione della produzione di energia elettrica tra FER e fonti tradizionali [%] in Umbria – Fonte TERNA, 2020. 39
Figura 20: Ripartizione della produzione di energia elettrica tra FER e fonti tradizionali [%] in Italia – Fonte TERNA, 2020. 39
Figura 21: Ripartizione, su base regionale, della produzione di energia elettrica tra FER e fonti tradizionali [%] – Fonte TERNA, 2020. 40
Figura 22: Produzione di energia elettrica per fonte in Umbria. Fonte TERNA, 2020. 40
Figura 23: Produzione di energia elettrica per fonte nella provincia di Perugia. Fonte TERNA, 2020. 41
Figura 24: Produzione di energia elettrica per fonte nella provincia di Terni. Fonte TERNA, 2020. 41
Figura 25: Ripartizione della produzione di energia elettrica per tipologia di FER [GWh] in Umbria – Fonte TERNA, 2020. 41
Figura 26: Copertura dei fabbisogni energetici elettrici tramite FER, per singola regione [%]. Fonte TERNA, 2020. 42
Figura 27: Produzione di energia elettrica da FER – Provincia di Perugia. Fonte TERNA, 2020. 43
Figura 28: Produzione di energia elettrica da FER – Provincia di Terni. Fonte TERNA, 2020. 43
Figura 29: Emissioni di CO_2 per tipologia di combustibile in Umbria. Fonte: Terna, 2020. 44
Figura 30: Confronto tra domanda e produzione di energia elettrica in Umbria. Fonte: TERNA, 2020. 44
Figura 31: Ripartizione consumi energetici per macro- settore [%] in Umbria. Fonte: TERNA, 2020. 45
Figura 32: Ripartizione consumi energetici per macro- settore [%] in Italia. Fonte: TERNA, 2020. 45
Figura 33: Ripartizione consumi energetici per macro - settore e per provincia. Fonte: TERNA, 2020. 45
Figura 34: Consumi elettrici per settore a livello regionale – Fonte TERNA, 2020. 46
Figura 35: Consumi elettrici per settore nella provincia di Perugia. Fonte: TERNA, 2020. 46
Figura 36: Consumi elettrici per settore nella provincia di Perugia. Fonte: TERNA, 2020. 46
Figura 37: Capacità installata negli impianti di generazione- Fonte TERNA, 2020. 47
Figura 38: Capacità installata negli impianti di generazione- Fonte TERNA, 2020. 47
Figura 39: Capacità installata negli impianti di generazione- Fonte TERNA, 2020. 47
Figura 40: Capacità da fonti rinnovabili in Umbria - Fonte TERNA, 2020. 48
Figura 41: Capacità da fonti rinnovabili nella provincia di Perugia - Fonte TERNA, 2020. 48
Figura 42: Capacità da fonti rinnovabili nella provincia di Terni - Fonte TERNA, 2020. 48
Figura 43: Ripartizione percentuale degli edifici per tipologia di destinazioni d'uso. 78
Figura 44: Ripartizione percentuale degli edifici per tipologia di ente pubblico proprietario. 78
Figura 45: Tipologie dei possibili interventi di efficientamento energetico degli edifici. 79

Schede

Scheda A: I Bilanci energetici regionali 2009-2017 83

Scheda B: Aree idonee per gli impianti fotovoltaici ai sensi dell'art. 20 comma 8, lettere c), c-ter) sub.3 e c-quater) del D.Lgs. 199/2021 ..... Tavola A0

Scheda C: Aree idonee per gli impianti eolici ai sensi dell'art. 20 comma 8, lettere c), c-ter) sub.3 e c-quater) del D.Lgs. 199/2021 ..... Tavola A0

1 QUADRO REGOLATORIO

1.1 Quadro di riferimento a livello europeo

Gli Stati europei fin dal 1992, ovvero dalla adozione della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, hanno preso coscienza del problema ambientale fornendo una risposta unitaria.

Ma è solo dal 1997, con la ratifica del Protocollo di Kyoto (primo accordo internazionale che contiene gli impegni dei Paesi industrializzati a ridurre le emissioni di alcuni gas ad effetto serra, responsabili del riscaldamento del pianeta), che l'Unione Europea delinea le strategie politiche a lungo termine per contenere il riscaldamento globale.

La ricerca scientifica, infatti, ha indicato l'urgenza di una trasformazione radicale degli assetti economici, industriali e sociali attuali per scongiurare il pericolo che i cambiamenti climatici in corso e la riduzione della biodiversità compromettano i progressi e i benefici ottenuti finora.

Per tale ragione l'Accordo di Parigi (primo accordo universale e giuridicamente vincolante sui cambiamenti climatici, adottato alla Conferenza di Parigi sul clima (COP21) nel dicembre 2015) ha posto l'ambizioso obiettivo di limitare l'aumento medio della temperatura mondiale a 1,5° C entro fine secolo rispetto ai livelli pre-industriali. Tale valore rappresenta, infatti, il limite massimo oltre il quale l'impatto delle temperature si tradurrebbe in gravi danni per gli abitanti e l'ecosistema del pianeta.

L'Agenda 2030, adottata nel 2015 dai Paesi membri delle Nazioni Unite e intitolata "Trasformare il nostro mondo", prosegue la direzione avviata dall'Accordo di Parigi, orientandosi verso uno sviluppo sostenibile, basato su 17 Obiettivi - principi "rivoluzionari" - dalla portata applicativa complessa, di cui l'Italia ha voluto farsi interprete con l'approvazione della Strategia Nazionale di Sviluppo Sostenibile.

Nel 2018 a livello europeo sono venuti a compimento i lavori per l'aggiornamento al 2030 (Framework 2030) degli obiettivi energetico-climatici previsti per il 2020 (cosiddetto Pacchetto energia-clima 20-20-20). Si sono così stabiliti nuovi ambiziosi obiettivi di efficienza energetica, riduzione delle emissioni di CO2 e diffusione delle fonti rinnovabili. In particolare, il Quadro 2030 per il clima e l'energia comprende obiettivi comuni europei per il periodo dal 2021 al 2030, verso una strategia a lungo termine che porterà a raggiungere l'impatto zero sul clima entro il 2050. Gli obiettivi chiave del Framework 2030, riportati in Figura 1, sono:

- una diminuzione delle emissioni di gas serra del 40% (rispetto al 1990);
- l'aumento al 32% della quota di fonti rinnovabili sul totale;
- il miglioramento dell'efficienza energetica del 32,5 %.

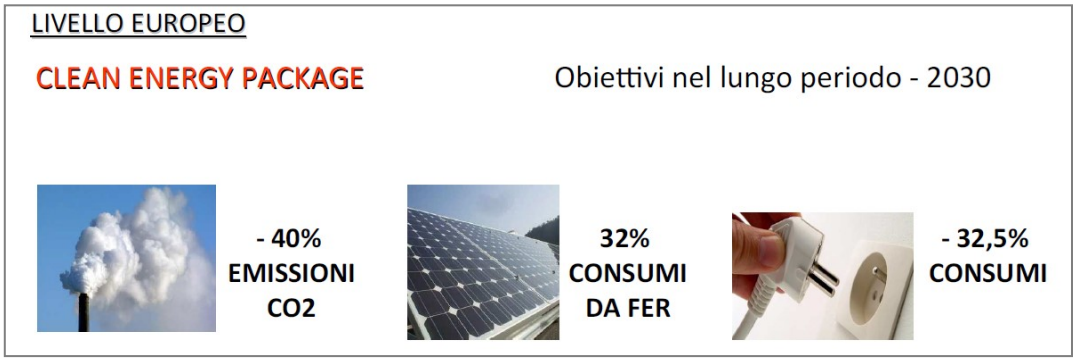

Figura 1: Obiettivi europei al 2030 fissati dal Quadro 2030 per il Clima e l'Energia.

Per la diminuzione delle emissioni di CO_2, l'obiettivo del -40% rispetto al 1990 è articolato in:

- diminuzione del 43% (rispetto al 2005) per i settori rientranti nell'EU ETS;
- diminuzione del 30% (rispetto al 2005) per i settori non ETS (l'obiettivo europeo è stato traslato a livello dei singoli Stati membri in obiettivi singoli; per l'Italia lo sforzo è rappresentato da una diminuzione del 33%).

Un importante esito dei lavori del Framework 2030 è stata l'approvazione del **Regolamento (UE) 2018/1999,** che ha fissato per tutti gli Stati membri l'obbligo di redazione e invio alla Commissione europea di un Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) da aggiornare biennalmente.

1.1.1 Le cinque dimensioni dell'energia

La strategia energetica dell'Unione Europea è stata delineata dalla Commissione Europea nella propria Comunicazione *"Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici",* adottata il 25.02.2015. Nella Comunicazione - COM(2015)80 – la Commissione articola la strategia secondo cinque "dimensioni", strettamente interconnesse e volte a migliorare la sicurezza, la sostenibilità e la competitività dell'approvvigionamento energetico, quali:

1. sicurezza energetica, solidarietà e fiducia;
2. piena integrazione del mercato europeo dell'energia;
3. efficienza energetica per contenere la domanda;
4. decarbonizzazione dell'economia;
5. ricerca, innovazione e competitività.

1.1.2 Fonti rinnovabili: la Direttiva RED II

La Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, nota come RED II, dispone che gli Stati membri provvedano collettivamente a far sì che, entro il 2030, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione sia almeno pari al **32%** e la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti sia almeno pari al 14% del consumo finale in tale settore.

Gli Stati membri devono, ciascuno di loro, fissare i contributi nazionali per conseguire collettivamente l'obiettivo vincolante UE 2030 nell'ambito dei loro Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima - PNIEC.

Funzionali al raggiungimento degli obiettivi 2030, sono le norme – contenute nella Direttiva stessa – che forniscono agli Stati membri i principi e i criteri per disciplinare:

- il sostegno finanziario all'energia elettrica da fonti rinnovabili;
- l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta da tali fonti;
- l'uso di energia da FER nel settore del riscaldamento e raffrescamento e nel settore dei trasporti;
- la cooperazione tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i paesi terzi su progetti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- le garanzie di origine dell'energia da FER, le procedure amministrative improntate a garantire un favor per la produzione da FER e l'informazione e la formazione sulle FER.

La Direttiva fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.

Strumentale alla nuova disciplina è il quadro definitorio, integrato – rispetto alla Direttiva 2009/28/UE – in base alle novità introdotte. Si segnala, in proposito, anche la più dettagliata definizione di energia rinnovabile quale “energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili”, vale a dire energia eolica, solare (solare termico e fotovoltaico) e geotermica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

Gli Stati membri si sono obbligati a recepire la direttiva entro il 30 giugno 2021. La direttiva è entrata in vigore a partire dal 1 luglio 2021 e, a decorrere da tale data, è stata abrogata la precedente Direttiva in materia di promozione dell'uso di fonti rinnovabili (Direttiva 2009/28/UE, come modificata dalla Direttiva 2013/18/UE e dalla Direttiva (UE) 2015/1513).

1.1.3 Il green deal europeo e il pacchetto “Fit for 55”

La Commissione Europea con la Comunicazione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni del 11 dicembre 2019 - COM (2019)640,- ha esplicitato il *green deal per l’Unione Europea e per i suoi concittadini*: un patto per fare dell’Europa il primo continente a impatto climatico zero entro il 2050, dando impulso a una crescita compatibile con un ambiente sano e una popolazione che possa aspirare senza discriminazioni a condizioni di vita più che soddisfacenti.

Il Green Deal europeo riguarda tutti i settori dell'economia, dai trasporti all'energia, dall'agricoltura all'edilizia ai settori industriali, e punta a stimolare l'uso efficiente delle risorse, grazie al passaggio ad un'economia circolare e pulita, arrestare i cambiamenti climatici, mettere fine alla perdita di biodiversità e ridurre l'inquinamento. Tale strategia di crescita mira a trasformare l'UE in una società giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra e in cui la crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse.

Le energie rinnovabili svolgono un ruolo fondamentale nella realizzazione del Green Deal europeo e nel conseguimento della neutralità climatica entro il 2050, dato che il settore energetico contribuisce per oltre il 75% alle emissioni totali di gas a effetto serra nell'Unione. Riducendo tali emissioni di gas serra, le energie rinnovabili contribuiscono anche ad affrontare sfide ambientali come la perdita di biodiversità e l'inquinamento del suolo, dell'acqua e dell'aria, fintantoché l'uso delle stesse fonti energetiche rinnovabili non inasprisce tali sfide. I bassi costi operativi dell'energia rinnovabile e la ridotta esposizione agli shock dei prezzi rispetto ai combustibili fossili, attribuiscono all'energia rinnovabile un ruolo fondamentale per affrontare la povertà energetica.

Il Green Deal europeo si concentra su 3 principi fondamentali per la transizione verso l'energia pulita, che contribuiranno a ridurre le emissioni di gas a effetto serra e a migliorare la qualità della vita dei cittadini europei:

- garantire un approvvigionamento energetico dell'UE sicuro e a prezzi accessibili;
- sviluppare un mercato dell'energia pienamente integrato, interconnesso e digitalizzato;
- dare la priorità all'efficienza energetica, migliorare il rendimento energetico dei nostri edifici e sviluppare un settore energetico basato in larga misura sulle fonti rinnovabili.

I principali obiettivi che la Commissione si è posto a tal fine sono i seguenti:

- ✓ costruire sistemi energetici interconnessi e reti meglio integrate per sostenere le fonti energetiche rinnovabili;

- ✓ promuovere le tecnologie innovative e una infrastruttura energetica moderna;
- ✓ incrementare l'efficienza energetica e promuovere la progettazione ecocompatibile dei prodotti;
- ✓ decarbonizzare il settore del gas e promuovere l'integrazione intelligente tra i settori;
- ✓ responsabilizzare i consumatori e aiutare gli Stati membri ad affrontare la povertà energetica;
- ✓ promuovere gli standards e le tecnologie dell'UE nel campo dell'energia a livello mondiale;
- ✓ sviluppare il pieno potenziale dell'energia eolica offshore dell'Unione.

In particolare, nel settembre 2020 la Commissione europea ha proposto di innalzare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55%[1] rispetto ai livelli del 1990, e il Consiglio europeo a dicembre 2020 ha ratificato tale proposta.

Il Green Deal richiede una revisione profonda delle politiche energetiche e climatiche dell'Unione europea per raggiungere l'obiettivo della diminuzione delle emissioni del 55% invece che del 40%. Tale revisione è contenuta nel pacchetto "**Fit for 55**", anche noto come "**Green Package**", adottato dalla Commissione il 14 luglio 2021.

Il pacchetto prevede una serie di proposte legislative trasversali, comprensive di revisioni di regolamenti o direttive esistenti e nuove proposte, atte a conseguire entro il 2030 gli obiettivi del Green Deal, in particolare un abbattimento delle emissioni di CO_2 del 55% rispetto ai livelli del 1990 e strutturare un percorso delineato che conduca alla carbon neutrality entro il 2050. Secondo le analisi condotte della Commissione stessa, infatti, senza un pacchetto aggiornato di misure l'Europa arriverebbe soltanto a una riduzione delle emissioni del 60% entro il 2050.

Tra le misure approvate figurano (vedere Figura 2 seguente):

- la proposta di revisione della Direttiva sulle fonti rinnovabili (RED III), in cui si punta ad incrementare il contributo delle fonti rinnovabili al mix energetico dal 32% al 40%[2] entro il 2030;
- la revisione della Direttiva sull'Energy Efficiency Directive (EED), che reitera il principio che l'efficienza energetica debba essere la prima priorità e ambisce ad innalzare l'obiettivo un obiettivo dal 32,5% al 36% per il consumo di energia finale e al 39% per il consumo di energia primaria entro il 2030[3].

Il Consiglio europeo ha adottato il 27 giugno 2022 le sue posizioni negoziali (orientamenti generali) sulle suddette proposte legislative ed ha, successivamente, avviato i negoziati con il Parlamento europeo.

Si tratta quindi di una revisione e aggiornamento dell'intero sistema normativo comunitario sull'energia, che avrà profondi riflessi sui sistemi energetici, di cui occorrerà seguire attentamente gli esiti anche in

[1] Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni "Un traguardo climatico 2030 più ambizioso per l'Europa. Investire in un futuro a impatto climatico zero nell'interesse dei cittadini" (COM(2020) 562 final del 17.9.2020).

[2] Articolo 1, paragrafo 2, lettera a), della proposta di modifica della direttiva (UE) 2018/2001, COM(2021) 557 del 14.07.2021.

[3] Rispetto alle proiezioni dello scenario di riferimento 2007, ovvero una riduzione del consumo di energia pari almeno al 9 % nel 2030 rispetto alle proiezioni dello scenario di riferimento 2020.

relazione alle specificità del sistema italiano e tenendo conto degli sforzi verso la decarbonizzazione già compiuti.

Inoltre i nuovi orientamenti comunitari dovranno guidare l'aggiornamento del PNIEC italiano, che già è in corso mediante la predisposizione di scenari che individuano i diversi percorsi e le misure per raggiungere i nuovi target che l'Italia dovrà assumere per il 2030 in materia di riduzione delle emissioni CO_2, aumento di quota rinnovabili, impegni su efficienza energetica e trasformazione dei sistemi energetici verso forme più intelligenti e decentrate.

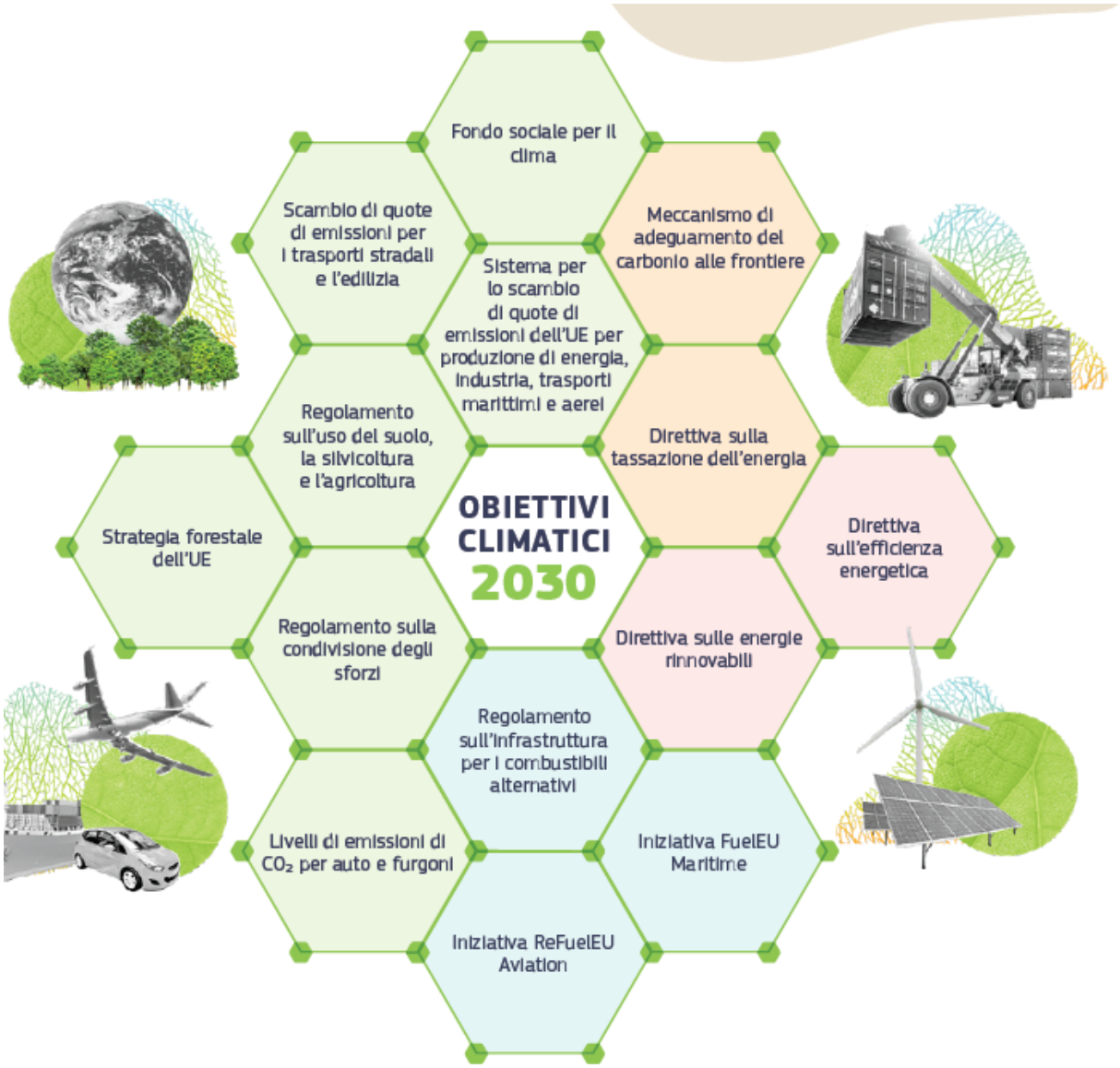

Figura 2: Architettura del pacchetto "Fit for 55" – Fonte: Commissione Europea.

1.1.4 Il Piano REPowerEU e la proposta di RED III

L'attuale realtà geopolitica e del mercato dell'energia impongono una drastica accelerazione della transizione verso l'energia pulita e l'incremento dell'indipendenza energetica dell'Europa, sia da fornitori inaffidabili che da combustibili fossili volatili.

In particolare, per fronteggiare le difficoltà e le perturbazioni del mercato energetico mondiale inaspritesi di recente a causa dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, la Commissione europea il 18 maggio 2022 ha pubblicato un piano denominato "REPowerEU". Gli obiettivi di tale piano (Figura 3) consistono sinteticamente nel:

- risparmiare energia;
- produrre energia pulita;
- diversificare l'approvvigionamento energetico.

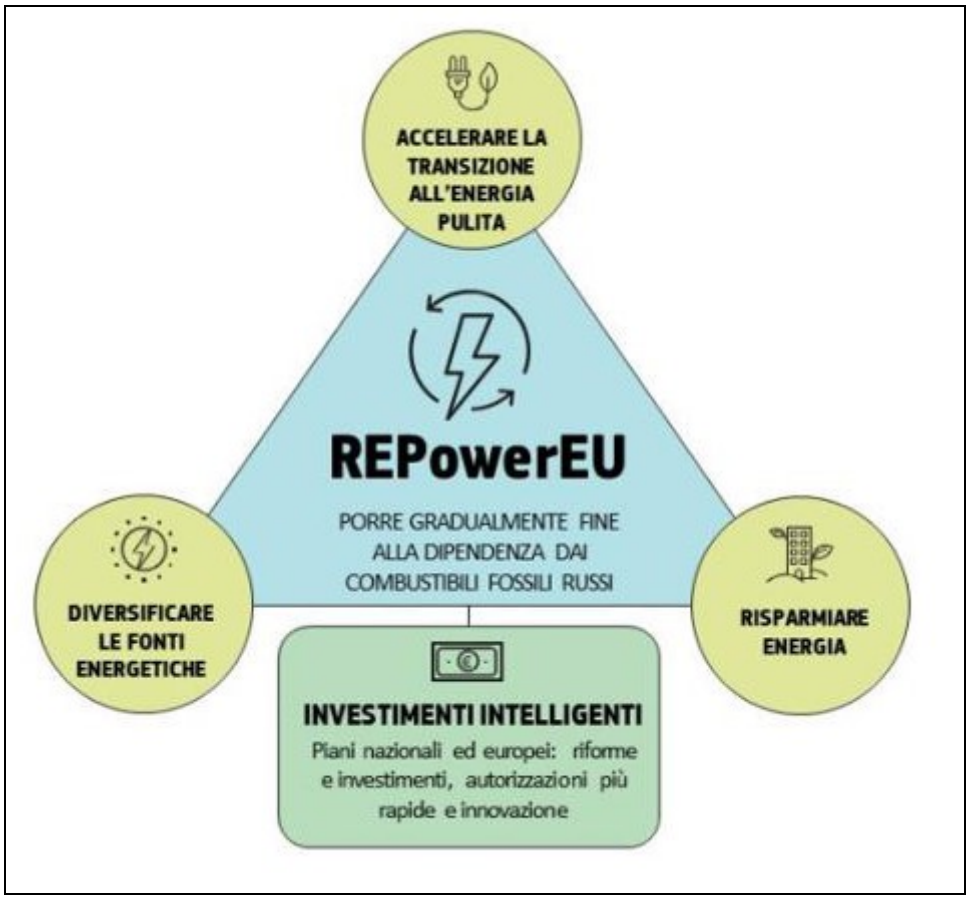

Figura 3: Misure a medio termine (entro il 2027) previste dal REPowerEU.

Il REPowerEU stabilisce una serie di misure per ridurre rapidamente la dipendenza dai combustibili fossili di provenienza russa e accelerare la transizione verde, aumentando al contempo la resilienza del sistema energetico dell'UE. Tra le misure previste nel medio termine figurano:

- nuovi piani REPowerEU nazionali nel quadro del fondo per la ripresa e la resilienza modificato per sostenere investimenti e riforme del valore di 300 miliardi di euro;
- maggiore ambizione in materia di risparmio energetico con l'innalzamento dal 9% al 13% dell'obiettivo dell'UE in materia di efficienza per il 2030 (rispetto allo scenario di riferimento 2020);
- aumento dal 40% al **45%**[4] dell'obiettivo europeo per le energie rinnovabili per il 2030 (ciò porterebbe la capacità complessiva di produzione di energia rinnovabile a 1.236 GW entro il 2030, a fronte dei 1.067 GW previsti nel pacchetto "Fit for 55").

Riguardo alle rinnovabili, in particolare, il REPowerEU prevede che gli Stati membri adottino dei piani che designino ***"zone di riferimento"*** per le energie rinnovabili quali "zone terrestri e marine sufficientemente omogenee in cui la diffusione di uno o più tipi specifici di energia rinnovabile non dovrebbe avere impatti ambientali significativi, tenuto conto delle specificità del territorio prescelto".

Vengono indicate come prioritarie *"le superfici artificiali ed edificate, come i tetti, le infrastrutture di trasporto, i parcheggi, i siti di smaltimento dei rifiuti, i siti industriali, le miniere, i corpi idrici interni artificiali, i laghi o i bacini artificiali e, se del caso, i siti di trattamento delle acque reflue urbane, così come i terreni degradati non utilizzabili per attività agricole"*, escludendo i siti della rete Natura 2000, i parchi e le riserve naturali, le rotte migratorie individuate degli uccelli e altre zone individuate sulla base di mappature delle zone sensibili, anche sotto il profilo florifaunistico, *"ad eccezione delle superfici artificiali ed edificate situate in tali zone, quali tetti, parcheggi o infrastrutture di trasporto".*

Lo scorso 14 settembre 2022 il Parlamento europeo ha approvato la proposta di direttiva che modifica la 2018/2001/UE, di promozione delle fonti rinnovabili, e la proposta che abroga e sostituisce la 2012/27/UE sull'efficienza energetica, assegnando all'UE obiettivi al 2030 ancora più sfidanti e ambiziosi.

In particolare si richiede di incrementare dal 32% al 45% la quota di rinnovabili sul consumo finale lordo di energia. Lo scopo è quello di incrementare l'utilizzo delle FER ed il risparmio energetico.

In questo contesto, il Parlamento affida un ruolo fondamentale agli Stati membri chiamandoli a rimuovere gli ostacoli normativi e amministrativi sugli accordi di compravendita di energia rinnovabile e sulle autorizzazioni.

Nella promozione delle rinnovabili, gli Stati sono anche chiamati a sperimentare la cooperazione con gli altri membri per attuare progetti pilota entro il 2025; entro il 2030 per gli Stati il cui consumo annuo di energia elettrica è superiore a 100 TWh.

Agli Stati si chiede anche di collaborare sulle rinnovabili offshore definendo congiuntamente la quantità di energia prodotta da ciascun bacino marittimo e l'assegnazione di uno spazio adeguato al piano di gestione dello spazio marittimo.

---

[4] COM(2022) 222 del 18.05.2022: Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

Riguardo alla proposta di abrogazione e sostituzione della direttiva 2012/27/Ue sull'efficienza energetica, gli emendamenti puntano soprattutto ad un effettivo miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici ristrutturati e chiedono agli Stati di promuovere il risparmio energetico anche con misure di sostegno alle comunità di energia rinnovabile.

Il percorso di approvazione della direttiva di revisione della direttiva 2018/2011/UE sulle fonti rinnovabili (RED III) non è ancora concluso: risale solo allo scorso ottobre 2022 la presentazione, da parte del Consiglio Europeo, di una serie di emendamenti, tra cui la modifica dell'obiettivo sulle rinnovabili al 2030 dal 45 al 40% e un rallentamento dell'iter semplificato previsto per le autorizzazioni all'installazione di nuova capacità rinnovabile.

1.1.5 L'efficientamento energetico degli edifici

L'efficienza energetica è un ambito d'intervento fondamentale, senza il quale non è possibile decarbonizzare completamente i processi produttivi ed economici della UE. Nel dicembre 2018, con l'adozione del pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei", è stato introdotto un nuovo principale obiettivo di efficienza energetica dell'Unione per il 2030 pari ad almeno il 32,5% (rispetto al consumo di energia nel 2030 secondo le proiezioni)[5].

La legislazione comunitaria in materia di efficienza energetica, con particolare riferimento all'edilizia, è stata concepita per fornire un quadro generale, definendo alcuni obblighi in una serie di direttive e affidandone l'attuazione agli Stati membri. Si riporta di seguito una sintesi dell'excursus normativo e della recente evoluzione.

Energy Performance Directive (EED)

- La direttiva **2012/27/UE** ha stabilito un quadro comune di misure per la promozione dell'efficienza energetica nell'Unione Europea, al fine di garantire il conseguimento dell'obiettivo di miglioramento dell'efficienza energetica del 20% entro il 2020 e gettare le basi per ulteriori obiettivi futuri. Essa ha imposto agli Stati membri di stabilire *"un obiettivo nazionale indicativo di efficienza energetica, basato sul consumo di energia primaria o finale, sul risparmio di energia primaria o finale o sull'intensità energetica"*, oltre che una strategia, a lungo termine, per incentivare gli investimenti nella ristrutturazione degli edifici residenziali e commerciali, pubblici e privati stimolando la concorrenza tra le imprese e la creazione di posti di lavoro nei settori correlati. L'obiettivo dichiarato era quello di

[5] Comunicazione della Commissione, "Un pianeta pulito per tutti. Visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra" (COM(2018)0773 final), nella quale si valuta il ruolo dell'efficienza energetica come condizione sine qua non per tutti gli scenari di decarbonizzazione.

accelerare il raggiungimento degli obiettivi indicati da *Europa 2020*, andando ad incidere soprattutto nel comparto edilizio.

La stessa direttiva ha attribuito agli edifici di proprietà degli enti pubblici un ruolo esemplare: ciascuno Stato Membro, infatti, doveva garantire che ogni anno il 3% della superficie coperta utile totale degli edifici riscaldati e/o raffreddati di proprietà del governo centrale e da esso occupati fosse ristrutturata per rispettare almeno i requisiti minimi di prestazione energetica stabiliti.

- La nuova direttiva sull'efficienza energetica (**2018/2002/UE**) è stata pubblicata nell'ambito del pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" per aggiornare il quadro politico fino al 2030 e oltre. L'elemento chiave della direttiva modificata è un obiettivo primario di efficienza energetica per il 2030 di almeno il 32,5% (fissato rispetto alle proiezioni di modellazione del 2007 per il 2030).
- Il pacchetto "Fit for 55", noto anche come *Green Package*, adottato dalla Commissione il 14 luglio 2021, contiene, tra l'altro, la "*Proposta di direttiva sull'efficienza energetica (rifusione)"*[6], che promuove il principio dell'"***efficienza energetica al primo posto***" e richiede agli Stati membri una riduzione del 39% della energia primaria rispetto al 1990. Tale obiettivo si traduce in un consumo non superiore a 1.023 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtoe) per il 2030. La proposta prevede di raddoppiare gli obblighi di risparmio energetico annuale, in particolare gli Stati membri, a partire dal 2024 fino al 2030, dovranno ridurre annualmente almeno del 1,5% i consumi energetici negli usi finali, rispetto all'attuale livello del 0,8%. Altro elemento chiave della proposta è l'obbligo specifico per il settore pubblico, anche al fine di rafforzarne il ruolo esemplare, di conseguire una riduzione annua del consumo energetico almeno pari al 1,7%. Gli Stati membri, inoltre, devono rinnovare ogni anno almeno il 3% della superficie totale degli edifici di proprietà della pubblica amministrazione (sia centrale che locale). Gli enti pubblici, infine, all'interno degli appalti pubblici di prodotti, servizi e lavori dovranno tener sistematicamente conto dei requisiti di efficienza energetica.
- Il Parlamento europeo ha approvato lo scorso 14.09.2022 la "Proposta di direttiva sull'efficienza energetica (rifusione) - Abrogazione direttiva 2012/27/UE", rafforzando gli obiettivi previsti nella prosota del 14.07.2021 sopra dettagliata. In particolare, gli Stati membri:
  - devono garantire una riduzione del consumo di energia pari almeno al 40% del consumo di energia finale e al 42,5% del consumo di energia primaria nel 2030 rispetto alle proiezioni dello scenario di riferimento 2007, così che nel 2030 il consumo di energia finale dell'Unione non superi 740 Mtep e il suo consumo di energia primaria non superi 960 Mtep[7];

[6] Proposal for a directive of the european parliament and of the council on energy efficiency (recast).

[7] L'obiettivo di efficienza energetica dell'Unione era stato inizialmente fissato e calcolato prendendo come base le proiezioni per il 2030 dello scenario di riferimento 2007. La modifica della metodologia di calcolo dei bilanci energetici di Eurostat e I miglioramenti delle successive proiezioni di modellizzazione hanno reso necessario cambiare l'assunto di base; pertanto il livello di ambizione dell'obiettivo di efficienza energetica dell'Unione per il 2030 è fissato rispetto alle proiezioni per il 2030 dello scenario di riferimento 2020, che tengono conto dei contributi nazionali tratti dai piani nazionali per l'energia e il clima.

- provvedono affinché il consumo complessivo di energia finale degli enti pubblici sia ridotto almeno del 2% l'anno;
- garantiscono che almeno il 3% della superficie coperta utile totale degli edifici riscaldati e/o raffrescati di proprietà degli enti pubblici sia ristrutturato annualmente per trasformarli in edifici a energia quasi zero o edifici a emissioni zero;
- riducono annualmente, a partire dal 2024 fino al 2030, i consumi energetici negli usi finali almeno del 2%.

Energy Performance of Buildings Directive (EPBD)

- La direttiva europea **2002/91/CE** è stata emanata con l'obiettivo di migliorare le prestazioni energetiche del settore civile, causa dei maggiori consumi negli usi finali di energia e delle maggiori emissioni di gas climalteranti a livello europeo e nazionale. Relativamente alla Pubblica Amministrazione, la Direttiva prevedeva che gli Stati membri adottassero le misure necessarie a garantire che negli edifici la cui metratura utile totale superava i 1000 m^2 occupati da autorità pubbliche e da enti fornitori di servizi pubblici fosse affisso in luogo chiaramente visibile per il pubblico un attestato di certificazione energetica risalente a non più di dieci anni prima.

- La direttiva **2010/31/UE**, anche nota come "*EPBD recast*", ha aggiornato i principi relativi al miglioramento della prestazione energetica degli edifici. Tra le varie novità, la EPBD recast ha introdotto un meccanismo di analisi comparativa con il proposito di determinare livelli ottimali di costo da utilizzare come parametro per la formulazione di prescrizioni energetiche in ambito edilizio. Essa ha imposto, infatti, agli Stati Membri che i requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici o delle unità immobiliari fossero definiti in un'ottica di raggiungimento dei livelli ottimali del rapporto costi/benefici. Si prevedeva, inoltre, che gli Stati Membri imponesse a partire dal 2019 che gli edifici di nuova costruzione occupati da enti pubblici e di proprietà di essi fossero "nearly Zero Energy Buildings" (nZEB), ovvero "ad energia quasi zero".

- La direttiva **2018/844/UE**, che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, mira tra l'altro ad accelerare la ristrutturazione economicamente efficiente degli edifici esistenti e integrare le strategie di ristrutturazione del settore edilizia a lungo termine per favorire la mobilitazione di risorse economiche e la realizzazione di edifici a emissioni zero entro il 2050.

Energy Efficiency First

Il principio dell'efficienza energetica al primo posto (*energy efficiency first principle* – di seguito EE1st) è stato introdotto dall'articolo 2, punto 18, del regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'Energia e dell'Azione per il clima, che lo definisce come di seguito:

"efficienza energetica al primo posto: principio che prevede di tenere nella massima considerazione, nelle decisioni di pianificazione energetica, di politica e di investimento, le misure alternative di efficienza energetica efficienti in termini di costi volte a rendere più efficienti la domanda e la fornitura di energia, in particolare per mezzo di risparmi negli usi finali dell'energia efficienti in termini di costi, iniziative di gestione della domanda, e una maggiore efficienza nella conversione, trasmissione e distribuzione di energia, che consentano comunque di conseguire gli obiettivi di tali decisioni".

Il principio EE 1st si propone di considerare l'efficienza energetica come il "primo combustibile" – in sé una vera e propria fonte di energia – nel quale il settore pubblico e privato possono investire prima che in altre fonti di energia più complesse o costose, secondo la logica del "*save before you build*" ("*risparmia prima di costruire*"). Ciò non implica, necessariamente, che l'efficienza energetica sia sempre l'opzione migliore: nelle decisioni in materia energetica è necessario sempre analizzare adeguatamente i costi e i benefici, anche in una prospettiva sociale, per valutare gli impatti delle diverse alternative possibili.

La Commissione europea nel 2021 ha pubblicato una guida[8], rivolta agli Stati membri e alle Autorità nazionali di regolamentazione (per l'Italia l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente - ARERA), in cui riporta una prima serie di orientamenti ed esempi per l'attuazione del principio EE 1st a livello nazionale.

[8] Raccomandazione (UE) 2021/1749 della Commissione del 28 settembre 2021 sull'efficienza energetica al primo posto: dai principi alla pratica — Orientamenti ed esempi per l'attuazione nel processo decisionale del settore energetico e oltre, pubblicata in GU UE L 350 del 4.10.2021.

1.2 Quadro di riferimento a livello nazionale

1.2.1 Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, ha pubblicato nel gennaio 2020 il **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il *Green New Deal* [9] previste nella Legge di Bilancio 2020.

Il Piano individua gli obiettivi nazionali al 2030 e le misure necessarie per il loro raggiungimento sulle cosiddette "cinque dimensioni dell'energia", così come introdotte dalla citata Comunicazione COM(2015)80:

- decarbonizzazione;
- efficienza energetica;
- sicurezza energetica;
- mercato interno dell'energia;
- ricerca innovazione e competitività.

La finalità del PNIEC è realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione. In particolare, il Piano mira a:

- ✓ accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050, e integrando la variabile ambiente nelle altre politiche pubbliche;
- ✓ promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese.

Tra i principali obiettivi fissati, sintetizzati in Tabella 1, il Piano prevede la riduzione dei consumi di energia primaria del 43%, a fronte di un obiettivo UE del 32,5%, e la riduzione dell'emissione dei gas serra del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto da Bruxelles.

[9] Ricollegato al più ampio Green Deal europeo, il Green New Deal italiano è un Piano di investimenti pubblici del valore di oltre 4 miliardi, che prevede misure a favore dell'ambiente e dello sviluppo sostenibile, dall'efficienza energetica al climate change.

Tabella 1: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10%[1]
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Tali obiettivi andranno comunque rivisti in aumento in conseguenza dell'innalzamento del target di riduzione della CO_2 al 2030, rispetto all'originale 40% su cui si era basato il PNIEC. Il programma dei lavori della Commissione europea (Figura 4) prevede infatti una ampia revisione della legislazione in materia di clima ed energia, al fine di allinearla al nuovo obiettivo di ridurre le emissioni di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Il Green Deal Europeo, infatti, si propone di rendere più ambiziosi gli obiettivi dell'UE in materia di clima per il 2030 e il 2050, fissando l'obiettivo della neutralità climatica al 2050 in una legge europea e aumentando l'ambizione dell'obiettivo intermedio al 2030 (-55% di emissioni rispetto al 1990), rivedendo al rialzo le politiche attuali, introducendo un possibile meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere, proponendo una strategia aggiornata sull'adattamento, e una strategia per la riduzione delle emissioni di metano.

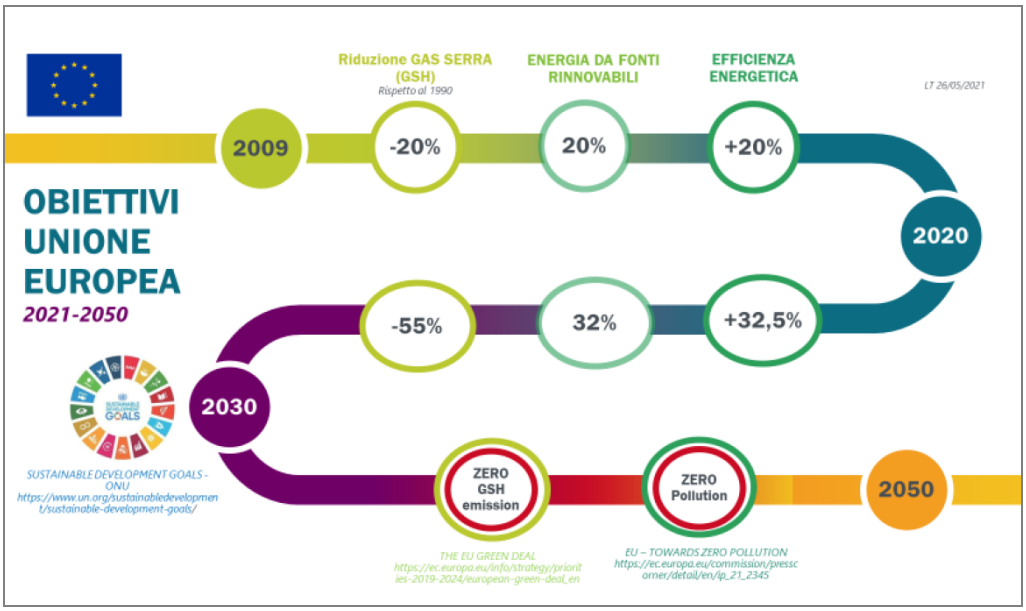

Figura 4: Roadmap obiettivi europei di decarbonizzazione al 2030 e 2050.

1.3 Il D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199

Il **D.Lgs. n. 199/2021** recante *Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*, in vigore dal 15 dicembre 2021, fa proprio nell'ordinamento nazionale l'obiettivo target di riduzione della CO_2 al 55% entro il 2030. Oltre ciò, ribadisce che *l'Italia intende conseguire un obiettivo minimo del 30 percento come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo* (ibidem).

Il decreto dispone che, entro 180 giorni dall'entrata in vigore, tramite uno o più decreti dell' allora Ministro della Transizione Ecologica (oggi Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica) vengano stabiliti principi e criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili, minimizzando l'impatto ambientale e la massima porzione di suolo occupabile dagli impianti (Art. 20).

1.3.1 Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza** (PNRR), che si inserisce all'interno del programma Next Generation EU (NGEU) dell'Unione europea in risposta alla crisi pandemica, è stato presentato a Parlamento e Commissione europea ad aprile 2021 e rappresenta il primo deciso impulso all'avvio di un

processo di transizione ecologica di grande portata, garantendo un volume di investimenti di rilievo assoluto, pari a 222,1 miliardi di euro.

Il PNRR si articola su 6 missioni principali, quali:

1. Digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura;
2. Rivoluzione verde e transizione ecologica;
3. Infrastrutture per una mobilità sostenibile;
4. Istruzione e ricerca;
5. Inclusione e coesione;
6. Salute.

Come stabilito in sede comunitaria, il 37% delle risorse dovrà andare alla lotta al cambiamento climatico e il 20% a temi digitali.

La "Missione 2", denominata "Rivoluzione verde e Transizione Ecologica", si sviluppa su quattro componenti quali:

- C1 – Agricoltura sostenibile ed economia circolare;
- C2 – Transizione energetica e mobilità sostenibile;
- C3 – Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici;
- C4 – Tutela del territorio e della risorsa idrica.

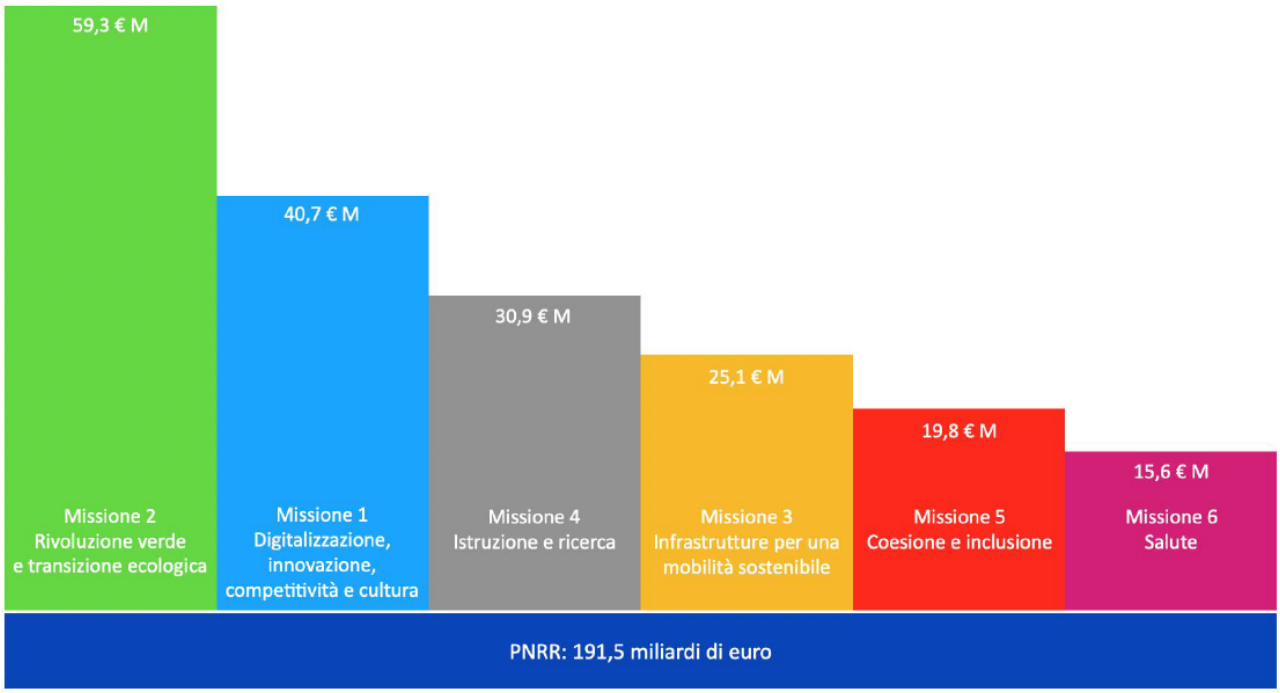

Figura 5: La ripartizione delle risorse tra le Missioni del PNRR.

La componente con la maggior dotazione di fondi è la C2, alla quale sono destinati 23,78 miliardi. Per decarbonizzare progressivamente tutti i settori coinvolti sono previsti investimenti e riforme dei procedimenti autorizzativi finalizzati a un rapido incremento della penetrazione delle energie rinnovabili.
Obiettivo della componente C3 (alla quale sono destinati 15,22 miliardi, che salgono a 21,94 miliardi con il fondo complementare) è rafforzare il risparmio energetico incrementando il livello di efficienza degli edifici, una delle leve più virtuose per la riduzione delle emissioni in un Paese dove il 60% dello stock di immobili ha un'età superiore ai 45 anni, sia nella componente pubblica (scuole, cittadelle giudiziarie), sia negli edifici privati, come già avviato dalla misura conosciuta come *"Superbonus"*.

1.3.2 Il Piano per la Transizione Ecologica (PTE)

In data 15/12/2022 è stato approvato definitivamente il disegno di legge di conversione del decreto-legge n. 173 del 2022 che interviene in materia di riordino delle attribuzioni dei ministeri. Il provvedimento stabilisce le nuove denominazioni e competenze di cinque ministeri tra cui quella del Ministero della transizione ecologica (MITE) modificato in **Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE).**
Il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE), istituito con Decreto Legge n. 22 del 1 marzo 2021 *"Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri"* aggiungeva alle competenze del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare quelle integrative nel settore della politica energetica. La legge istitutiva del MiTE ha previsto, inoltre, la formazione del Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica (CITE), cui viene affidata l'approvazione della proposta del **Piano per la Transizione Ecologica** (PTE), oltre che i percorsi di attuazione e revisione della Strategia Nazionale di Sviluppo Sostenibile. Con la recente modifica l'attuale MASE diviene il principale organismo di riferimento nazionale che disciplinerà le future politiche in ambito energetico.
Il PTE si integra con il PNRR e coordina, completandole con la digitalizzazione e la transizione energetica, le politiche ambientali che porteranno, attraverso un cronoprogramma di misure e di azioni, alla trasformazione del sistema Paese al fine di renderlo capace di centrare gli obiettivi fissati a livello internazionale ed europeo al 2050.
Il PTE prevede di agire su 5 macro-obiettivi condivisi a livello europeo, quali:

- **Neutralità climatica:** portare avanti a tappe forzate il processo di azzeramento delle emissioni di origine antropica di gas a effetto serra fino allo zero netto nel 2050, in particolare attraverso la progressiva uscita dalle fonti fossili e la rapida conversione verso fonti rinnovabili nella produzione di energia, nei trasporti, nei processi industriali, nelle attività economiche, negli usi civili e sollecitando la transizione verso un'agricoltura e una zootecnia sane, rigenerative e circolari secondo la strategia europea "*farm to fork*", "dal produttore al consumatore".

- **Azzeramento dell'inquinamento:** portare l'inquinamento sotto le soglie di attenzione indicate dall'Organizzazione Mondiale della Sanità, verso un sostanziale azzeramento, per beneficiare la salute umana e gli ecosistemi; incentivare la mobilità sostenibile non solo per completare l'opera di decarbonizzazione e disinquinamento delle aree urbane ed extraurbane, ma anche per contrastare la congestione, ridurre la frequenza degli incidenti e promuovere l'attività fisica dei cittadini.
- **Adattamento ai cambiamenti climatici:** rendere operative le diverse misure di adattamento ai cambiamenti climatici che stanno già producendo delle conseguenze sul territorio, sulla biodiversità e sulle diverse attività economiche.
- **Ripristino della biodiversità e degli ecosistemi:** in collegamento con gli obiettivi di mitigazione e adattamento, ci si propone di potenziare il patrimonio di biodiversità nazionale con misure di conservazione (aumento delle aree protette terrestri e marine), e di implementazione di soluzioni basate sulla natura ("nature-based solutions") al fine di riportare a una maggiore naturalità aree urbane, degradate e ambiti fondamentali come I fiumi e le coste.
- **Transizione verso l'economia circolare e la bioeconomia:** passare da un modello economico lineare a un modello circolare, ripensato in funzione di un modello di produzione additiva, in modo da permettere non solo il riciclo e il riuso dei materiali ma anche il disegno di prodotti durevoli, improntando così I consumi al risparmio di materia e prevenendo alla radice la produzione di rifiuti. Eliminare al contempo inefficienze e sprechi e promuovere una gestione circolare delle risorse naturali e degli scarti anche in ambito agricolo e più in generale dei settori della bioeconomia.

All'interno del perimetro dei cinque macro-obiettivi esposti sopra, il PTE si declina in otto ambiti di intervento, ovvero:

- decarbonizzazione
- mobilità sostenibile
- miglioramento della qualità dell'aria
- contrasto al consumo di suolo e al dissesto idrogeologico
- miglioramento delle risorse idriche e delle relative infrastrutture
- ripristino e il rafforzamento della biodiversità
- tutela del mare
- promozione dell'economia circolare, della bioeconomia e dell'agricoltura sostenibile

Relativamente alla ***decarbonizzazione***, la sfida climatica impone l'accelerazione delle misure di mitigazione in modo da ottenere un saldo netto di emissioni pari a zero entro il 2050 e la stabilizzazione del riscaldamento globale a un aumento di 1,5 ÷ 2,0°C, come auspicato dagli accordi di Parigi.

Secondo i nuovi scenari comunitari condivisi a dicembre 2020, questo obiettivo comporta una riduzione delle emissioni di gas serra dei Paesi Ue del 55% entro l'anno 2030 (rispetto al 1990), un livello ben più impegnativo rispetto a quello precedente, fissato a -40%. La revisione del Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), elaborato solo a fine 2019, porta il nuovo obiettivo nazionale di emissioni 2030 intorno a 256 milioni di tonnellate di CO_2 equivalente (rispetto a 418 milioni di tonnellate del 2019).

Per raggiungerlo, il PTE proposto ipotizza uno sforzo ulteriore nelle politiche di risparmio energetico, soprattutto nei settori dei trasporti e dell'edilizia, e un'elettrificazione del sistema dell'energia primaria che, nella prospettiva di decarbonizzazione totale al 2050, dovrà superare il 50%. La generazione di energia elettrica, a sua volta, dovrà dismettere l'uso del carbone entro il 2025 e provenire nel 2030 per il 72% da fonti rinnovabili, fino a sfiorare livelli prossimi al 95-100% nel 2050. In parallelo non si dovrà trascurare il perdurante fenomeno della povertà energetica, che in Italia interessa il 13% delle famiglie, nuclei che per motivi economici e sociali non riescono a riscaldare o raffreddare adeguatamente la propria abitazione.

La rivoluzione del sistema energetico andrà accompagnata da una sostanziale decarbonizzazione del comparto industriale. Nel 2018 le emissioni complessive del settore industriale sono state pari a circa il 21% del totale nazionale, in parte derivanti dall'utilizzo di fonti fossili a fini energetici e in parte derivanti da processi produttivi (circa 40%). Nei settori "*hard to abate – H2A*" (siderurgia vetro, ceramica, cemento, chimica) il principio guida per la riduzione delle emissioni continuerà ad essere quello dell'"*energy efficiency first*", che trova nell'efficienza la prima leva da impiegare per ottenere vantaggi economici e ambientali in termini di riduzione delle emissioni. In Figura 6 sono illustrati gli scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale al 2050, ripartiti per macro settore (civile, industriale, trasporti).

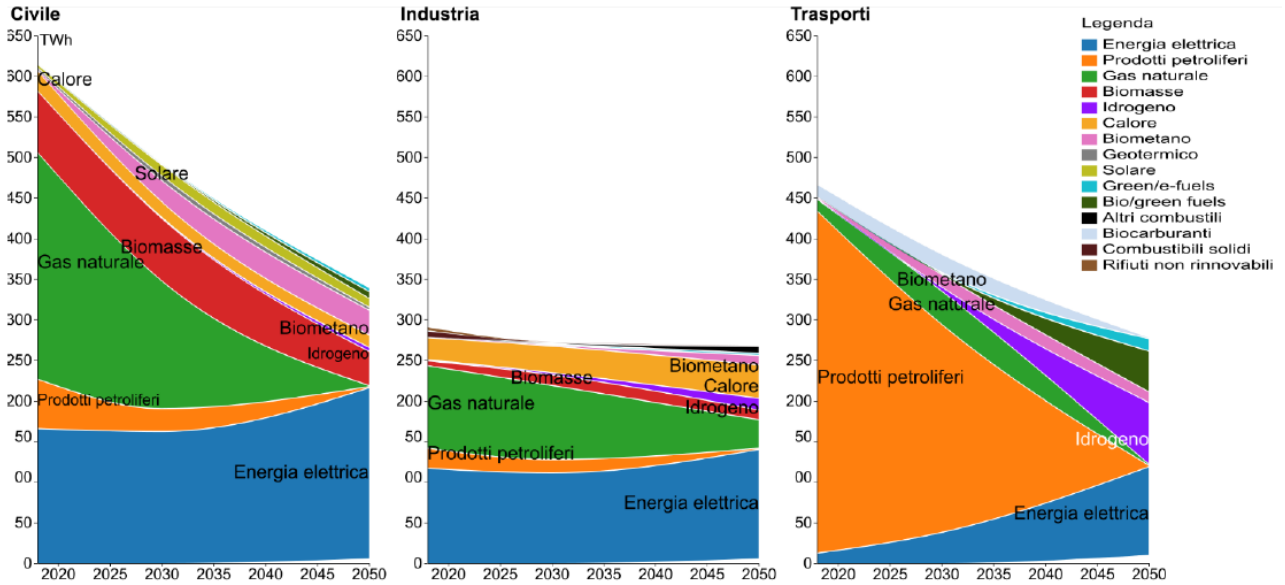

Figura 6: Evoluzione del mix energetico per macro-settori 2020 – 2050. Elaborazioni MITE su dati RSE.

Per il sistema Italia nel suo complesso non si può tuttavia ignorare il nuovo scenario prodotto dalla pandemia e dal rallentamento economico. Secondo i dati Ispra riportati anche in precedenza, tra il 1990 e il 2019 le emissioni di CO_2 si sono ridotte di quasi il 19%, passando da 520 a 418 milioni di tonnellate. Nel 2020 il rallentamento dell'attività economica ha causato una diminuzione delle emissioni tendenziali di gas serra del 9,8%. Una riduzione notevole ma non strutturale e destinata verosimilmente a rientrare, almeno parzialmente, dopo la fine dei confinamenti e la ripresa dell'attività economica.

I primi anni della transizione, dal 2021-22 in avanti, risultano quindi essere quelli più delicati a causa dell'esigenza di conciliare il riavvio a pieno ritmo dell'economia dopo il brusco rallentamento precedente (-8,9% il PIL 2020) con gli obiettivi ambientali da raggiungere. Secondo la Commissione europea il Pil italiano è previsto in aumento del 4,2% e del 4,4% negli anni 2021 e 2022; conseguentemente ne risentirà anche la tendenza delle emissioni.

2 LO STATO DI FATTO

Al fine di elaborare i possibili scenari del nuovo Piano Energetico è necessario disporre di un quadro aggiornato della domanda e dell'offerta energetica presenti sul territorio regionale, sintetizzato all'interno del cosiddetto *Bilancio Energetico Regionale* (BER), strumento in grado di fornire una rappresentazione unitaria e coerente dei flussi energetici (produzione, importazione, esportazione, acquisto, vendita, trasporto, trasformazione, utilizzazione). I dati in esso contenuti, che rappresentano sostanzialmente lo "stato di fatto" del sistema energetico regionale, costituiscono una preziosa baseline di valori di riferimento per la costruzione del Piano.

Nella Scheda A sono riportati i BER 2009-2019, e il paragrafo successivo mostra le prime elaborazioni.

2.1 Elaborazione dati dei bilanci energetici regionali messi a disposizione da Enea

Storicamente, l'ente incaricato della redazione dei bilanci energetici, sia a scala nazionale che regionale, è l'ENEA. I Bilanci energetici regionali quantificano l'energia utilizzata da ciascuna regione, con l'obiettivo di descrivere la situazione energetica in termini di energia in entrata, energia trasformata ed energia consumata. I bilanci, elaborati secondo la metodologia Eurostat, sulla base di dati di fonte ufficiale e di informazioni reperite sul territorio, permettono di delineare l'evoluzione dell'offerta e della domanda di energia. Pertanto, al fine ricostruire il quadro della domanda e dell'offerta energetica in Umbria, è possibile far riferimento alle informazioni fornite da Enea.

I bilanci energetici di sintesi disponibili, per il periodo 2009 – 2019, consentono di evidenziare alcune caratteristiche sul profilo energetico del territorio regionale. In particolare:

- il consumo interno lordo di energia nel territorio si è ridotto del 21,9%;
- i consumi finali per usi energetici nel 2019 hanno subito una contrazione del 12,7% rispetto al 2009, passando dal valore di 2.424 ktep a 2.117 ktep (Figura 7), mentre quelli non energetici si sono ridotti del 40%;
- riguardo al settore di utilizzo dei consumi finali energetici, dai dati della serie storica disponibile (2009 – 2019) si osserva un calo significativo dei consumi per il settore industriale (29%).

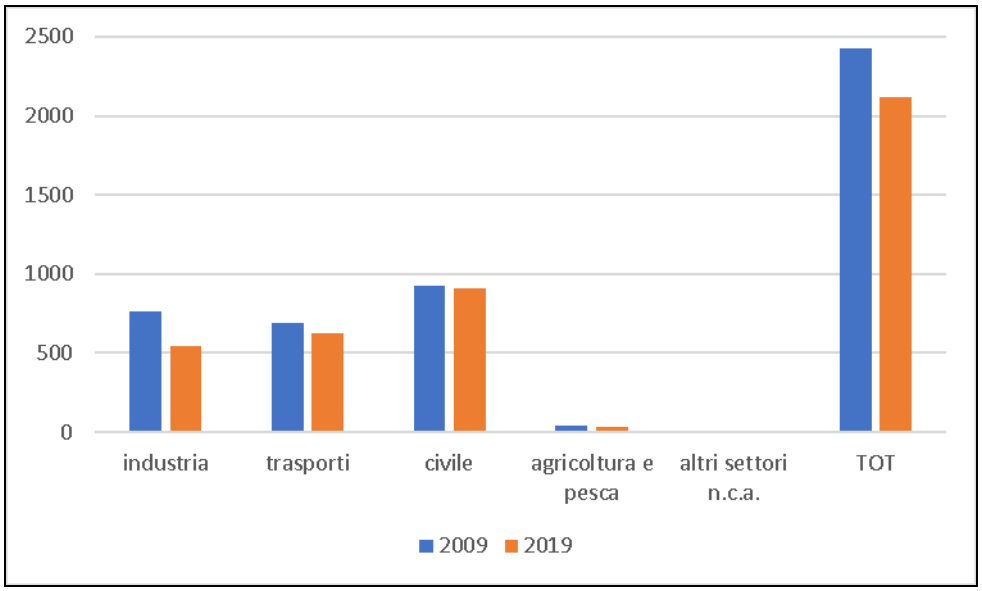

Figura 7: Consumi finali [ktep] per settore energetico in Umbria. Confronto 2009/2019. Fonte ENEA.

In Umbria nel 2019 il 43% (912,7 Ktep) del totale dei consumi finali è assorbita dal solo settore civile (nel 2009, la quota era del 38%). Il settore dei trasporti ha subito un lieve incremente, passando dal 28% al 30% di copertura dei consumi energetici finali. Il settore industriale, invece, a causa della consistente contrazione subita (- 223 ktep), è diventato il terzo settore nei consumi finali (mentre era il secondo nel 2009), con un contributo sul totale pari al 26%. Pressochè costante (+4,3 Ktep) l'andamento dei consumi del Settore meno energivoro, quello agricolo, che, al 2019, ha rappresentato solamente il 2% dei consumi totali (Figura 8 e Figura 9).

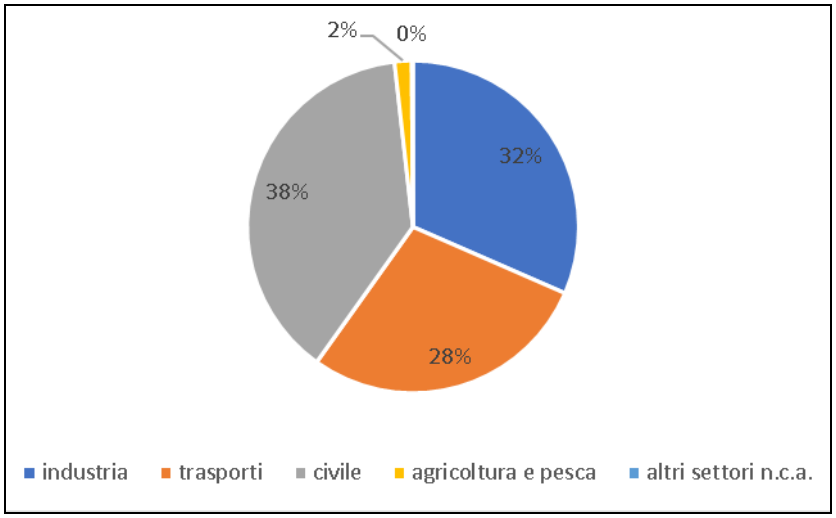

Figura 8: Consumi finali per settore in Umbria nel 2009[%]. Fonte ENEA.

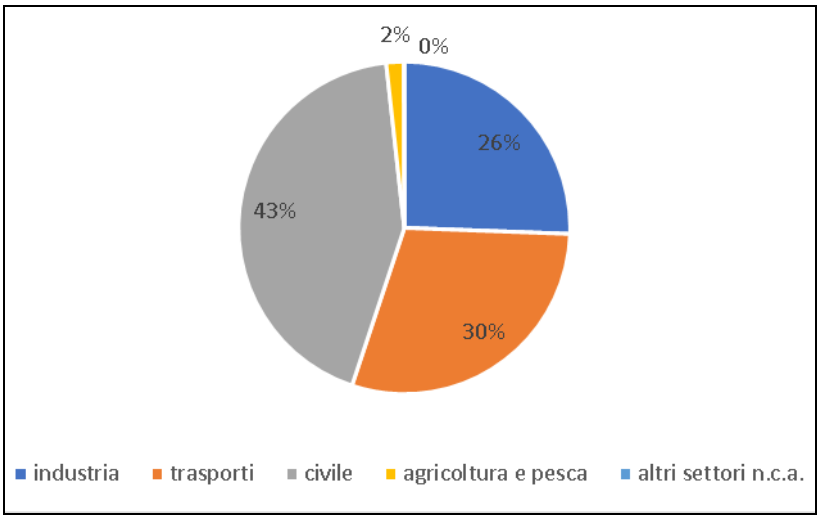

Figura 9: Consumi finali per settore in Umbria nel 2019[%]. Fonte ENEA.

Disaggregando i valori dei consumi energetici finali complessivi per vettore di utilizzo, si osserva che, nell'arco della serie storica analizzata (2009-2019), vi è stata una riduzione abbastanza marcata dei prodotti petroliferi (-271 ktep pari ad un calo percentuale del 28%) e modesta per il gas naturale (8%). Al contempo si rileva un incremento nell'uso dei combustibili solidi e del calore, che però incidono solo marginalmente sul totale dei consumi finali (rispettivamente pari allo 0,1% e 1,9% dei consumi finali energetici totali al 2019), e delle fonti rinnovabili termiche (14%) – le rinnovabili elettriche sono rendicontate all'interno del vettore elettrico (Figura 10).

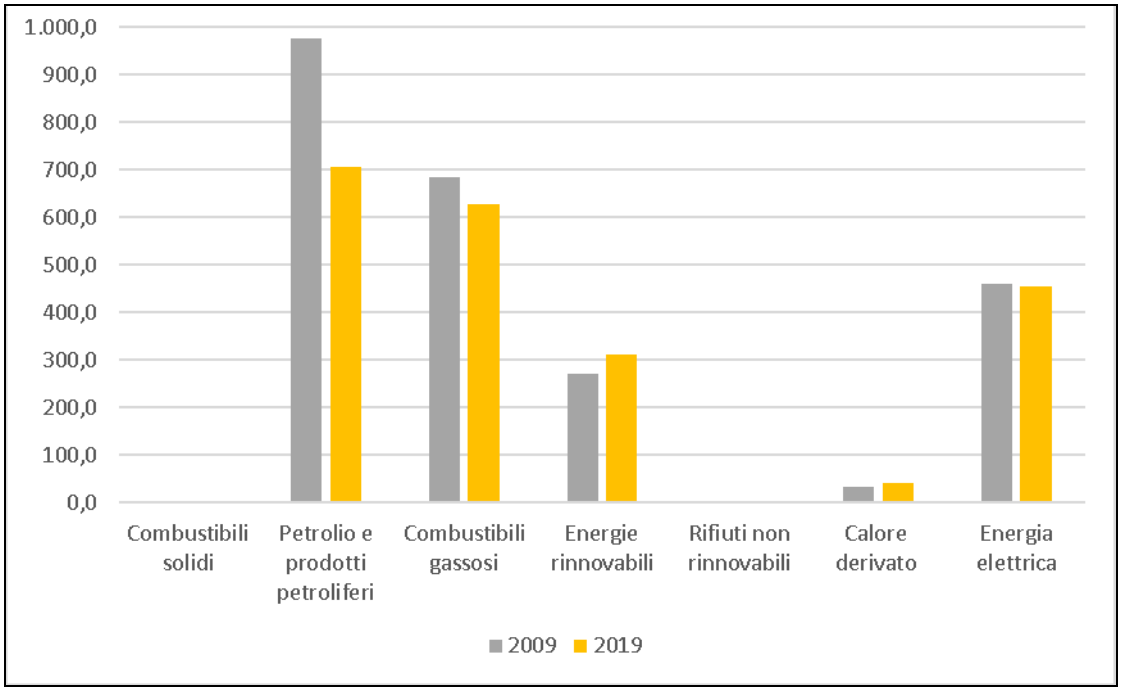

Figura 10: Consumi finali [ktep] per vettore energetico in Umbria. Confronto 2009/2019. Fonte ENEA.

In termini di contributo percentuale sul totale (Figura 11 e Figura 12), i valori dei consumi per vettore energetico rimangono abbastanza stabili: a parte il calo dei prodotti petroliferi, che scendono dal 40% al 2009 al 33% al 2019 dei consumi totali, gas naturale ed energie rinnovabili si mantengono pressochè costanti (+1 punto percentuale per il contributo del gas naturale, che passa dal 28% al 29% e + 3 punti percentuali per le rinnovabili, che raggiungono il 14% del contributo totale rispetto all'11% registrato nel 2009). I prodotti petroliferi rimangono, comunque, il vettore più impiegato. Stabile anche il contributo del vettore elettrico, che rappresenta al 2019 circa un quinto dei consumi totali (21%), analogamente a quanto registrato nel 2009 (19%).

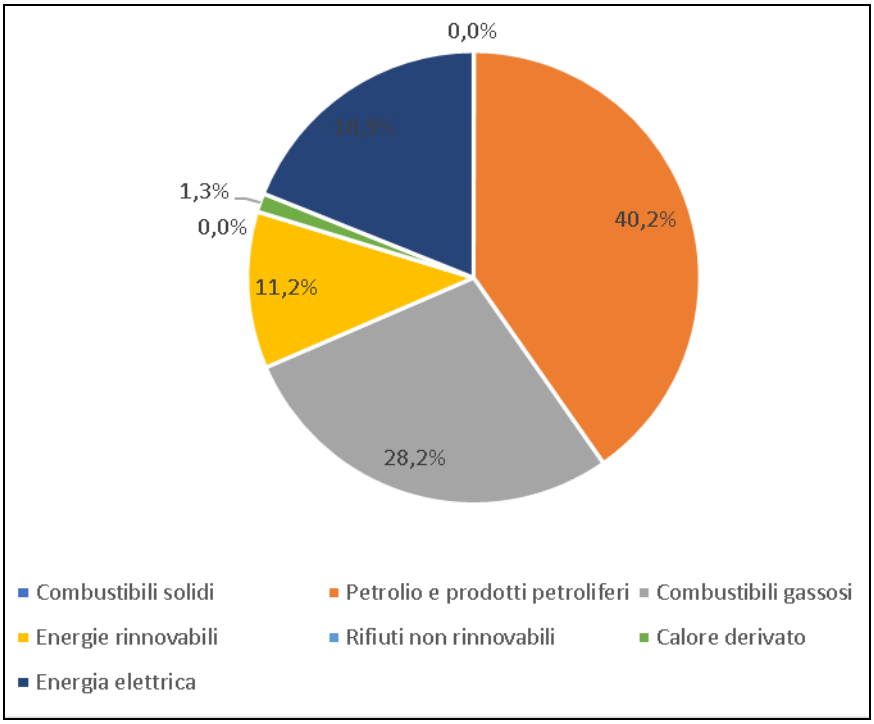

Figura 11: Consumi finali per vettore energetico in Umbria nel 2009[%]. Fonte ENEA.

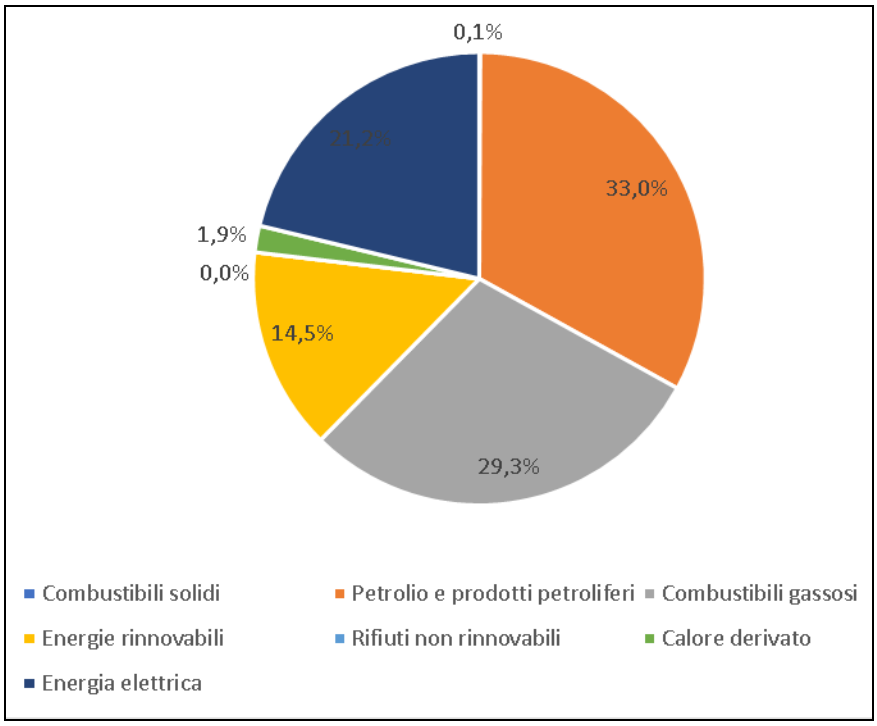

Figura 12: Consumi finali per vettore energetico in Umbria nel 2019[%]. Fonte ENEA.

Nelle Figure 13-seguenti si rappresenta l'andamento temporale (periodo 2009-2019) dei consumi energetici per vettore nei tre principali settori d'attività rilevati nel territorio regionale (industria, trasporti e civile, il quale comprende residenziale e servizi), che rappresentano complessivamente il 98% dei consumi finali al 2019. I grafici mettono in evidenza la variazione percentuale del contributo delle singole fonti energetiche utilizzate.

Nel settore industriale si assiste ad una riduzione di consumo dei prodotti petroliferi (-21,7%), in favore dei consumi elettrici (+11,1%), di gas naturale (+3,8%) e delle rinnovabili termiche (+5,3%). Il vettore elettrico costituisce, da solo, quasi la metà (44,5%) dei consumi complessivi del comparto industriale.

Nel settore dei trasporti, invece, la gran parte dei consumi energetici è associata ai prodotti petroliferi, che rappresentano l'87,8% dei consumi totali al 2019. Si tenga conto, altresì, che all'interno di tale categoria sono inclusi anche i biocombustibili, in quanto miscelati con benzina e gasolio.

Relativamente al settore civile si evidenzia una sostanziale stabilità nell'andamento delle diverse fonti, con un debolissimo decremento del peso percentuale dei prodotti petroliferi (- 1%) e del gas naturale (- 0,7%), a favore del vettore elettrico (+0,3) e delle rinnovabili termiche (+ 0,4%). Nell'ambito civile, comunque, predomina la fonte gas naturale, che rappresenta quasi la metà (47%) dei consumi totali.

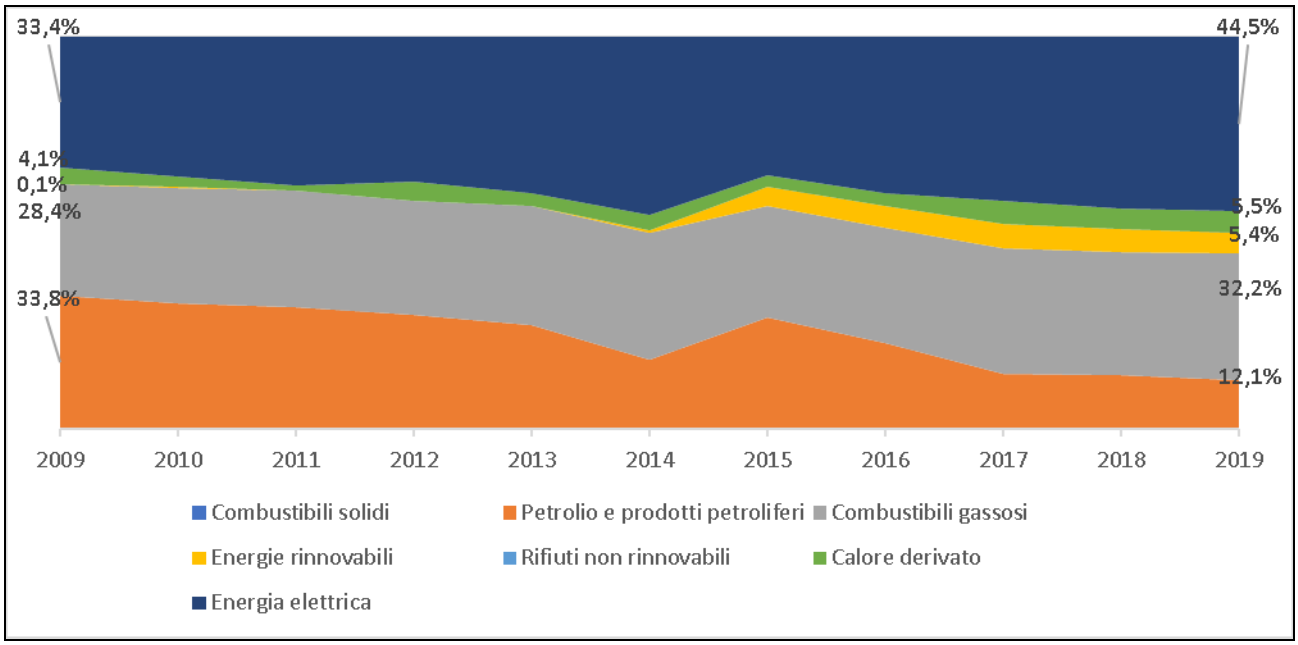

Figura 13: Evoluzione dei consumi finali nel settore industriale. Fonte ENEA.

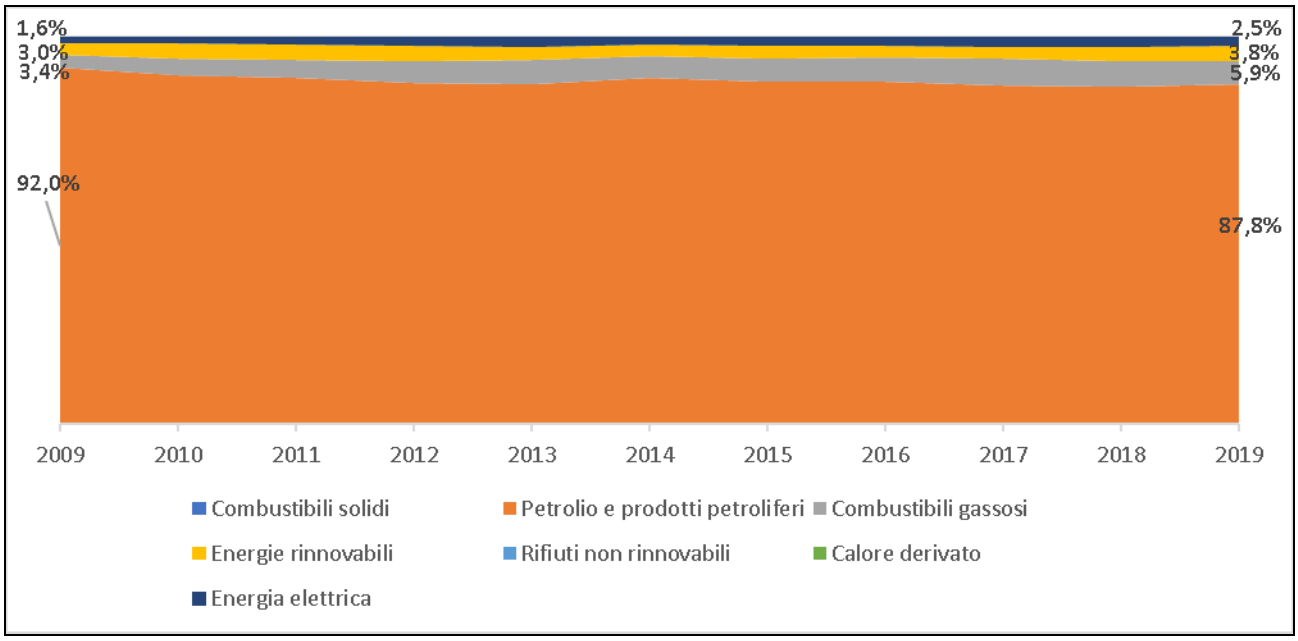

Figura 14: Evoluzione dei consumi finali nel settore trasporti. Fonte ENEA.

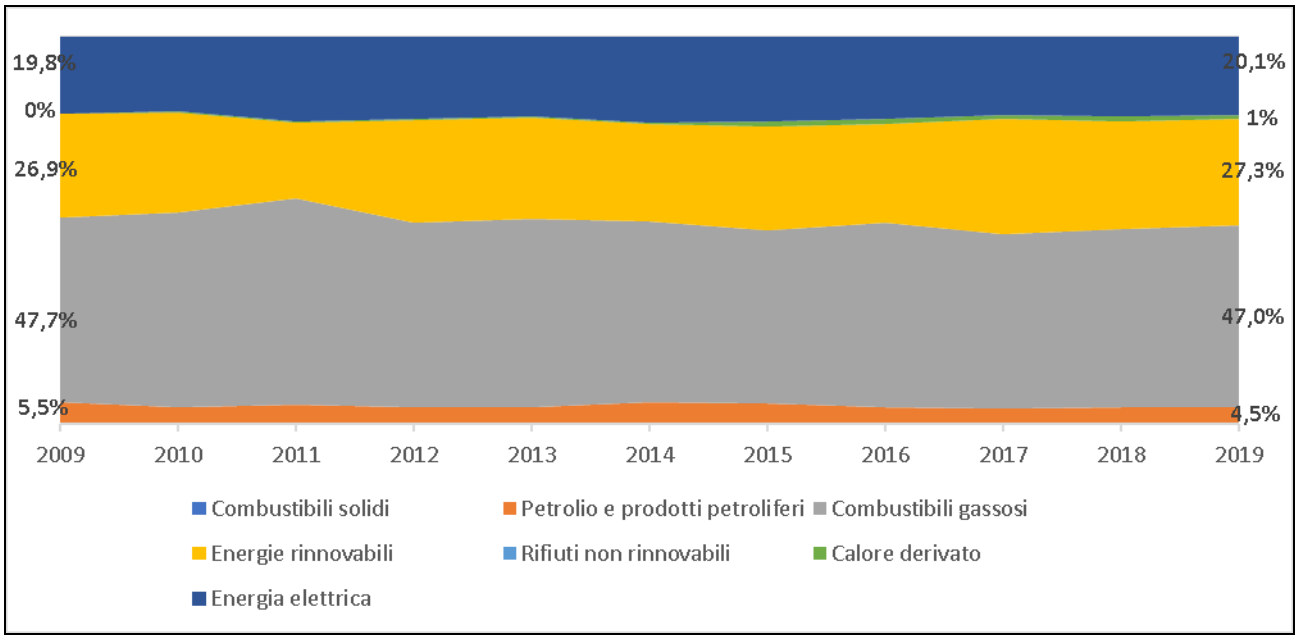

Figura 15: Evoluzione dei consumi finali nel settore civile. Fonte ENEA.

2.2 La SEAR 2014-2020

La **Strategia Energetico Ambientale Regionale 2014 – 2020** (di seguito SEAR), approvata con deliberazione dell'Assemblea Legislativa n. 205/2017, ha posto alla base della sua strategia energetica l'obiettivo programmatico fissato dal Decreto "Burden Sharing"[10], consistente nell'ottenimento del valore percentuale del 13,7% nel rapporto tra consumo di fonti energetiche rinnovabili (FER) e consumi finali lordi (CFL) di energia sul territorio regionale al 2020. A tal fine la SEAR si è prefissata il raggiungimento di 3 obiettivi principali, declinati individuando le diverse priorità d'azione, quali:

1. Incrementare la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili e diminuire il consumo finale, al fine di raggiungere e superare gli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (cosiddetto "20-20-20").
2. Sviluppare la filiera industriale dell'energia, allo scopo di favorire la crescita economica sostenibile dell'intera Regione
3. Migliorare la governance del sistema.

[10] Decreto Ministeriale 15 marzo 2012, con il quale è stata data attuazione a quanto previsto dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 che attua la direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. In particolare l'art. 37, comma 6 del d.m. "Burden Sharing" prevede che, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, siano definiti e quantificati gli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili in attuazione dell'articolo 2, comma 167, della legge n. 244 del 2007 e successive modificazioni, nonché definite le modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome, in coerenza con quanto previsto dal medesimo articolo 2, comma 170, della legge n. 244 del 2007.

Nell'ambito della SEAR sono stati analizzati i dati di cui all'allegato 1 al Decreto burden sharing ed è stato elaborato il grafico di Figura 16, che mostra sia l'andamento del CFL che la sua composizione suddivisa in fonti energetiche rinnovabili e non rinnovabili.

L'allegato 1 nella traiettoria del CFL prevede una riduzione rilevante – 93 ktep pari al 3,6% – di fabbisogno energetico tra l'anno iniziale di riferimento e il 2012, per poi stabilizzarsi e crescere costantemente di 4 ktep a biennio. Per il 2020 si prevedeva un valore di CFL al 2020 pari a 2593 ktep.

Si evidenzia come le stime nazionali hanno ipotizzato una crescita sostanziale delle FER (elettriche e termiche), fino a raggiungere la quota di 355 ktep al 2020.

Va ricordato che le previsioni contenute nel decreto non erano vincolanti per la Regione, che era tenuta a rispettare esclusivamente il valore percentuale complessivo pari al 13,7% al 2020, in modo da poter compensare eventuali ridotti incrementi nello sviluppo di una fonte rinnovabile con superiori incrementi di altre fonti (azioni sul numeratore), ovvero con un maggiore risparmio energetico (azioni sul denominatore).

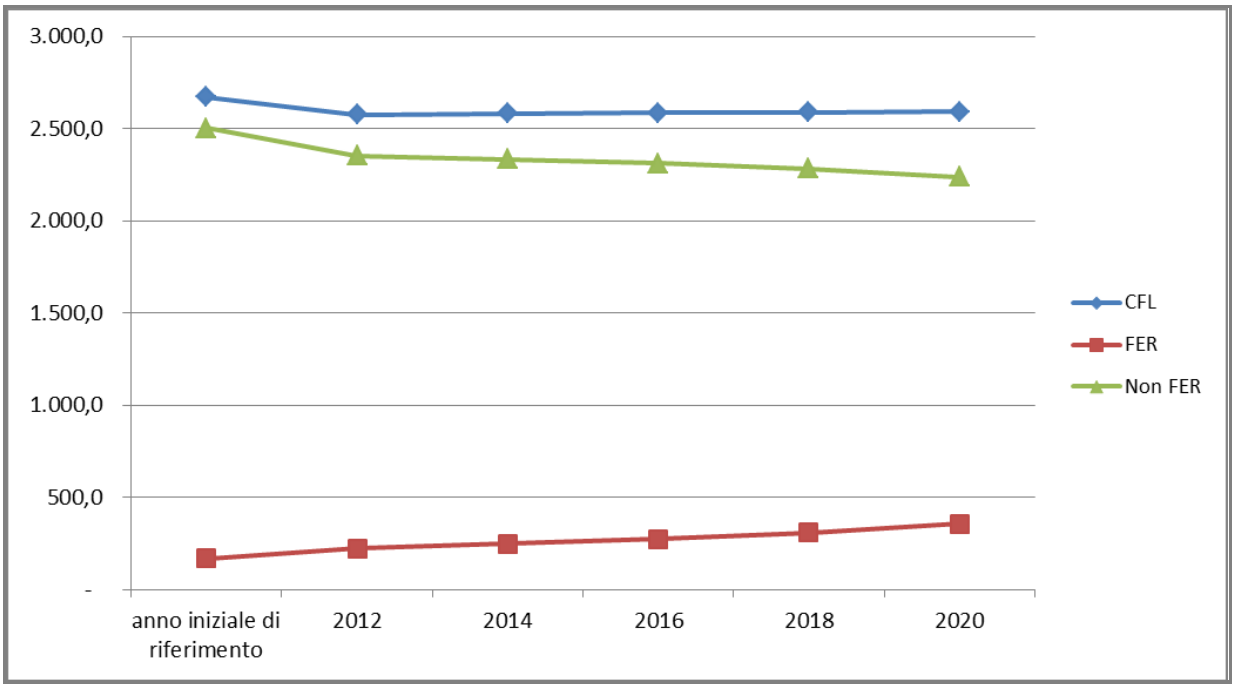

Figura 16: Traiettoria del CFL e sua scomposizione in FER e non FER - Dati Decreto Burden Sharing Elaborazione Servizio Energia.

In Tabella 2 sono riproposte le traiettorie, opportunamente interpolate, tracciate dallo Stato per la Regione Umbria nel Decreto Burden Sharing: come appare evidente, lo Stato ha ipotizzato al 2020 una produzione da FER elettriche (FER-E) pari a 183,2 ktep.

	CFL	FER-E	FER-C
anno iniziale di riferimento	2670	134	33
2009	*2639*	*137,28*	*48,39*
2010	*2608*	*140,56*	*63,77*
2011	*2577*	*143,84*	*79,16*
2012	2577	143,84	79,16
2013	*2579*	*148,76*	*85,74*
2014	2581	153,68	92,32
2015	*2583*	*158,6*	*100,9*
2016	2585	163,52	109,48
2017	*2587*	*168,44*	*122,06*
2018	2589	173,36	134,64
2019	*2591*	*178,28*	*153,37*
2020	2593	183,2	172,1

Tabella 2: Decreto Burden Sharing - traiettorie per l'Umbria del CFL e delle FER (ktep).

2.3 Gli obiettivi raggiunti: dati GSE.

Il Decreto 11 maggio 2015 ha assegnato al GSE il compito di monitorare annualmente il grado di raggiungimento degli obiettivi fissati dal D.M. Burden sharing. La metodologia di monitoraggio, approvata dallo stesso decreto, prevede l'utilizzo dei dati relativi alle fonti rinnovabili rilevati dallo stesso GSE[11] (che per il comparto elettrico e per gli impianti cogenerativi fa riferimento a sua volta a dati TERNA) e dei dati relativi alle fonti fossili elaborati da ENEA (a partire dai dati prodotti a livello nazionale dal MiSE e dal MiTE).

Ad oggi, dai dati elaborati dal GSE, aggiornati al 2020 (Figura 17 e Tabella 3) risulta che il fabbisogno energetico, pressoché stabile almeno negli ultimi 7 anni, è pari a 2.032 ktep ed è coperto da fonti rinnovabili per il 23,8% (484 ktep). L'obiettivo sfidante fissato dallo Stato per la Regione Umbria (355 ktep ovvero 13,7% al 2020) è stato, quindi, non solo raggiunto, ma anche abbondantemente superato, superando anche l'obiettivo minimo fissato dalla SEAR 2014 – 2020, pari al 20%.
Rispetto all'obiettivo di cui al citato D.Lgs. 199/2021, art. 3 comma 1 che stabilisce di conseguire un obiettivo minimo del 30% come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, nell'ipotesi cautelativa di assenza di una ulteriore ripartizione tra le regioni dell'obiettivo, nonché della invarianza dello stesso, la distanza attuale rispetto all'obiettivo risulta quindi pari a circa **6 punti percentuali**.

[11] L'articolo 6, comma 4, del Decreto 11/05/2015 del Ministero dello Sviluppo economico attribuisce al GSE il compito di mettere a disposizione delle Regioni i "*Dati che concorrono alla verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili*".

Figura 17: Quota dei Consumi Finali Lordi di energia coperta da fonti rinnovabili [%] – Fonte GSE.

Tabella 3: Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili – Fonte GSE.

	CFL FER (ktep)		CFL (ktep)		CFL FER / CFL (%)	
	Dato rilevato	Obiettivo	Dato rilevato	Obiettivo	Dato rilevato	Obiettivo
2012	446	223	2.266	2.577	19,7%	8,7%
2013	461		2.220		20,8%	
2014	443	246	2.104	2.581	21,0%	9,5%
2015	505		2.222		22,7%	
2016	504	273	2.151	2.585	23,4%	10,6%
2017	536		2.126		25,2%	
2018	504	308	2.131	2.589	23,7%	11,9%
2019	496		2.150		23,1%	
2020	484	355	2.032	2.593	23,8%	13,7%

In Tabella 4 sono sintetizzati i dati GSE relativi ai Consumi Finali Lordi di energia da fonti rinnovabili e totali [ktep] nel periodo 2012 – 2020.

Tabella 4: Consumi Finali Lordi di energia da fonti rinnovabili e totali [ktep]. – Fonte GSE.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (*escluso il settore Trasporti*)	**446**	**461**	**443**	**505**	**504**	**536**	**504**	**496**	**484**
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)	**167**	**183**	**190**	**193**	**190**	**200**	**198**	**201**	**197**
Idraulica (normalizzata)	122	125	125	124	124	128	132	133	128
Eolica (normalizzata)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solare	41	45	45	48	45	50	45	48	48
Geotermica	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse solide	0	6	8	8	8	8	8	8	7
Biogas	4	7	9	9	10	10	8	8	9
Bioliquidi sostenibili	0	1	2	3	3	4	4	4	5
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	**278**	**276**	**251**	**304**	**304**	**327**	**298**	**286**	**278**
Energia geotermica	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia solare termica	3	2	2	2	3	3	3	3	3
Frazione biodegradabile dei rifiuti	1	1	1	1	11	16	17	16	15
Energia da biomasse solide nel settore residenziale	241	238	210	233	234	252	225	217	222
Energia da biomasse solide nel settore non residenziale	0	0	2	32	21	19	17	16	4
Energia da bioliquidi	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia da biogas e biometano immesso in rete	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Energia rinnovabile da pompe di calore	33	34	35	35	36	36	35	34	34
Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)	**1**	**2**	**2**	**8**	**9**	**8**	**9**	**8**	**8**
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA	**2.266**	**2.220**	**2.104**	**2.222**	**2.151**	**2.126**	**2.131**	**2.150**	**2.032**
Consumi finali di energia da FER (settore termico)	**278**	**276**	**251**	**304**	**304**	**327**	**298**	**286**	**278**
Consumi finali lordi di calore derivato	**33**	**22**	**22**	**31**	**33**	**41**	**41**	**41**	**27**
Consumi finali lordi di energia elettrica	**507**	**499**	**468**	**477**	**475**	**475**	**482**	**482**	**451**
Consumi finali della frazione non biodegradabile dei rifiuti	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Consumi finali di prodotti petroliferi	**785**	**759**	**774**	**792**	**736**	**666**	**684**	**712**	**669**
Olio combustibile	4	7	6	7	5	3	3	2	2
Gasolio	404	392	465	432	442	420	439	461	439
GPL	65	71	74	73	70	65	67	68	59
Benzine	135	139	154	113	110	114	113	124	104
Coke di petrolio	171	145	70	160	103	56	55	51	62
Distillati leggeri	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carboturbo	5	5	5	6	6	7	7	6	4
Gas di raffineria	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumi finali di carbone e prodotti derivati	**1**	**1**	**1**	**0**	**0**	**2**	**2**	**2**	**2**
Carbone	1	0	0	0	0	2	2	2	2
Lignite	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coke da cokeria	0	1	1	0	0	0	0	0	0
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da altoforno	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumi finali di gas	**663**	**662**	**588**	**618**	**604**	**615**	**624**	**627**	**605**
Gas naturale	663	662	588	618	604	615	624	627	605
Altri gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0

La quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili al 2020 (23,8%) è superiore al dato nazionale (19,1%), come si evince dai dati riportati in Tabella 5. In tale tabella è riportato anche un parametro che può essere definito quale "grado di raggiungimento" del burden sharing a livello regionale.

Tale parametro è valutato come il rapporto tra la differenza tra il dato rilevato nel 2020 e la previsione del decreto burden sharing, e la previsione del burden sharing stessa. In estrema sintesi, tale valore adimensionale è tanto maggiore, quanto maggiore è il superamento dell'obiettivo target e da una misura omogenea e confrontabile tra le diverse regioni.

L'Italia, nel suo complesso, ha superato l'obiettivo nazionale fissato per il 2020 (14,3%) di quasi 5 punti percentuali. L'Umbria risulta tra le regioni che non solo hanno raggiunto prima e superato il target previsto, ma anche risulta avere una performance di superamento dell'obiettivo assolutamente di rilievo, quarta in una scala di confronto nazionale.

Solamente la Valle d'Aosta, la Provincia autonoma di Bolzano e il Veneto – regioni caratterizzate da notevoli portate d'acqua e salti geodetici, quindi con una componente idroelettrica assolutamente di rilievo e prevalente – risultano avere un grado di raggiungimento del target superiore all'Umbria, Regione che con il 74% presenta un dato di assoluto rilievo.

Tabella 5: Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da rinnovabili [%]:dato nazionale e regionale. Fonte GSE.

	Dato 2020 rilevato (Consumi finali lordi di energia da FER/ Consumi finali lordi di energia)	**Previsione DM 11.03.2012 (decreto *burden sharing*) per il 2020**	**Grado di superamento del target**
ITALIA	**19,1%**	**14,3%**	**34%**
Piemonte	20,6%	15,1%	37%
Valle d'Aosta	105,4%	52,1%	102%
Lombardia	15,1%	11,3%	34%
Liguria	7,9%	14,1%	-44%
Provincia di Trento	47,2%	35,5%	33%
Provincia di Bolzano	67,9%	36,5%	86%
Veneto	18,7%	10,3%	82%
Friuli Venezia Giulia	21,8%	12,7%	71%
Emilia Romagna	12%	8,9%	35%
Toscana	18,4%	16,5%	11%
Umbria	**23,8%**	**13,7%**	**74%**
Marche	19,1%	15,4%	24%
Lazio	11,2%	11,9%	-6%
Abruzzo	28%	19,1%	47%
Molise	39,6%	35,0%	13%
Campania	19,8%	16,7%	19%
Puglia	19,2%	14,2%	35%
Basilicata	52,1%	33,1%	57%
Calabria	42,8%	27,1%	58%
Sicilia	13,8%	15,9%	-13%
Sardegna	27,3%	17,8%	54%

2.4 Quadro complessivo dell'energia elettrica in Umbria: dati statistici Terna.

La pubblicazione[12] elaborata da TERNA in merito ai dati statistici sull'energia elettrica, riferiti all'Umbria per l'annualità 2020, fornisce il quadro complessivo dell'energia elettrica sul territorio regionale, presentando:

- ✓ il bilancio elettrico regionale (che mostra come la domanda elettrica viene coperta da produzione regionale e saldo import/export);
- ✓ l'analisi della generazione regionale e provinciale per fonti energetiche primarie, per tipologia (rinnovabile e tradizionale) e in relazione ai combustibili utilizzati;
- ✓ i consumi energetici, regionali e provinciali, per macro - settore;
- ✓ le potenze installate per ogni fonte di energia, con evidenza del rinnovabile con dettaglio provinciale.

Dall'analisi dei dati elaborati, risulta in estrema sintesi che:

- il **fabbisogno energetico elettrico** si è attestato a 5.215,6 GWh (pari a circa 450 ktep). È opportuno sottolineare come tale situazione sia destinata a modificarsi in quanto la penetrazione elettrica è in crescita. Tra le varie cause, la cosiddetta "evoluzione" della mobilità elettrica costituirà sicuramente una forzante in tale modifica.

In Figura 18 è rappresentata la copertura del fabbisogno distinta per fonte energetica: il termoelettrico tradizionale soddisfa il 36,2% della domanda (1.374,6 GWh), seguito da idrico (22,5%), fotovoltaico (10,6%) e bioenergie (4,2%).

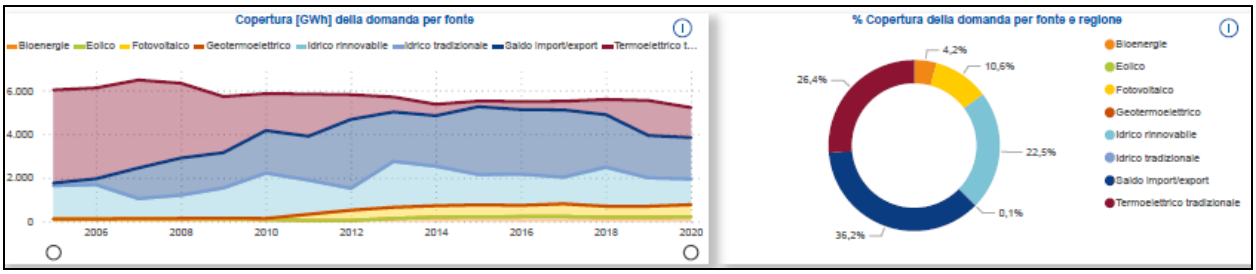

Figura 18: Copertura della domanda per fonte energetica in Umbria – Fonte TERNA, 2020.

- La **produzione di energia elettrica** a livello regionale è pari a 3.107,9 GWh e deriva per il 63% da FER e per il restante 37% da termoelettrico tradizionale (vedasi Fig. 19). Tale dato risulta notevolmente superiore alla media nazionale, che si attesta sul 36% (Fig. 20), e anche alla quasi totalità delle altre regioni italiane, come visibile dal grafico di Fig. 21 (l'Umbria è "superata" solo dalla Basilicata – caratterizzata da significativa produzione di energia elettrica da eolico, dalle

[12] "Dati Statistici sull'Energia Elettrica in Italia – Anno 2020" consultabile sul sito di Terna S.p.A., www.terna.it.

Marche – che presenta una consistente installazione di impianti fotovoltaici, dal Trentino Alto Adige, Valle d'Aosta e Veneto – in cui è preminente la risorsa idrica).

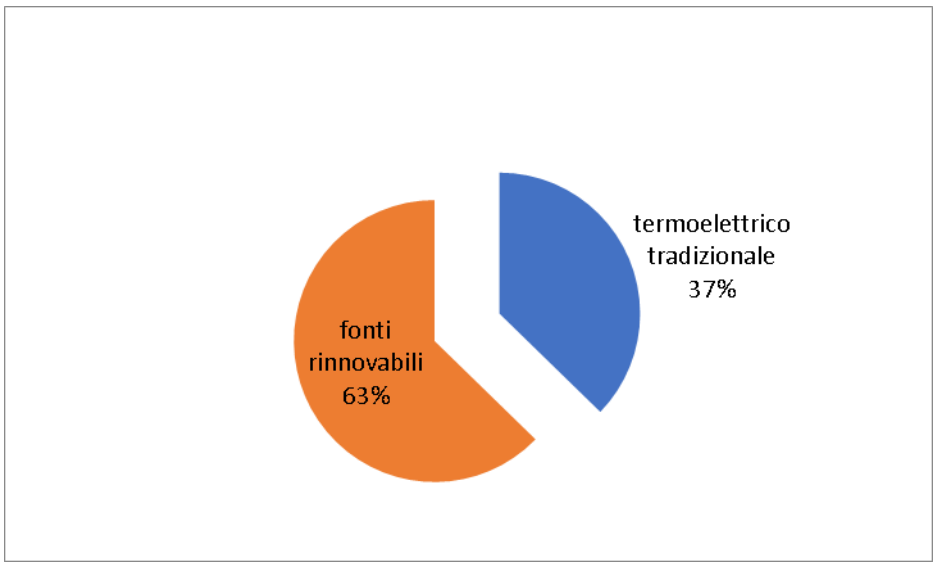

Figura 19: Ripartizione della produzione di energia elettrica tra FER e fonti tradizionali [%] in Umbria – Fonte TERNA, 2020.

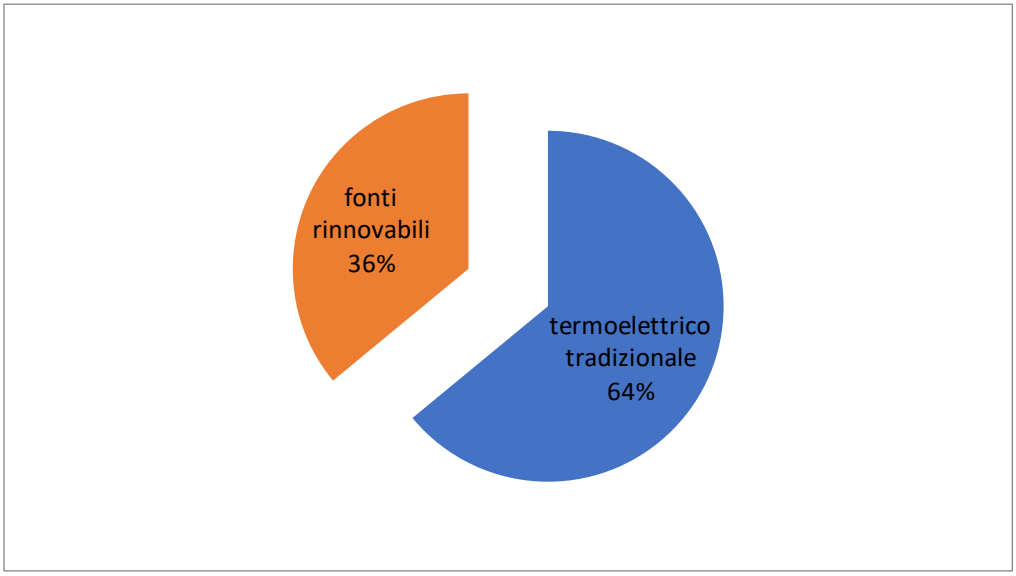

Figura 20: Ripartizione della produzione di energia elettrica tra FER e fonti tradizionali [%] in Italia – Fonte TERNA, 2020.

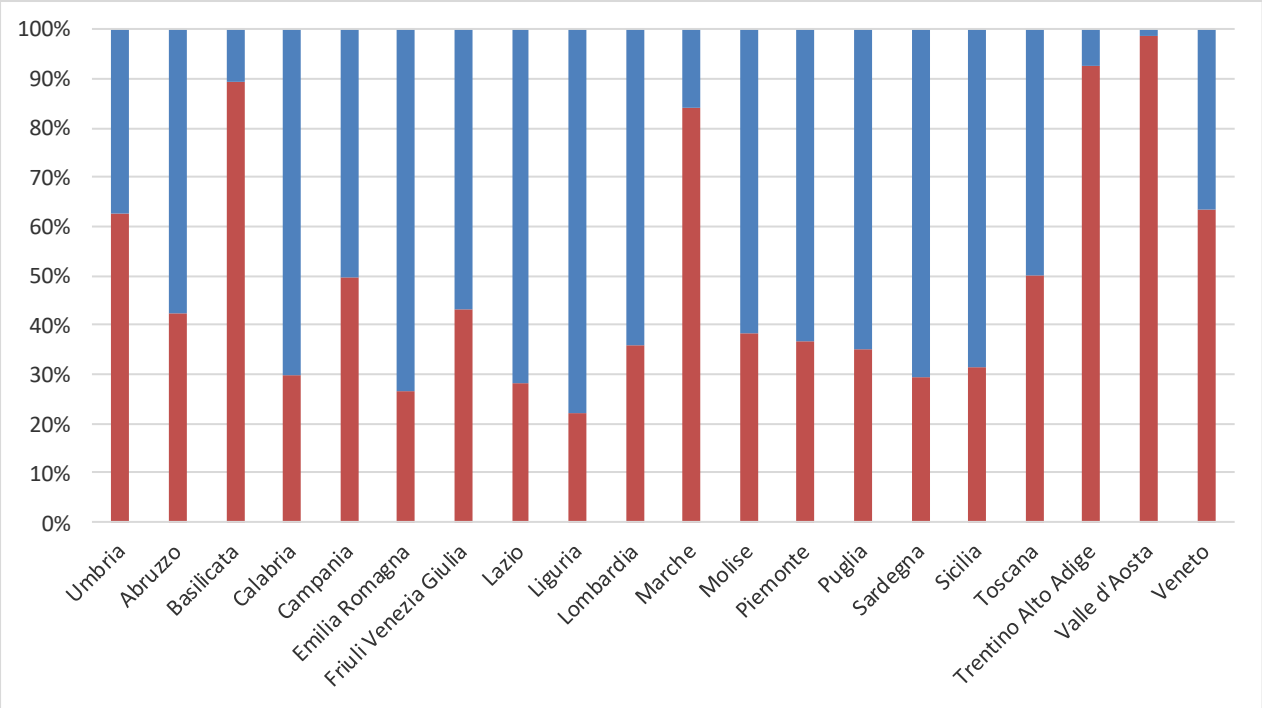

Figura 21: Ripartizione, su base regionale, della produzione di energia elettrica tra FER e fonti tradizionali [%] – Fonte TERNA, 2020.

In Figura 22 è illustrata la produzione di energia elettrica, con il dettaglio in valore assoluto e in percentuale dei contributi delle diverse fonti (termoelettrico, idrico, fotovoltaico ed eolico), nonchè l'andamento della stessa nell'ultimo ventennio (2000 – 2020).

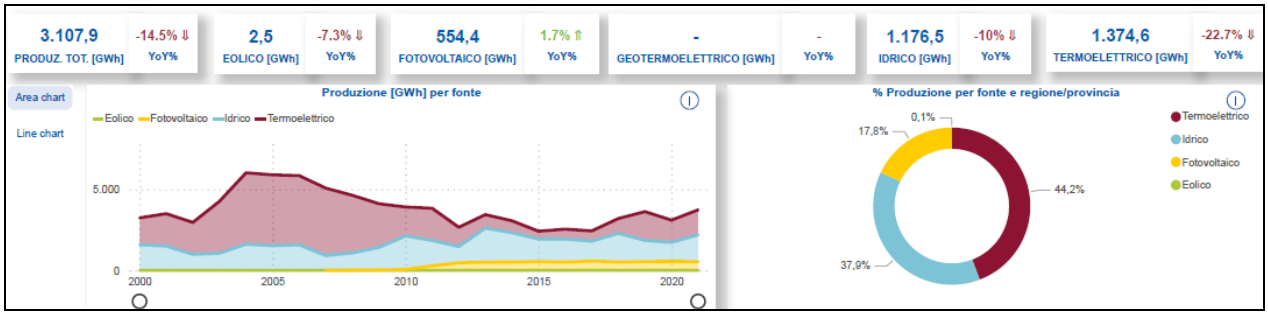

Figura 22: Produzione di energia elettrica per fonte in Umbria. Fonte TERNA, 2020.

Su scala provinciale, si nota come il termoelettrico rappresenti il 70% dell'intera produzione elettrica di Perugia (1.558,5 GWh), mentre per Terni è l'idrico che costituisce, da solo, il 71,4% della produzione (1.549,5 GWh) (Figura 23 e Figura 24).

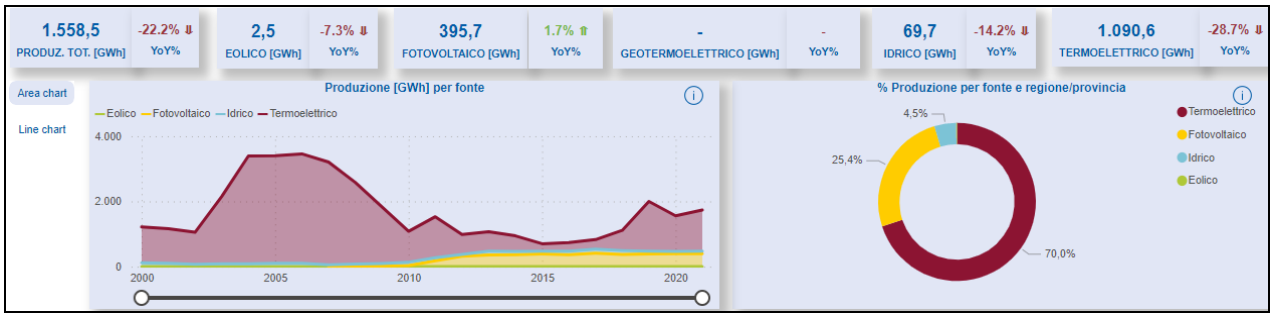

Figura 23: Produzione di energia elettrica per fonte nella provincia di Perugia. Fonte TERNA, 2020.

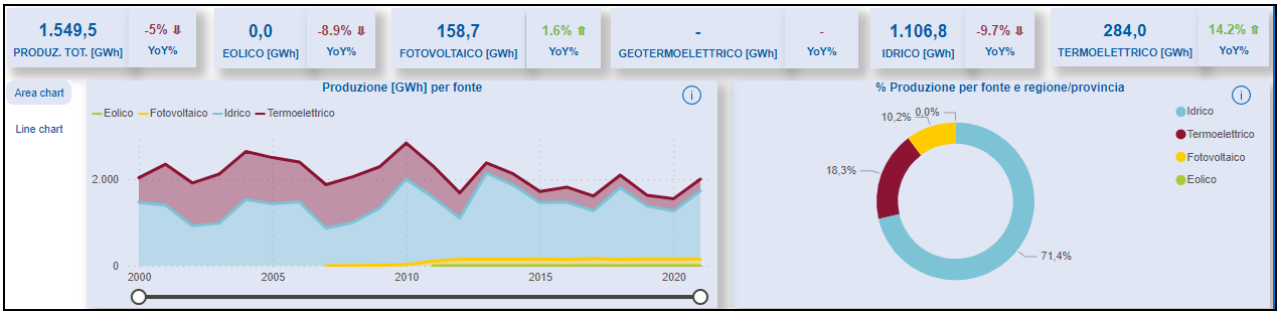

Figura 24: Produzione di energia elettrica per fonte nella provincia di Terni. Fonte TERNA, 2020.

L'idroelettrico – 1.171,9 GWh (Figura 25) - rappresenta la quota predominante tra le diverse FER (59,5% del totale) e copre, da solo, il 37,4% dell'intera produzione elettrica regionale.

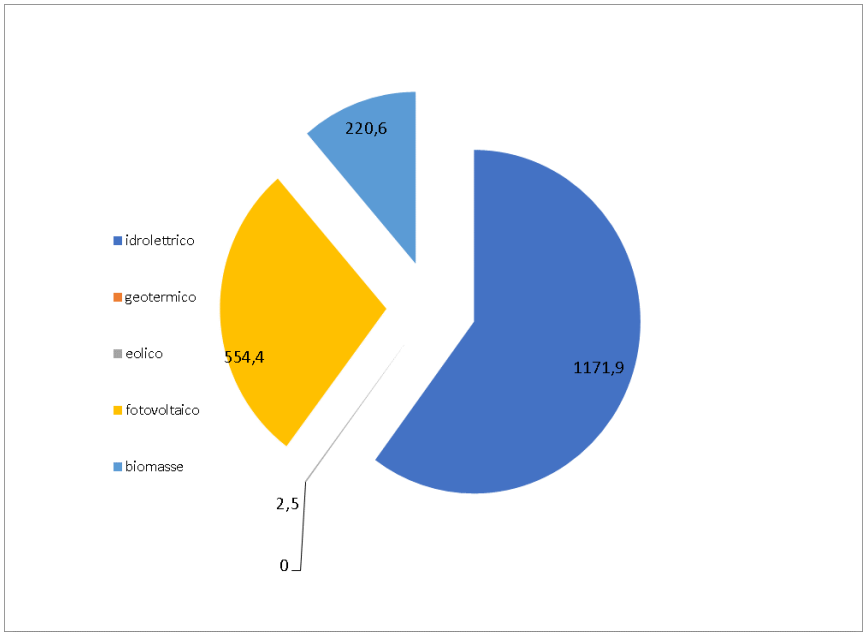

Figura 25: Ripartizione della produzione di energia elettrica per tipologia di FER [GWh] in Umbria – Fonte TERNA, 2020.

Il fabbisogno energetico elettrico umbro (5.215,6 GWh) è coperto da FER per il 37% (1.949,4 GWh) (Tabella 6). Anche tale dato è superiore alla media nazionale (pari al 32%) e si colloca in buona posizione nel confronto con le altre regioni (Figura 26).

Tabella 6: Produzione e fabbisogno di energia elettrica suddivisa per fonti, anno 2020. Confronto dato regionale e nazionale. Fonte TERNA, 2020.

	GWh	
	Umbria	Italia
Produzione termoelettrica tradizionale	1.158,5	173890,1
Produzione elettrica da fonti rinnovabili (FER)	1.949,4	97.757,90
Fabbisogno energetico	5.215,6	301.180,40
FER/fabbisogno	37,4%	32,5%

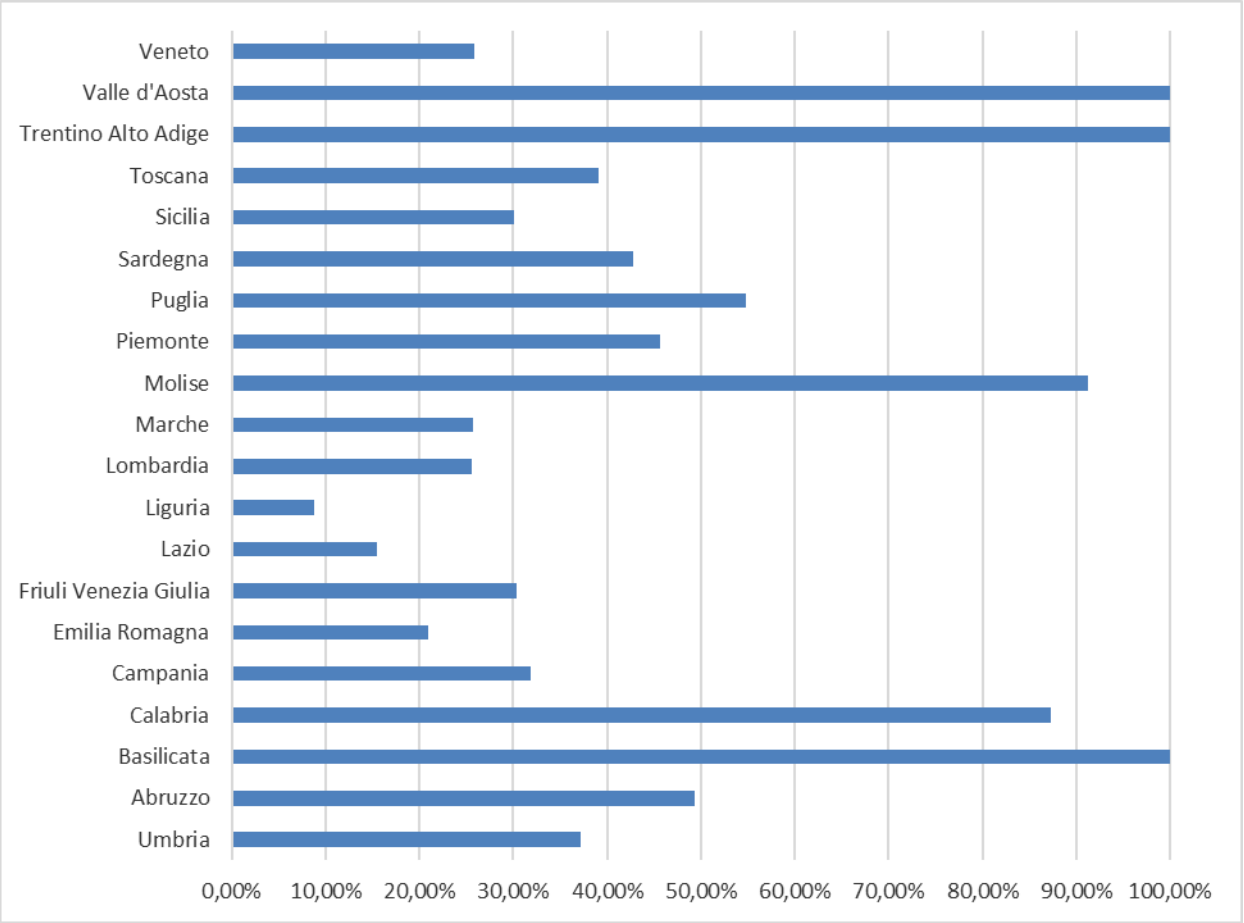

Figura 26: Copertura dei fabbisogni energetici elettrici tramite FER, per singola regione [%]. Fonte TERNA, 2020.

L'energia elettrica prodotta da FER è pari a 565,8 GWh nella provincia di Perugia, derivante per 69,9% da fonte solare fotovoltaico, e 1.383,7 GWh in quella di Terni, ove predomina la fonte idrica (79,7%) (Figura 27 e Figura 28).

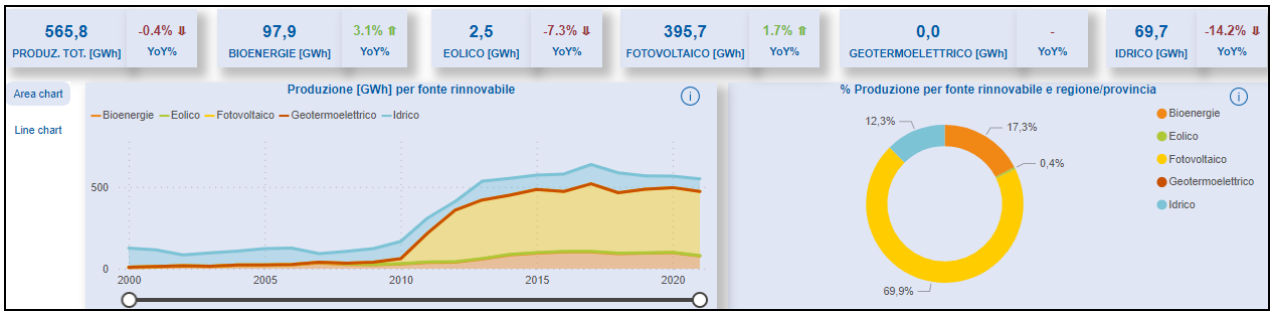

Figura 27: Produzione di energia elettrica da FER – Provincia di Perugia. Fonte TERNA, 2020.

Si rammenta che il PNIEC, tra i vari obiettivi, individua una forte crescita della quota FER nei consumi elettrici, che salgono al 55% al 2030, con accelerazione dal 2025.

Analogamente a quanto ipotizzato al paragrafo precedente sul burden sharing, nell'ipotesi cautelativa di assenza di una ulteriore ripartizione tra le regioni dell'obiettivo, nonché della invarianza dello stesso, la distanza attuale rispetto all'obiettivo risulta quindi pari a circa **18 punti percentuali** (cioè passare dal 37% al 55% di fabbisogno elettrico soddisfatto da FER).

Inoltre, tale dato è stato superato dalla previsione del Piano di Transizione Ecologica, che prevede che almeno il 70% dell'energia elettrica prodotta al 2030 provenga da fonti rinnovabili. Ciò comporta all'incirca almeno **un raddoppio** della produzione di energia da FER (passando dal 37% al 70% di fabbisogno elettrico da FER).

Va da sé che la continua modifica di obiettivi da parte del legislatore non aiuta in alcun modo la capacità di pianificazione da parte dell'ente regionale.

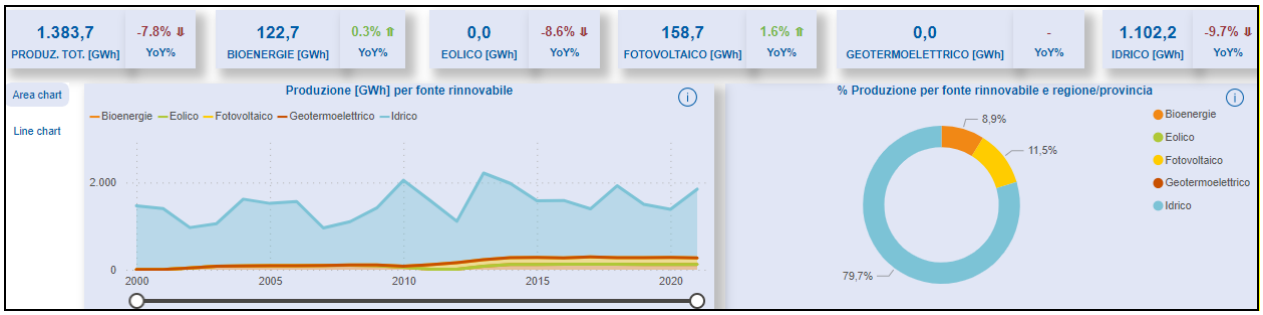

Figura 28: Produzione di energia elettrica da FER – Provincia di Terni. Fonte TERNA, 2020.

Le emissioni di CO_2 in atmosfera, dovute alla produzione di energia elettrica nel 2020 in Umbria, sono risultate pari a 600.000 tonnellate, di cui il 72% (400.000 t) derivanti da gas naturale e il restante 28% (200.000 t) alle bioenergie (Figura 29).

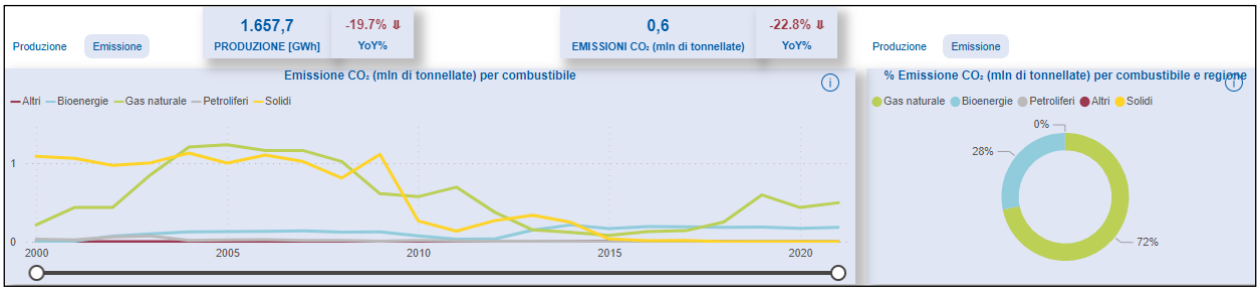

Figura 29: Emissioni di CO_2 per tipologia di combustibile in Umbria. Fonte: Terna, 2020.

Il deficit di energia elettrica, ovvero la differenza tra fabbisogno e produzione di elettricità, è pari a 2.107,7 GWh (Fig. 30).

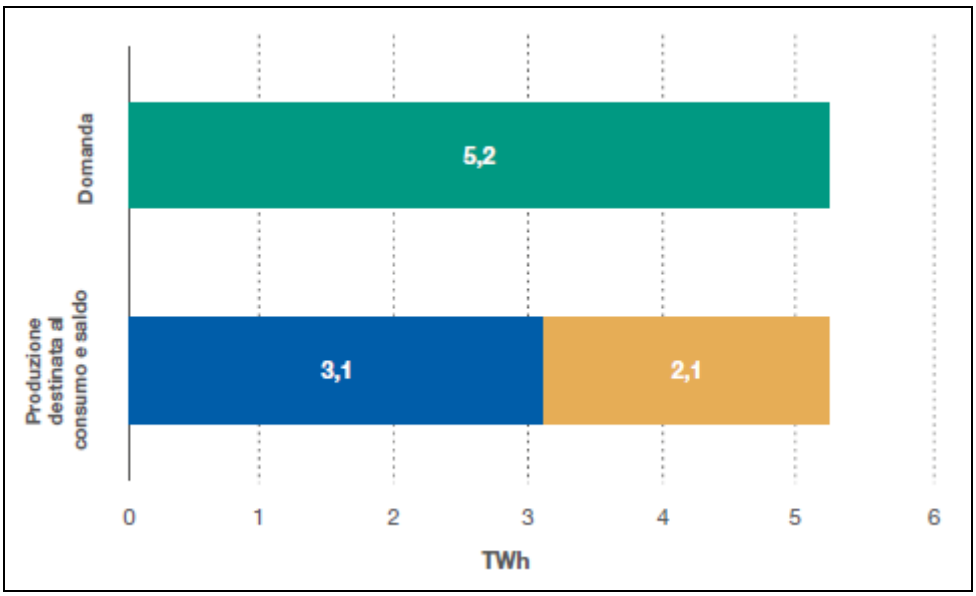

Figura 30: Confronto tra domanda e produzione di energia elettrica in Umbria. Fonte: TERNA, 2020.

Per quanto concerne i **consumi elettrici**, essi ammontano, per l'anno 2020, a complessivi 4.852,5 GWh su base regionale, di cui il 57% (2.764,8 GWh) afferenti alla provincia di Perugia e il 43% (2.087,7 GWh) a quella di Terni. Tali consumi sono principalmente imputabili al settore industriale (54%), seguito dal terziario (24%) e dal settore domestico (19%), con l'agricoltura che determina solo il 3% dei consumi (Figura 31).

Tale proporzione ricalca essenzialmente la distribuzione nazionale, come rappresentato nel grafico di Fig. 32, con l'industria al 44%, il terziario al 30%, il domestico al 23% e l'agricoltura al 2%.

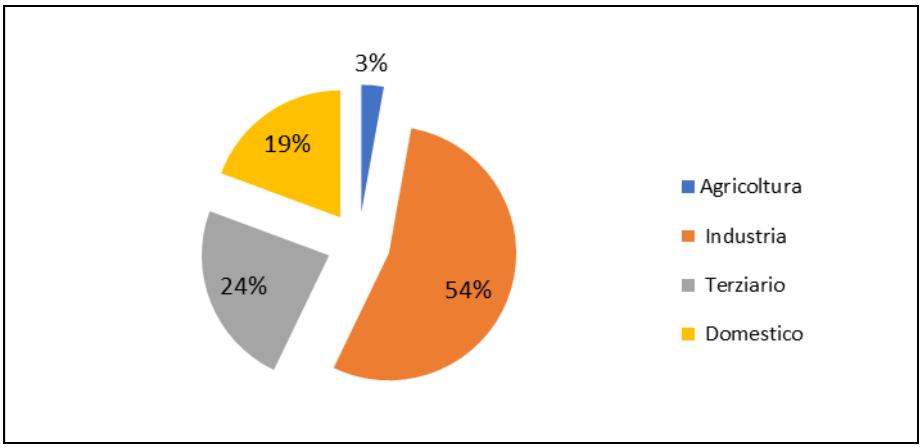

Figura 31: Ripartizione consumi energetici per macro- settore [%] in Umbria. Fonte: TERNA, 2020.

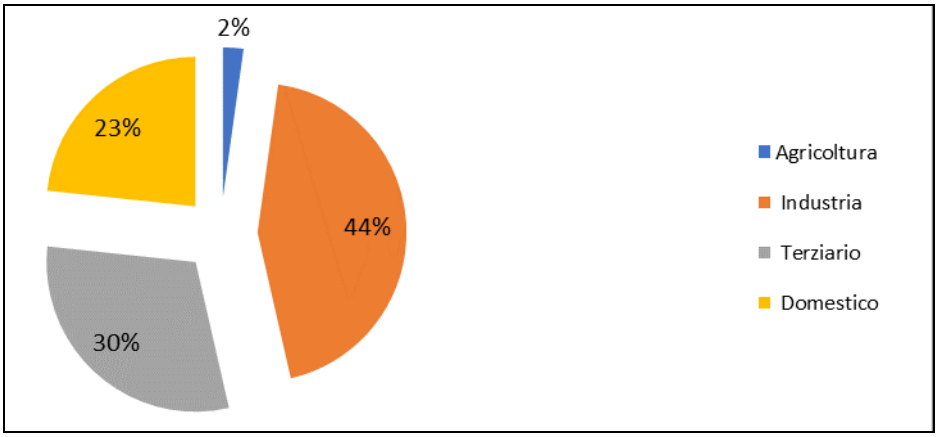

Figura 32: Ripartizione consumi energetici per macro- settore [%] in Italia. Fonte: TERNA, 2020.

A livello provinciale, Terni presenta elevati consumi energetici nel settore industriale (1.527,6 GWh/anno), mentre negli altri settori la provincia di Perugia ha consumi nettamente preminenti, come visibile in Figura 33.

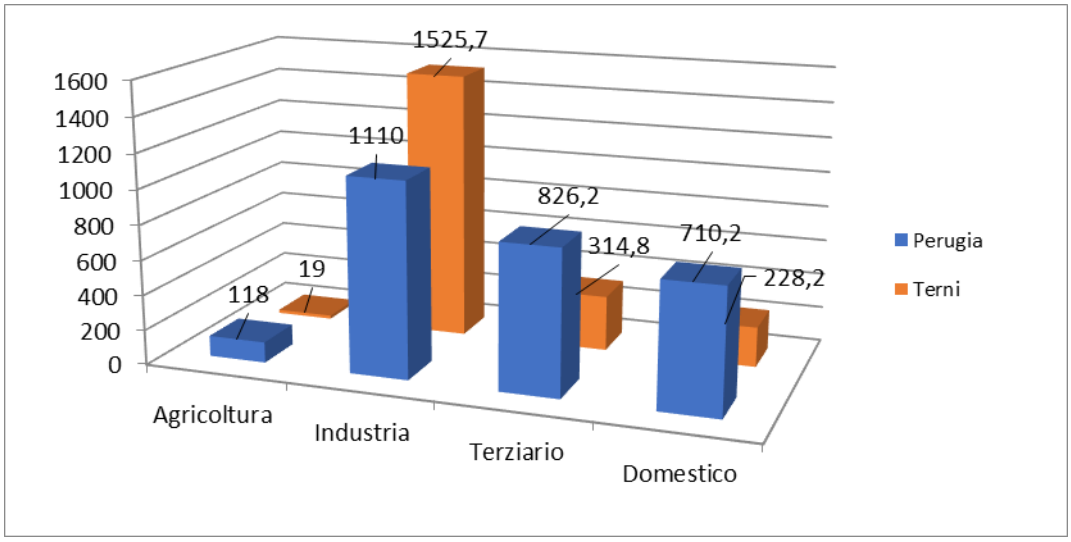

Figura 33: Ripartizione consumi energetici per macro - settore e per provincia. Fonte: TERNA, 2020.

Nelle figure sotto riportate è raffigurata una sintesi dei consumi elettrici ripartiti per settore (agricoltura – domestico – industria – servizi), rispettivamente a livello regionale (Figura 34), e provinciale (Perugia - Figura 35, Terni - Figura 36). Ciascuna raffigurazione è comprensiva dei dati riportati in valore assoluto [GWh], dell'andamento temporale degli stessi nell'ultimo ventennio (2000 – 2020) e della ripartizione percentuale per singolo settore.

Dalla lettura dei dati emerge una sostanziale costanza nel tempo dei consumi elettrici, con una leggera inflessione rispetto all'anno precedente, sulla quale ha evidentemente influito il lock down verificatosi a seguito della pandemia da Covid-19. Si nota, infatti, il prevedibile calo dei consumi nei settori industriale (con un picco del - 10,8% rispetto al 2019 nella provincia di Terni) e dei servizi (- 18% registrato nella provincia di Perugia).

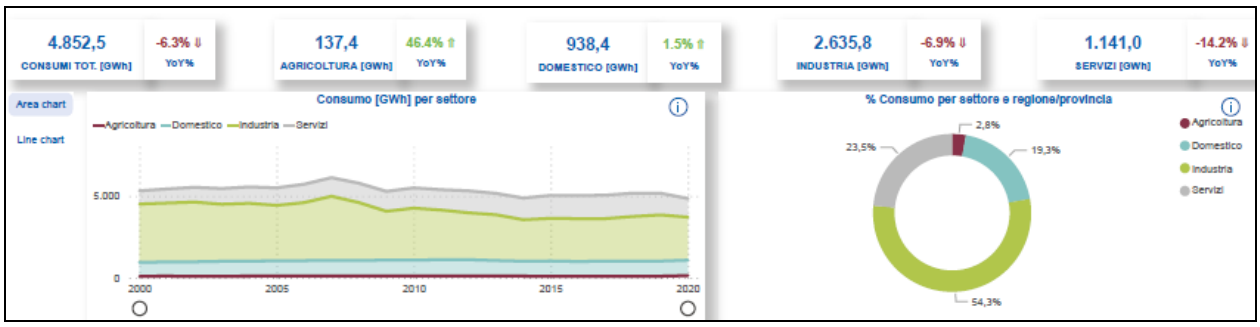

Figura 34: Consumi elettrici per settore a livello regionale – Fonte TERNA, 2020.

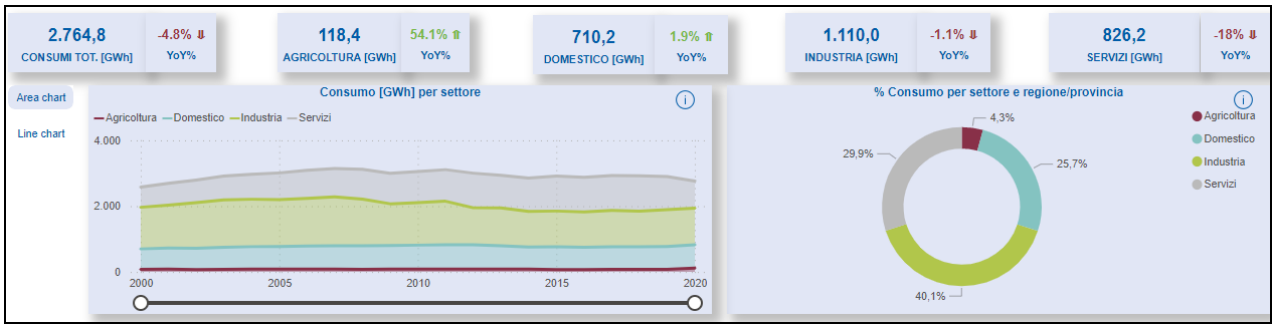

Figura 35: Consumi elettrici per settore nella provincia di Perugia. Fonte: TERNA, 2020.

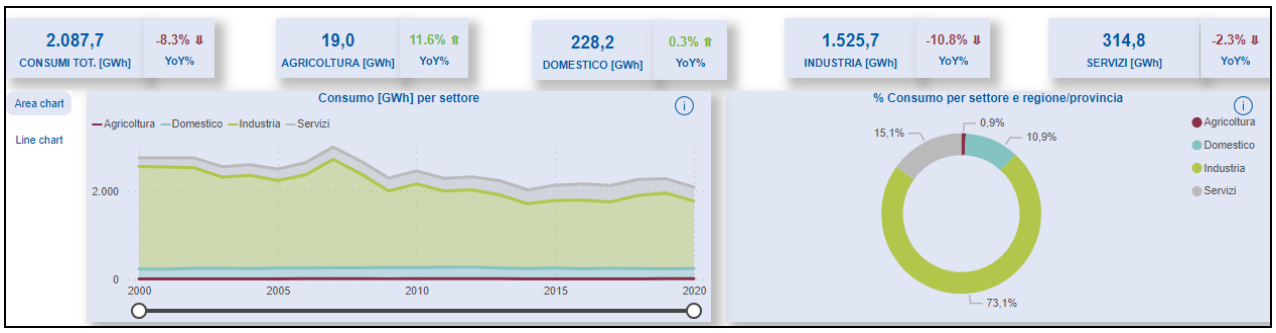

Figura 36: Consumi elettrici per settore nella provincia di Perugia. Fonte: TERNA, 2020.

La potenza elettrica installata è pari a 1.576,6 MW, ripartita tra termoelettrico (560,3 MW – 35,5%), idrico (515,3 MW – 32,7%), fotovoltaico (499 MW – 31,7%) e da ultimo eolico (2 MW – 0,1%). Tali grandezze risultano pressochè costanti rispetto ai valori registrati nell'anno precedente, eccetto che per il termoelettrico che ha subito un'inflessione del 19,1%, imputabile agli effetti dell'emergenza sanitaria da Covid-19 (Figura 37).

A livello provinciale, la potenza complessivamente installata è ripartita in maniera pressochè equivalente tra Perugia (821,9 MW) e Terni (754,8 MW). Nella provincia di Perugia essa deriva essenzialmente da termoelettrico, per il 51,8%, e fotovoltaico, per il 44,1% (Figura 38), mentre in quella di Terni la capacità installata è riconducibile in misura prioritaria alla fonte idrica (64,1%), seguita da fotovoltaico (18,1%) e termoelettrico (17,9%) (Figura 39).

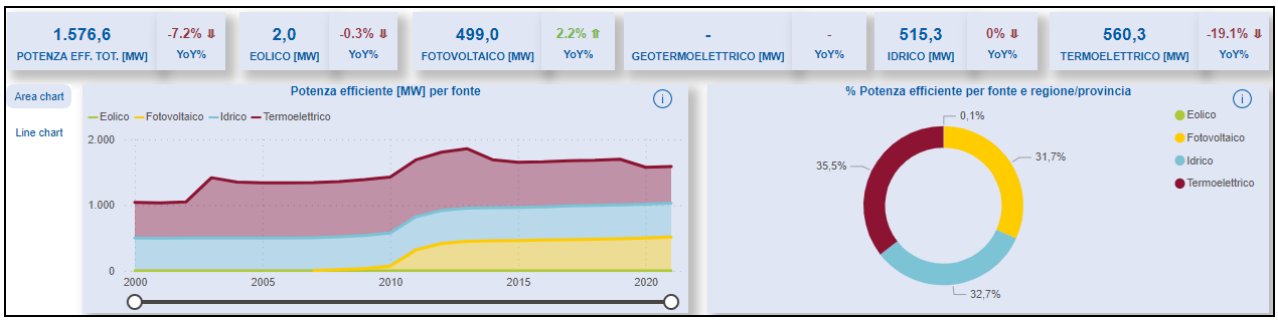

Figura 37: Capacità installata negli impianti di generazione- Fonte TERNA, 2020.

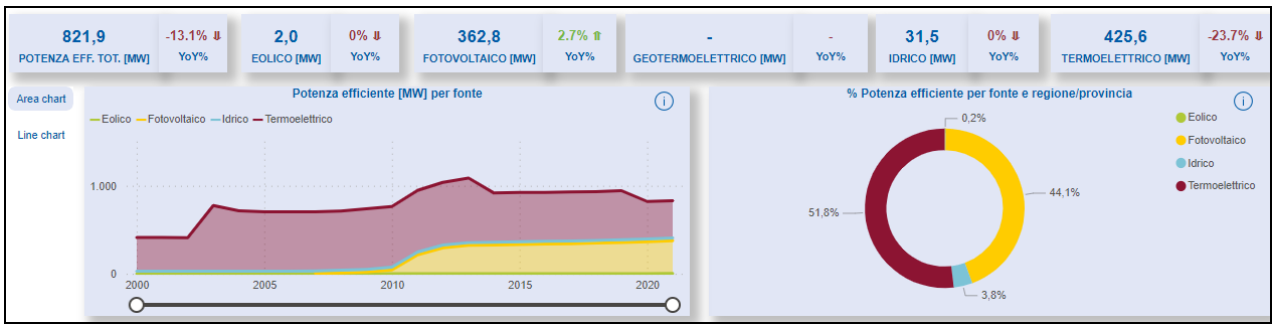

Figura 38: Capacità installata negli impianti di generazione- Fonte TERNA, 2020.

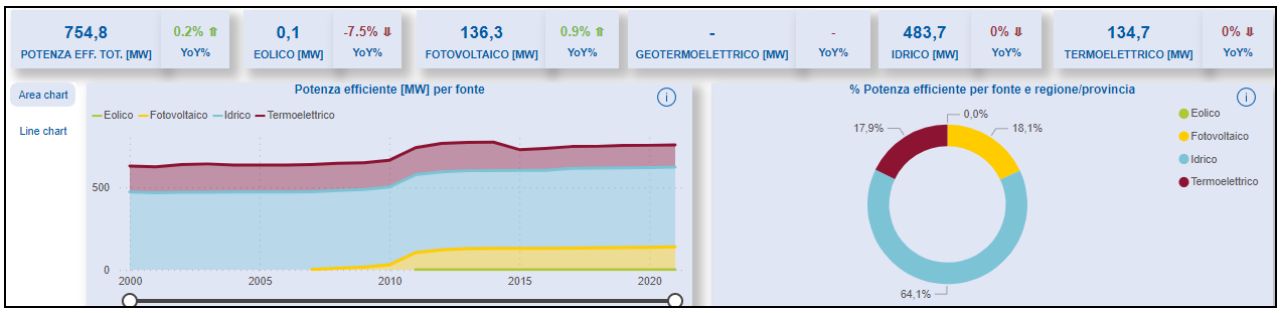

Figura 39: Capacità installata negli impianti di generazione- Fonte TERNA, 2020.

Complessivamente la capacità installata da fonti rinnovabili ammonta a 1.060,2 MW ed è riconducibile principalmente ad idrico (48,6%) e fotovoltaico (47,1%), seguiti da bioenergie (4,1%) ed eolico (0,2%) (Figura 40).

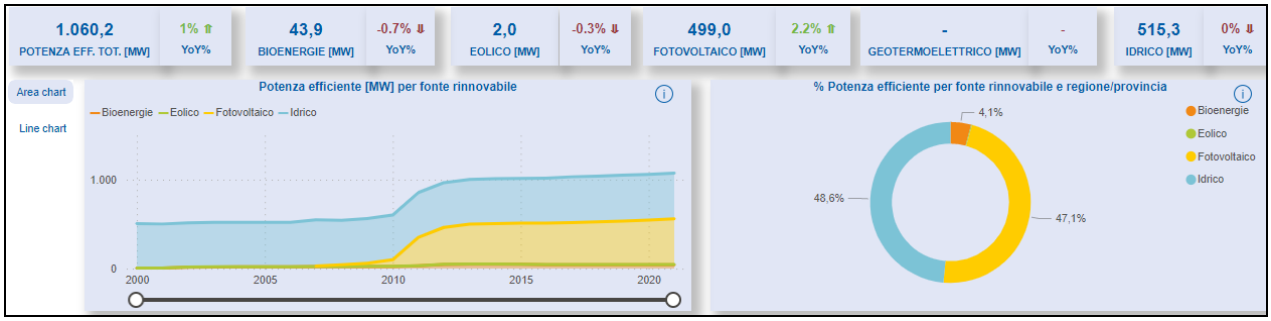

Figura 40: Capacità da fonti rinnovabili in Umbria - Fonte TERNA, 2020.

Su scala provinciale, a Perugia (Figura 41) risulta installata una potenza elettrica pari a 420,4 MW, derivante per la gran parte da fotovoltaico (86,3%), mentre a Terni (Figura 42) il contributo principale è fornito dall'idroelettrico, che copre, da solo, il 75,6% della potenza installata (639,8 MW).

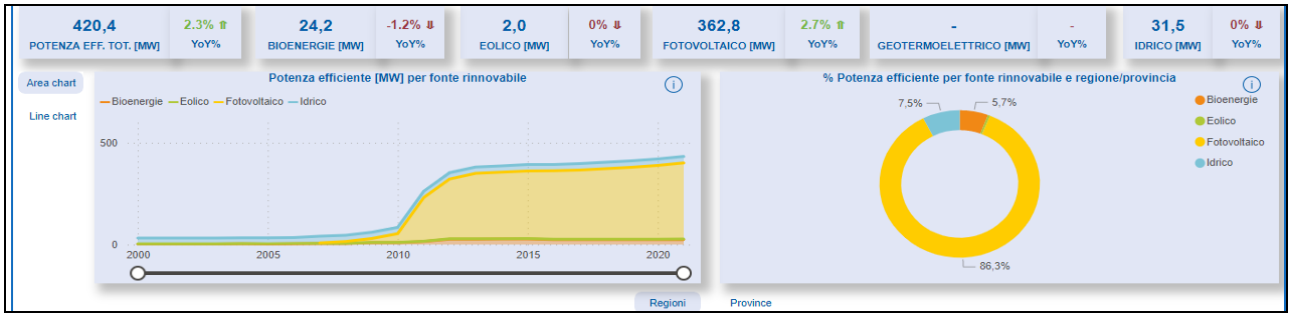

Figura 41: Capacità da fonti rinnovabili nella provincia di Perugia - Fonte TERNA, 2020.

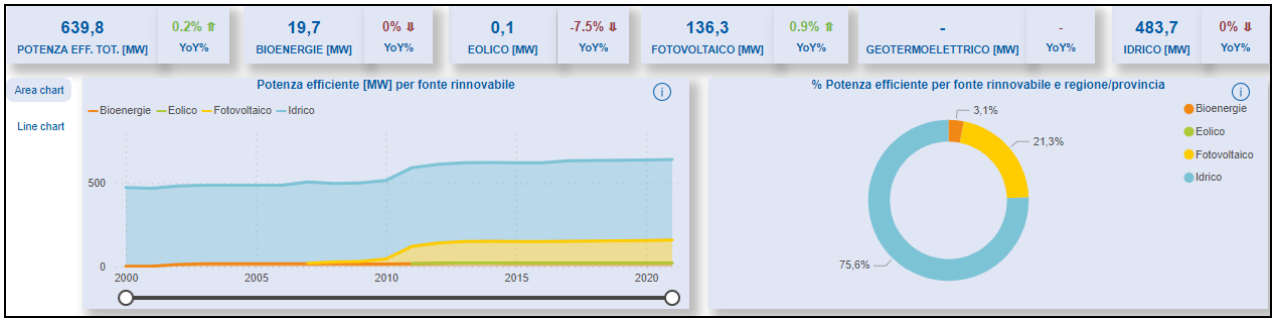

Figura 42: Capacità da fonti rinnovabili nella provincia di Terni - Fonte TERNA, 2020.

3 IL NUOVO PAUER

3.1 Principi

La nuova pianificazione nasce con l'obiettivo di individuare le più idonee linee di indirizzo per gestire la sfida energetica che la Regione Umbria – e l'Europa in generale - è chiamata ad affrontare.

Con questo non si vuole affermare che il piano regionale possa affrontare in modo esaustivo la tematica energia, né questo è il suo obiettivo. L'energia ha difatti una caratteristica non solo nazionale, ma sovranazionale e le recenti questioni geopolitiche dimostrano che il confine della pianificazione non è solamente europeo, ma pan-nazionale.

Calibrare la programmazione regionale in questo periodo storico è necessario, ma non si può nascondere la intrinseca difficoltà specifica: ancora oggi il quadro regolamentare (direttive europee, normativa decadente nazionale) impone obiettivi al 2030 che – seppur stabiliti nel 2018 e fatti propri nella normativa nazionale nel 2021 - sono oggetto di discussione e possibile rivalutazione.

Ancora, il PNIEC, nell'ipotesi dell'obiettivo del 30% di burden sharing nazionale e tenuto conto della "vicinanza" dello stesso alla performance nazionale, ipotizza il raggiungimento del target soprattutto con l'installazione di impianti FER fotovoltaici ed eolici, impianti che per loro natura sono tecnicamente di semplice e veloce installazione. Tali ipotesi possono essere considerate valide per il raggiungimento di obiettivi "vicini". Lo stesso non si può affermare nel momento in cui si ipotizza di innalzare il target in un range di + 30% - +50% (dal 30% al 40%-45%).

Inoltre, affidare il soddisfacimento di energia elettrica a fonti per loro natura non costanti comporta un aggravio della rete per mantenere frequenza, fase e tensione, ciò comportando la necessità di intervenire tanto nella rete di trasporto che di distribuzione, nonché in una infrastrutturazione di immagazzinamento dell'energia, tenendo comunque in conto la necessità di continuare ad utilizzare gas naturale in maniera massiva al fine di stabilizzare il sistema.

D'altro canto, la sfida che l'Europa e il mondo si apprestano ad affrontare impone scelte e modifiche sostanziali nel modo di produrre e consumare, e in ultima istanza di approcciarsi al *modus vivendi*.

La circolarità dell'economia impone una attenzione non solo alla durabilità e riparabilità dei prodotti, ma anche e soprattutto alla efficienza della produzione.

Anche se è passato oramai più di un decennio dalla comunicazione COM 571/2011 *Tabella Di Marcia Verso Un'Europa Efficiente Nell'impiego Delle Risorse*, il messaggio è sempre valido e giova riportarlo: *L'epoca delle risorse abbondanti e a basso costo è finita, le imprese devono far fronte all'aumento dei prezzi di*

materie prime e minerali essenziali, la cui scarsità e instabilità sul fronte dei prezzi hanno ripercussioni negative sull'economia.
Tale comunicazione oramai si amplia e interessa l'intera società, e si espande non solo alle materie prime e minerali, ma anche e soprattutto all'energia.
Quanto riportato però non deve – come sempre più spesso si nota – condurre ad una irrazionale accelerata ovvero a scelte che non si basino su dati, ma su impressioni e stati d'animo momentanei.
Le scelte che il Piano dovrà affrontare si devono basare su un quadro condiviso di elementi tali da tutelare e valorizzare gli elementi identitari regionali.

In tale panorama, appare utile fin d'ora individuare alcuni elementi su cui basare la pianificazione, che di seguito vengono elencati.

EE first: l'efficienza energetica, ossia la capacità di produrre, consumare, in estrema sintesi *vivere*, ottimizzando il consumo energetico è il primo strumento a disposizione da sfruttare. Sicuramente il mantenimento per un decennio del costo *basso* della materia energia ha comportato un certo disinteresse nell'efficientamento, pur se l'Italia storicamente è il paese europeo che – in quanto povero di risorse energetiche primarie – ha dovuto sempre affrontare costi superiori rispetto ai competitor unionali, sviluppando una filiera dell'efficienza che da sempre è un vanto nazionale.

Sviluppo delle FER: sicuramente puntare quanto più alla autosufficienza energetica puntando sulle fonti energetiche rinnovabili - modificando anche profondamente il modo di vivere – è un obiettivo sfidante da raggiungere. Ciò però senza compromettere gli elementi identitari regionali da tutelare e valorizzare.

Sviluppo della infrastruttura energetica: le modifiche del modo di produrre e consumare energia comporta una ineludibile infrastrutturazione elettrica, con revamping della rete e creazione di nuovi anelli e cabine primarie, funzionali sia alla ottimizzazione della rete, sia alla resilienza della stessa e alla capacità di gestire i carichi.

3.2 La declinazione umbra delle 5 dimensioni dell'energia

Nel presente paragrafo, in forma assolutamente sintetica, viene riportata la declinazione del PNIEC delle 5 dimensioni dell'energia, e ne viene data una possibile declinazione nella realtà umbra, il tutto al fine di individuare un possibile quadro di pianificazione, evidenziando anche ove possibile le eventuali ricadute:

- **dimensione della decarbonizzazione**

Il PNIEC in estrema sintesi indica il percorso per la decarbonizzazione con interventi nel settore elettrico, in quello termico, nonché nei trasporti.

Nel primo caso pone obiettivi inerenti la crescita delle FER nei consumi elettrici, e quindi l'incremento delle installazioni. Nel secondo caso, la crescita delle pompe di calore nonché un contributo costante degli impianti di riscaldamento a biomasse solide, con contestuale miglioramento delle prestazioni energetiche e ambientali degli apparecchi a biomassa, oltre alla crescita del solare termico e del teleriscaldamento. Nel settore trasporti, l'uso di biocarburanti (tra i quali il biometano con peso massimo) e la elettrificazione del parco veicolare.

Nella realtà umbra, la crescita delle FER elettriche dovrà essere gestita tenendo conto anche degli aspetti affrontati nei paragrafi successivi sia in termini di fonti rinnovabili che di tutela degli elementi peculiari del tessuto paesaggistico umbro.

Assume poi un ruolo importante il soddisfacimento dei fabbisogni termici, che hanno un peso non irrilevante nella compagine produttiva umbra. In particolare si rammenta che l'industria primaria connessa al settore minerario (produzione di cemento, calce, laterizi) ha un importante ruolo sia in termini economici che energetici ed emissivi in termini di CO2 sia diretta (utilizzo di combustibili) che indiretta (decarbonatazione del calcare). Ipotizzare di risolvere la questione energetica pensando solamente al fabbisogno elettrico dimostra solamente miopia, e il tema termico dovrà essere affrontato in sede di pianificazione.

Il PaUEr sarà sviluppato in sinergia con il vigente Piano regionale della qualità dell'Aria che prevede già una serie di misure volte all'efficientamento e al miglioramento delle prestazioni energetiche e ambientali degli apparecchi a biomassa, e ciò grazie a specifici finanziamenti concessi dal MASE.

In tema di trasporti, la competenza è nazionale, ma non si può dimenticare che le esigenze connesse alla mobilità elettrica comportano una profonda modifica delle infrastrutture di rete, che sono trattate brevemente nel successivo paragrafo relativo alla dimensione della *sicurezza energetica*.

- **dimensione dell'efficienza energetica**

Il PNIEC prevede un percorso di efficientamento – per un risparmio totale di 9,3 Mtep al 2030 – per il quale si individua nel settore civile (insieme ai trasporti) il principale settore degli interventi di efficientamento, con una riduzione dei consumi di energia di circa 5,7 Mtep rispetto allo scenario BASE al 2030, e con un impegno alla graduale eliminazione del gasolio da riscaldamento. In particolare il settore residenziale contribuisce per 3,3 Mtep a tale contrazione, mentre il terziario riduce le proiezioni dei propri consumi di 2,4 Mtep, grazie agli interventi di riqualificazione edilizia e all'installazione di pompe di calore, oltre a un

forte efficientamento dei dispositivi di uso finale. Il ruolo di esempio della PA centrale è ribadito (riqualificazione energetica del 3% annuo della superficie degli immobili della Pubblica Amministrazione centrale di cui all'articolo 5 della Direttiva EED).

Il conseguimento degli obiettivi energetici, come già descritti, è strategicamente correlato al rinnovo del parco immobiliare, sia della Pubblica Amministrazione che privato, dando priorità all'efficienza energetica e all'utilizzo delle energie rinnovabili.

Per conseguire gli obiettivi il PNIEC prevede l'impiego di tecnologie che siano in grado di assicurare bassi fabbisogni di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria (ACS), da soddisfare con elevata efficienza energetica e con l'utilizzo di fonti rinnovabili. Occorre inoltre considerare l'aumento della domanda di comfort nelle abitazioni, in particolare collegato alla necessità relativamente nuova di raffrescamento.

Come esplicitato nel prosieguo del presente documento, da anni l'Amministrazione opera nel solco del concetto EE first – energy efficiency first. In tal senso il nuovo Piano dovrà continuare nel percorso virtuoso di sostenere l'efficientamento dell'utilizzo energetico nonché l'utilizzo di fonti rinnovabili (parco edilizio pubblico, ecc).

- **dimensione della sicurezza energetica**

In ambito nazionale, la sicurezza energetica è trattata quale sicurezza dell'approvvigionamento di gas da paesi terzi, nonché di sicurezza del sistema elettrico, in quanto la sicurezza del sistema energetico nel suo complesso deve considerare anche il tema della fornitura ai consumatori e ciò anche in considerazione di alcuni elementi specifici dell'Italia: per un verso, i due sistemi sono e saranno ancor più fortemente interdipendenti, dal momento che la produzione elettrica è assicurata sostanzialmente da fonti rinnovabili e gas, con un ruolo del carbone minoritario; per altro verso è intenzione del Governo abbandonare il carbone per la produzione elettrica entro il 2025. La sicurezza energetica è quindi sostanzialmente connessa con l'obiettivo di ridurre la dipendenza dalle importazioni mediante l'incremento delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, nonché perseguire la diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Gli sconvolgimenti geopolitici hanno già imposto una radicale modifica dei fornitori di energia, e il rePower UE è lo strumento unionale con il quale l'Europa ridurrà sempre più la dipendenza dal vicino Est euro-asiatico. In tale ambito si assiste anche ad una modifica dei tempi preconizzati del phase out del carbone.

La Regione non ha competenze in questo particolare ambito, ma la pianificazione dovrà tenere conto della diversificazione delle fonti di approvvigionamento: la compagine industriale fino ad oggi ha fatto grande uso di gas naturale anche preferendolo ad altre fonti di approvvigionamento primario, il tutto a causa del

basso prezzo del gas naturale, sostanzialmente invariato negli ultimi 10 anni, nonché della facilità nella fornitura, che non comporta alcun bunkeraggio.

Nel futuro prossimo si assisterà ad un incremento di depositi di oli minerali per uso commerciale o privato, funzionali alla produzione industriale, e ci sarà la probabile crescita dell'uso del Gas di Petrolio Liquefatto – GPL – in sostituzione del gas naturale. Ciò in parziale disallineamento con la previsione del PNIEC che ipotizza una graduale continua diminuzione del peso del settore dei prodotti petroliferi.

Ancora, nell'ambito della sicurezza energetica sarà rilevante nel prossimo futuro l'apporto di interventi sulla infrastruttura energetica, sia sulle pipelines per il trasporto del gas naturale – anche in un'ottica di trasporto contestuale di Idrogeno – sia sulla rete elettrica.

In estrema sintesi, dopo la prima elettrificazione nazionale che avvenne nel periodo postbellico, sostanzialmente invariata fino ad oggi, nel prossimo futuro si affronterà quella che possiamo definire elettrificazione 2.0. Si assisterà cioè ad un incremento delle cabine primarie nonché ad interventi massicci sulla rete di distribuzione.

Nel primo caso (nuove cabine primarie) la realizzazione è connessa alle esigenze di sicurezza della rete, riducendo la superficie servita dalle cabine, interconnettendo più anelli primari e rendendo il sistema smart, capace cioè di gestire i picchi e i carichi.

Nel secondo caso (interventi sulla rete di distribuzione) si interverrà per aumentare il grado di resilienza della rete, la capacità cioè di adattarsi alle modifiche del contesto, ivi inclusi gli shock termici a cui si assiste sempre con maggior frequenza legati al *global warming*, nonché ancora per rendere la rete smart, capace cioè di rispondere prontamente alle sollecitazioni non termiche, ma connesse alle variazioni di carico.

- **dimensione del mercato interno dell'energia**

Tale dimensione è di precipua competenza nazionale – europea. Si sottolinea che lo stesso PNIEC in tale ambito afferma che *l'elevata potenza da fonti rinnovabili non programmabili prevista al 2030 nello scenario con obiettivi del Piano (50 GW di solo fotovoltaico), fonti caratterizzate peraltro da una producibilità comparativamente ridotta, rendono particolarmente arduo per l'Italia raggiungere l'obiettivo. L'elevata quantità di fonti rinnovabili non programmabili costringerà inoltre a mantenere disponibile una significativa quota di capacità di generazione termoelettrica, al fine di garantire i necessari margini di riserva per l'esercizio in sicurezza del sistema.*

Tutte le interconnessioni elettriche del sistema interessano comunque anzitutto le Regioni di confine, e la Regione Umbria è l'unica regione italiana che non ha confini extranazionali.

Le infrastrutturazioni ancillari al sistema ricadono comunque in quanto riportato al precedente paragrafo inerente la dimensione della sicurezza energetica.

Nel settore gas naturale, a livello nazionale – e anche regionale - prosegue l'adeguamento della rete di trasporto anche in relazione alle soluzioni volte al superamento delle difficoltà di realizzazione di interventi di manutenzione sui tratti della rete che attraversano territori fortemente urbanizzati. Il PNIEC afferma che *è necessario, dunque, seguire i programmi di intervento sulla rete per garantire la continuità del servizio ai clienti finali, visto il progressivo invecchiamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale, sia nazionali che europee, facenti parte di una rete che si è sviluppata più di 40 anni fa, e prevedere in prospettiva, il riassestamento della stessa in virtù dell'attivazione di nuove interconnessioni o di nuove rotte di approvvigionamento*.

In tema di povertà energetica (indicata con l'acronimo PE) il PNIEC risente del momento in cui è stato redatto: il documento riporta difatti che "*si ipotizza che la tendenza dell'incidenza della PE possa ridursi nei prossimi anni, mantenendosi nell'intervallo tra il 7 e l'8%, con una riduzione di circa 1 punto percentuale rispetto al valore del 2016 (cui corrisponderebbe una diminuzione di circa 230 mila famiglie in PE rispetto al 2016)".*

È di tutta evidenza che la situazione attuale è ben diversa da quanto prospettato. L'incremento incontrollato del costo della materia energia - conseguente non solo alla ripresa post-pandemica ma anche e soprattutto al contesto geopolitico mondiale - ha comportato incrementi a volte insostenibili dei costi commerciali dell'energia, rendendo critiche le condizioni tanto dei cittadini quanto delle imprese.

In tale ottica è necessario ipotizzare una pianificazione che metta al centro dello sviluppo il soddisfacimento dei fabbisogni energetici quanto più con risorse endogene e rinnovabili, promuovendo l'autoconsumo in ogni sua forma ed estensione ivi incluso lo strumento rappresentato dalle Comunità Energetiche Rinnovabili, nel prosieguo meglio esplicitato. Puntare sull'autoconsumo comporterà di riflesso anche una modifica e una razionalizzazione dell'uso stesso, con concentrazione delle attività nel periodo di produzione, ovvero con l'utilizzo di sistemi tampone di accumulo funzionali all'ottimizzazione dell'uso delle energie autoprodotte, nell'ottica della massimizzazione di tale uso che comporta una riduzione diretta della *bolletta*. In tale panorama, nel mercato consumer avrà un sicuro rilievo lo sviluppo della domotica.

Tale dimensione è strettamente collegata a quella della efficienza energetica: interventi di efficientamento su strutture di edilizia residenziale pubblica, creazione di comunità energetiche, realizzazione di coperture fotovoltaiche, ad esempio, sono tutti interventi che concorrono alla lotta alla povertà energetica.

- **dimensione della ricerca, innovazione e competitività.**

Il PNIEC in tale dimensione fissa i principali obiettivi che hanno lo scopo di:

1. presidiare e sviluppare tecnologie di prodotto e di processo essenziali per la transizione energetica;

2. favorire l'introduzione di tecnologie, sistemi e modelli organizzativi e gestionali funzionali alla transizione energetica e alla sicurezza.

La realtà umbra, grazie alla presenza di aziende innovative e di eccellenti centri di ricerca, ha potenzialità notevoli in tali settori. L'accortezza è quella di non disperdersi in mille rivoli, ma concentrarsi su settori strategici, senza per questo dimenticare la ricerca di base.

In tale ambito non si possono non citare tra l'altro l'hydrogen valley, e conseguentemente sviluppare nella fase di pianificazione *sensu stricto* possibili sinergie con il mondo della ricerca di risorse minerarie energetiche, l'industria primaria pesante, lo sfruttamento dei cascami termici industriali in un'ottica di incremento di competitività.

Oltre ciò, anche il settore economico-giuridico può dare il proprio contributo, con la formazione e la creazione di nuove figure per la gestione contrattualistica ed economica che saranno sempre più richieste nel mercato, implementando così nuove competenze.

3.3 Possibili panorami di produzione

Come precedentemente enunciato, il fabbisogno energetico elettrico in Umbria al 2020 è risultato pari a 5.215,6 GWh e coperto per il 37% da fonti rinnovabili (1.949,4 GWh), come riportato in Tabella 7. La produzione interna di energia elettrica risulta infatti pari a 3.107,9 GWh e deriva per il 63% da fonti rinnovabili e per il restante 37% da termoelettrico tradizionale.

Tabella 7: Produzione vs fabbisogno di energia elettrica in Umbria. Fonte TERNA, 2020.

Produzione di energia elettrica	3.107,9 GWh
termoelettrica tradizionale	1.158,5 GWh
da fonti rinnovabili (FER)	1.949,4 GWh
Fabbisogno energetico	5.215,6 GWh
Produzione FER/fabbisogno	37,38 %

I recenti scenari comunitari, condivisi nel dicembre 2020, al fine di raggiungere l'obiettivo di zero emissioni al 2050, prevedono una riduzione delle emissioni di gas serra dei Paesi UE pari al 55% entro l'anno 2030 (rispetto al 1990). A livello nazionale ciò implica, come quantificato dal Piano di Transizione Ecologica, che almeno il 70% dell'energia elettrica prodotta al 2030 provenga da fonti rinnovabili.

Il quadro rappresentato non appare ancora ben definito, tenendo conto che il già richiamato D. Lgs. 199/2021 al'art.3 comma 1 stabilisce di *conseguire un obiettivo minimo del 30 percento come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo*, e considerando il processo di revisione in corso della direttiva 2018/2001 sulla promozione delle fonti rinnovabili (RED III).

È chiaro che le due previsioni possano comunque coesistere, ma sicuramente nei prossimi mesi vi saranno chiarimenti – soprattutto a livello normativo - da parte del competente Dicastero.

L'obiettivo del presente paragrafo è quello di mostrare plasticamente cosa può comportare l'incremento di produzione FER, allo scopo di far comprendere le conseguenze che la transizione ecologica – se non pianificata – può indurre. Ciò che segue non si configura quindi quale presentazione di possibili scenari, che saranno oggetto del Piano ambientale energetico regionale PaUEr, ma ha il fine di fornire quanti più strumenti e informazioni funzionali alla partecipazione del documento preliminare nella fase di scoping di VAS.

In sintesi, tali proiezioni – si ribadisce - sono solamente indicative e funzionali a comprendere la sfida che la Regione dovrà affrontare, e necessarie alla acquisizione di osservazioni da parte di tutti gli stakeholders interessati allo scopo di individuare un percorso quanto più condiviso dalla comunità regionale.

Facendo riferimento al Piano di Transizione Ecologica (*70% dell'energia elettrica prodotta al 2030 provenga da fonti rinnovabili*) e considerando che attualmente la produzione da FER, come sopra detto, è pari a 1949,4 GWh/anno (37%), per raggiungere una copertura fino al 70% del fabbisogno risulta necessario produrre circa ulteriori 1700 GWh/anno e individuare, pertanto, adeguate strategie di intervento. Ciò, peraltro, nell'ipotesi di stazionarietà del fabbisogno elettrico; tale prima ipotesi appare comunque sottostimata.

Al fine di individuare strategie di intervento adeguate al raggiungimento del target previsto, si possono formulare varie ipotesi, che determinano il verificarsi di diversi panorami di produzione energetica, di seguito sinteticamente illustrati. Tali scenari prendono in considerazione, per la maggior parte, lo sviluppo delle fonti eolica e solare fotovoltaica, in coerenza con quanto prevista anche dal PNIEC, che sostiene una crescita significativa delle rinnovabili entro la fine di questo decennio, con particolare riferimento ai settori eolico e fotovoltaico (+10 GW di eolico e +32 GW di solare fotovoltaico ulteriori rispetto alla capacità installata nel 2017). Nel dimensionamento di massima che segue, si considera in termini cautelativi che l'occupazione al suolo di impianti fotovoltaici sia stimabile – per eccesso – in 2 ha/MW.

Panorama di produzione n. 1: incremento della produzione elettrica da solare fotovoltaico – solar trackers

Ipotizzando un funzionamento medio degli impianti pari a 2.200 h/anno, sicuramente oggi sovrastimato ma che si compensa con la superficie ipotizzata ampliamente sovrabbondante, sarebbe necessario installare inseguitori solari – solar trackers - per una potenza complessiva circa pari a 770 MW. Nell'ipotesi di installazione a terra, ciò equivale ad una superficie occupata pari a circa **1500 ettari**.

Panorama di produzione n. 2: incremento della produzione elettrica da eolico.

Ipotizzando un funzionamento medio degli impianti pari a 2.200 h/anno, sarebbe necessario installare impianti eolici per una potenza complessiva circa pari a 770 MW, a fronte di una potenza ad oggi installata pari a 3 MW. In termini di occupazione di suolo, e considerando singoli generatori da 3 MW, ciò si tradurrebbe in circa 260 macchine eoliche, il cui ingombro al suolo può essere stimato in 1600 m^2, che cumulativamente andrebbero ad occupare una superficie comunque esigua, dell'ordine dei 42 ha.

Panorama di produzione n. 3: incremento della produzione elettrica da fotovoltaico + eolico.

L'incremento di produzione energetica necessario per raggiungere il target del 70% al 2030 può essere attuato anche attraverso un mix delle 2 fonti rinnovabili, solare fotovoltaico ed eolico. Tra le diverse combinazioni ipotizzabili, si può considerare quella costituita da 540 MW di potenza elettrica installata da fotovoltaico (circa 1080 ha) unitamente a 230 MW di potenza elettrica da impianti eolici (circa ulteriori 12 ha).

Panorama di produzione n. 4: repowering impianti fotovoltaici esistenti.

Oltre che tramite installazione di nuovi impianti, l'incremento dell'attuale produzione di energia elettrica, fino al livello target al 2030, potrebbe essere ottenuto anche tramite interventi di repowering degli impianti esistenti. Considerato che l'attuale potenza installata da fotovoltaico è pari a circa 120 MW e ipotizzando di intervenire sul 60% degli impianti esistenti sostituendoli con i solar trackers aventi un funzionamento medio annuo pari a 2.200 ore, sarebbe possibile ottenere un incremento netto di potenza installata di circa 43 MW. È evidente quindi che l'ipotesi di repowering, pur risultando la miglior scelta in termini di assenza di occupazione e consumo di nuovo suolo, non può essere scissa da ulteriori nuove installazioni, di potenza cumulata dell'ordine dei 730 MW.

Panorama di produzione n. 5: incremento della produzione elettrica da idroelettrico e/o biomasse.

Altra strategia indirizzata a favorire l'incremento della produzione di elettrico da FER consiste nel l'installazione di altre tipologie di impianti, quali geotermici, idroelettrici e biomasse, caratterizzati da consistenti numero di ore di funzionamento (circa 5.000 h/anno per idroelettrico e 8.000 h/anno per biomasse). Da ciò ne deriva che l'installazione di 1 MW di potenza elettrica da idroelettrico equivale a circa 2,5 MW di fotovoltaico od eolico, mentre l'installazione di 1 MW di impianto a biomassa equivale a circa 4 MW di fotovoltaico/eolico. Ne consegue che il valore target del 70% di produzione da FER al 2030 potrebbe essere ottenuto, ad esempio, grazie all'installazione di impianti idroelettrici di potenza complessiva circa pari a 310 MW oppure tramite impianti a biomassa di potenza attorno ai 190 MW (o mix tra le 2 soluzioni). A livello di energia idroelettrica, però, la attuale potenza efficiente installata in Umbria – dell'ordine di 515 MW – risulta essere incrementabile di poco. Parimenti, gli impianti a biomassa richiedono una matrice carboniosa in ingresso agli stessi che non risulta compatibile con le dimensioni della Regione. Il panorama qui delineato, così come il panorama 4, è stato solamente tracciato per dimostrare che il mix energetico non potrà non tenere conto della sorgente solare ed eolica, così come già evidenziato dal PNIEC, ma non per questo dovrà/potrà basarsi solamente su queste 2 sorgenti che comportano una assenza di continuità che va a gravare sul sistema elettrico nel suo complesso.

I suddetti panorami possono, ovviamente, configurarsi in maniera integrata tra loro, con le diverse combinazioni di soluzioni possibili.

È opportuno, tra l'altro, considerare, relativamente alla fonte eolica, oltre che a servizio delle comunità energetiche, che essa può essere concentrata all'interno di alcune aree individuate quali idonee, nelle quali installare la totalità degli impianti (di grande taglia).

Infine, è doveroso considerare la potenzialità di sfruttamento dell'installazione del fotovoltaico in copertura, che grazie all'articolo 6bis del D.Lgs. n. 28/2011 - introdotto dal decreto legge 16 luglio 2020 n. 76 (convertito con legge 120/2020) – nonché dalla recente modifica dell'articolo 7bis, ibidem, dispone di un percorso autorizzativo semplificato, la Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata (DILA) ovvero la semplice comunicazione. Sicuramente, difatti, la superficie del costruito – ivi intendendo non solo le coperture, ma anche le superfici impermeabilizzate quali parcheggi, aree industriali dismesse *et similia*, risulta essere la migliore scelta in quanto non comporta ulteriore occupazione di suolo.

In definitiva, si può affermare che lo sviluppo delle FER risulta più efficace considerando più sorgenti di fonti energetiche, anche tenendo conto delle caratteristiche di produzione delle stesse fonti.

Analizzando di contro l'obiettivo di cui al D. Lgs. 199/2021 al'art.3 comma 1 (*un obiettivo minimo del 30 percento come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo)*, nella realtà umbra si può valutare quanto segue.

I dati di CFL da FER e CFL di cui alla tabella 3, mediati nell'ultimo quinquennio risultano pari a 505 e 2118 ktep (periodo 2016-2020).

L'obiettivo del 30% si traduce quindi in una produzione da FER pari a circa 635 ktep, quindi rispetto alla produzione attuale (505 ktep) si necessita di ulteriori 130 ktep da fonte rinnovabile.

In termini di produzione esclusivamente elettrica, ciò equivale a circa 1.510 GWh/anno (si rammenta che il fattore di conversione utilizzato ktep-GWh è 11,63 GWh/ktep).

Tale valore è inferiore, ma non dissimile, dal valore utilizzato per l'esplicitazione dei 5 scenari sopra illustrati, e pari a 1.701 GWh/anno. Ciò comporterebbe quindi una riduzione delle potenze degli impianti da installare.

Ma nella definizione di energia da FER non ricade solamente l'energia elettrica, ma anche l'energia termica, ciò comportando un'ulteriore riduzione delle potenze degli impianti da realizzare.

In ogni caso la sfida appare, da subito, molto ardua e il raggiungimento dell'obiettivo del 70% di produzione da FER al 2030 e/o del 30% del rapporto FER/CFL richiederà un'attenta riflessione sul "sistema paesaggio", aperta anche alla possibilità di una diversa e nuova percezione dello stesso.

3.4 Introduzione ad alcuni strumenti per la pianificazione

Il raggiungimento dell'obiettivo necessiterà non solo dell'introduzione di procedure semplificate, ma anche di una serie di strumenti tra i quali appare prioritario richiamare la revisione delle aree non idonee e l'individuazione di aree idonee previste dalla norma nazionale. Preme evidenziare sin d'ora la criticità che la materia energia rinnovabile non è recepita nel diritto demaniale, ma fondiario.

L'individuazione delle aree idonee comporta, difatti, una variazione del valore percepito del fondo con possibili incrementi del valore fondiario che possono inficiare lo sviluppo dell'impiantistica.

Tra gli strumenti su cui fondare parte della pianificazione, inoltre, ricoprono un ruolo importante le comunità energetiche da fonti rinnovabili (CER). Le comunità energetiche consentono di superare le forme pregiudiziali verso le nuove fonti energetiche superando la dipendenza dai combustibili fossili, combattere e ridurre la povertà energetica, rendere attrattive realtà oggi marginali, aumentare l'appeal turistico dei territori ed evitare il sovraccarico dell'attuale rete di distribuzione.

Inoltre, la pianificazione dovrà continuare nell'attuazione di interventi di efficientamento energetico con riduzione dei fabbisogni.

Nel prosieguo verranno trattate le quattro tematiche sopra indicate.

4 STRUMENTI PER LA PIANIFICAZIONE

4.1 Localizzazione degli impianti FER - Inquadramento generale

Il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, in attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, ha previsto l'emanazione di linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Tali linee guida, emanate con il Decreto ministeriale del 10 settembre 2010 (Ministero dello Sviluppo Economico) erano volte, in particolare, ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio.

Successivamente le Regioni, in attuazione di tali linee guida e al fine di accelerare l'iter di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, avrebbero dovuto procedere all'indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti.

La Regione Umbria, con il Regolamento regionale 29 luglio 2011, n. 7 come integrato con il Regolamento n.4/2022 (Disciplina regionale per l'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili), ha inteso definire un quadro normativo certo delle procedure autorizzative per ogni specifica tipologia di impianto di energia elettrica da fonti rinnovabili, al fine di assicurare l'equilibrato sviluppo del settore energetico nel rispetto dell'ambiente e del paesaggio dell'Umbria.

Lo stesso regolamento, nell'Allegato C, ha individuato, per ciascuna tipologia di impianto, le aree e i siti non idonei alla installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. L'Allegato C-bis, introdotto successivamente ai sensi dell'art. 12 comma 3 dello stesso regolamento, individua ulteriori aree non idonee.

L'individuazione della non idoneità delle aree è stata effettuata secondo quanto stabilito dal punto 17 delle Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, "*attraverso un'apposita istruttoria avente ad oggetto la ricognizione delle disposizioni volte alla tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale che identificano obiettivi di protezione non compatibili con l'insediamento, in determinate aree, di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti, i quali determinerebbero, pertanto, una elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni, in sede di autorizzazione*".

Nell'attuale panorama energetico europeo, le esigenze di risposta al fabbisogno energetico con risorse endogene causato dalla comparsa nel contesto internazionale di esigenze energivore da parte di nuovi players nonché le evidenze del *global warming* hanno condotto l'Unione Europea a tracciare una strada volta alla progressiva decarbonizzazione e contestualmente alla riduzione della dipendenza energetica

dall’estero, attraverso l’incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili (al 2050 il fabbisogno elettrico europeo dovrà essere soddisfatto per la sua interezza da fonti rinnovabili).

Il già citato *Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima* (PNIEC) (nella sua versione approvata nel gennaio 2020) prevede, tra le altre cose, una forte crescita della quota FER nei consumi elettrici con un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili. Le fonti rinnovabili su cui punta maggiormente il PNIEC sono il fotovoltaico e l’eolico, per la cui realizzazione occorrono aree e superfici in misura adeguata agli obiettivi stessi.

Il PNIEC introduce il concetto di aree idonee, prevedendo l'emanazione di una disciplina, condivisa con le Regioni e le altre Amministrazioni dello Stato interessate, volta a definire i criteri per l'individuazione delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti di energie rinnovabili di potenza complessiva almeno pari a quella individuata dal Piano, per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili, in coerenza con le esigenze di tutela delle aree agricole e forestali, del patrimonio culturale e del paesaggio, della qualità dell’aria e dei corpi idrici. Dunque, specifici decreti stabiliranno i "paletti" entro cui si muoveranno le Regioni e le Province autonome.
A livello nazionale, per raggiungere i possibili obiettivi intermedi al 2030, ovvero una quota di energie rinnovabili pari al 72% della generazione elettrica, si stima un fabbisogno di nuova capacità di energie rinnovabili da installare pari a circa 70-75 GW, che in linea teorica potrebbe necessitare di una occupazione territoriale approssimativa tra i 300 e i 450 mila ettari, una superficie così vasta da mettere potenzialmente a rischio l’integrità di molti territori e mettersi in contrasto con altri valori fondanti del processo di transizione ecologica, quali l’azzeramento del consumo di suolo.
Il PNIEC ribadisce comunque che, fermo restando che per il fotovoltaico si valorizzeranno superfici dell’edificato, aree compromesse e non utilizzabili per altri scopi, per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 rimarrà tuttavia importante la diffusione anche di grandi impianti fotovoltaici a terra, privilegiando però zone improduttive, non destinate ad altri usi, quali le superfici non utilizzabili a uso agricolo. In tale prospettiva vanno favorite le realizzazioni in aree già artificiali, siti contaminati, discariche e aree lungo il sistema infrastrutturale, nonché favorendo il repowering o il revamping degli impianti esistenti.

Tale previsione è ribadita anche dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, pubblicato il 30 novembre in Gazzetta Ufficiale, di recepimento della direttiva (UE) 2018/2001 (cd. RED II), sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che contiene le misure per *“accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili”*. Tale decreto prevede:

- un processo di individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili per una potenza pari a quella individuata dal PNIEC per raggiungere gli obiettivi di sviluppo delle FER;
- procedure semplificate, nel caso di utilizzo delle superfici e aree idonee succitate. In particolare l'art. 22, oltre alla riduzione di un terzo dei termini della procedura, prevede che l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio ma non vincolante.

Entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del D.Lgs.n.199/2021 (15 dicembre 2021) avrebbero dovuto essere emanati i decreti legislativi per la definizione della disciplina di individuazione delle aree idonee, stabilendo le modalità per minimizzare il relativo impatto ambientale e la massima densità di potenza installabile per unità di superficie, lasciando comunque il processo programmatorio di individuazione di tali aree in capo alle Regioni. Gli stessi decreti avrebbero dovuto altresì stabilire la ripartizione della potenza installata fra Regioni e Province autonome, prevedendo sistemi dì monitoraggio sul corretto adempimento degli impegni assunti e criteri per il trasferimento statistico fra le medesime Regioni e Province autonome.
L'individuazione delle aree idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili avverrà, pertanto, a valle dell'emanazione dei decreti di cui sopra: le Regioni e le Province avranno 180 giorni di tempo dalla data di adozione dei citati decreti per individuare con legge le aree, pena l'attivazione dei poteri sostitutivi in base all'articolo 41 della Legge n. 234/2012.
Si prevedono poi analoghe scadenze per la delimitazione/individuazione delle aree non idonee.

Il citato art. 20 del Decreto legislativo 199/2021 al comma 8 individua temporaneamente siti idonei, *nelle more dell'individuazione delle* stesse *sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti di cui al comma 1*, aree per le quali, si specifica, l'individuazione è stata aggiornata 6 volte nell'arco di un anno ingenerando un diffuso clima di incertezza tra gli operatori del settore. Tali siti vengono di seguito elencati:
a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, nonché, per i soli impianti solari fotovoltaici, i siti in cui, alla data di entrata in vigore della presente disposizione, sono presenti impianti fotovoltaici sui quali, senza variazione dell'area occupata o comunque con variazioni dell'area occupata nei limiti di cui alla lettera c-ter), numero 1), sono eseguiti interventi di modifica sostanziale per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, anche con l'aggiunta di sistemi di accumulo di capacità non superiore a 8 MWh per ogni MW di potenza dell'impianto fotovoltaico;
b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento;

c-bis) i siti e gli impianti nelle disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali;

c-bis.1) i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori, di cui all'allegato 1 al decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 114 del 18 maggio 2017, ferme restando le necessarie verifiche tecniche da parte dell'Ente nazionale per l'aviazione civile (ENAC);

c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:

1) le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;

2) le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;

3) le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri;

c-quater) fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di sette chilometri per gli impianti eolici e di un chilometro per gli impianti fotovoltaici. Resta ferma l'applicazione dell'articolo 30 del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108.

Al fine di rendere chiaro l'impatto della norma transitoria, al presente documento sono annesse le schede B e C che, su una base cartografica in scala 1:150.000 (dimensione A0), mostrano alcune aree idonee, e nello specifico quelle individuate alle lettere c, c-ter sub3 e c-quater, cioè rispettivamente le cave dismesse, che nel prosieguo saranno specificate, le aree adiacenti alla rete autostradale (fascia di 300 m) e le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo.

Tale elaborazione cartografica, risultante da azioni di geoprocessing sulla scorta della cartografia a disposizione, ha solo un valore indicativo. Va da se' che in sede di progettazione la perimetrazione delle

aree dovrà essere verificata al fine di ovviare agli inevitabili errori di scala. Inoltre, prevale comunque l'indicazione riferita alla perimetrazione realizzata alla scala di maggior dettaglio (comunale).

4.2 Aree idonee

Il R.R. 7/2011 è stato modificato e aggiornato con R.R. 4/2022 recante "Modificazioni e integrazioni al Regolamento regionale 29 luglio 2011, n. 7 (Disciplina regionale per l'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili)".

Il regolamento ha introdotto, tra l'altro, l'art. 7-bis "Individuazione delle aree idonee" che:

1. introduce il concetto di area idonea;
2. individua per il fotovoltaico una prima tipologia di area idonea, rimandando per ulteriori aree idonee relative al fotovoltaico nonché per l'individuazione delle aree idonee per l'eolico all'emanazione dei decreti legislativi prima citati, fermo restando i contenuti di cui all'art. 20 comma 8 del citato D.Lgs. 199/2021 che individua una serie di aree idonee "temporanee" fino alla emanazione dei decreti ministeriali.

Il regolamento quindi **individua** le prime aree idonee per il fotovoltaico che sono costituite dalle coperture di fabbricati rurali, di edifici a uso produttivo e di edifici residenziali al di fuori delle zone A di cui al *decreto del Ministro dei lavori pubblici 2 aprile 1968, n. 1444* e ad esclusione degli immobili tutelati ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al *decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42* (Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137).

Si rammenta che, per tali interventi, la procedura autorizzativa è costituita dalla Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata (DILA) così come introdotta dall'art. 6-bis del D.Lgs. 28/2011, anch'essa oggetto di adeguamento del regolamento regionale 7/2011.

Nel momento in cui saranno emanati i decreti per l'individuazione delle aree idonee, particolare attenzione sarà posta sulle seguenti tipologie di aree:

a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28 (repowering);
b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale.

Per quanto riguarda il punto c), si rammenta la recentissima D.G.R. n. 1063 del 3/11/2021 recante "R.R. 3/2005, art.7 bis – D.G.R. 1501/2007; D.G.R. 2282/2007; D.G.R. 1499/2009 e D.G.R. 1128/2014 – Aggiornamento dell'elenco delle cave dismesse anno 2021."
Con tale atto è stato aggiornato l'elenco delle cave dismesse, elenco che rappresenta un unicum nel panorama estrattivo italiano, più volte citato da istituti nazionali quali ISPRA, in particolare dal Servizio Geologico Nazionale, nonché ISTAT.
Per cava dismessa, difatti, si intende non solo il sito dove è stata effettuata l'attività di coltivazione mineraria di sostanze minerarie di seconda categoria, ma anche che il sito non è compatibile con le caratteristiche morfologiche e ambientali locali, risultando quindi perfettamente congruente con le prime indicazioni ministeriali.
Le cave dismesse sono individuate inoltre sia arealmente che geograficamente, e risultano caratterizzate con fondamentali informazioni geometriche (superficie, altezza fronti, giacitura e posizione).

Per quanto riguarda inoltre il settore eolico, nel recente passato, in forza di un accordo di programma tra Regione e Università degli Studi di Perugia, è stato predisposto uno studio anemometrico sull'intero territorio regionale, strumento che risulta essere indispensabile per l'individuazione di risorse effettivamente sfruttabili. Tali cartografie dovranno essere oggetto di puntuali e specifiche analisi che tengano conto anche, ad esempio, delle caratteristiche ambientali e paesaggistiche.

L'individuazione delle aree idonee non potrà comunque non tenere conto dell'infrastruttura di rete presente ovvero della eventuale possibilità di accumulo. Già oggi, infatti, si evidenzia la saturazione di potenza di anelli locali, ciò comportando la realizzazione di un'infrastruttura direttamente connessa agli impianti di notevole entità, anche superiore a 10 km.
Eventuali connessioni in alta tensione richiedono, di contro, infrastrutture più complesse e tali da poter ridurre l'appetibilità di impresa.

4.3 Aree non idonee

Come premesso, il R.R. 7/2011 identifica le aree non idonee così come individuate negli allegati C e C-bis, allegati anche al presente documento.
L'articolo 12 del R.R. 7/2011 prevede, al comma 5, la possibilità di apportare modifiche agli allegati.
La nuova proposta di piano conterrà una rilettura critica di tali aree non idonee che dovrà tener conto della recente evoluzione normativa. In particolare, sarà opportuno specificare che, ove l'individuazione cartografica delle aree non idonee dovesse interessare aree a destinazione produttiva, l'area non idonea

non trova applicazione in quanto gli impianti per la produzione di energia non sono solo compatibili, ma addirittura conformi alla previsione stessa.
Si specifica che il R.R. 7/2011 così come modificato dal R.R. 4/2022 disciplina l'utilizzo delle aree produttive per lo sviluppo di impianti fotovoltaici a terra.

Per quanto riguarda la fonte eolica, la rilettura terrà conto anche della riallocazione delle competenze paesaggistiche in capo alla Regione.

Inoltre risulta opportuno prevedere una riflessione sulla possibilità di realizzare parchi eolici anche su aree boscate, ipotizzando procedimenti compensativi così come già oggi previsto per le attività estrattive nonché esplicitamente richiamato nel cd. Testo Unico delle foreste nazionale.
Analoghi ragionamenti saranno svolti anche per le altre fonti rinnovabili (biomasse, idraulica e geotermica).
Infine, si ritiene opportuno valutare una declassificazione delle aree non idonee per gli impianti a servizio delle comunità energetiche. Le comunità energetiche, difatti, si ritiene abbiano quale interesse primario, oltre al soddisfacimento del fabbisogno energetico, anche il conseguimento di benefici ambientali senza ovviamente determinare un peggioramento della qualità paesaggistico-ambientale nella quale risiede la comunità.
L'individuazione delle aree non idonee per le comunità energetiche, anche in considerazione della dimensione contenuta degli impianti energetici a servizio delle stesse e dei relativi impatti, dovrà richiedere una riflessione rispetto ai parametri e criteri applicabili.

4.4 Comunità Energetiche

La sfida europea per il conseguimento della "*decarbonificazione*" entro il 2050 passa attraverso la *transizione energetica* ovvero da un sistema basato sull'energia fossile a uno basato interamente su energia rinnovabile, efficiente e sostenibile nonché da un mercato centralizzato a uno distribuito.
Si tratta di realizzazione un nuovo modello di organizzazione sociale basato su produzione e consumo di energia proveniente da fonti rinnovabili le cui parole d'ordine devono essere "risparmio energetico ed efficienza dei consumi", ovvero di attivare nuove forme di azione collettiva e di economie collaborative in cui produzione e consumo danno vita a nuovi sistemi di scambio.

È nell'ambito del c.d. *Clean Energy Package* che la Direttiva (UE) 2018/2001 dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, nota come RED II (Renewable Energy Directive), introduce, per la prima volta nell'ordinamento europeo, la definizione di "comunità energetica".

Essa è definita come un soggetto giuridico:

- che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria;
- che è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
- i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
- il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di Comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

Anche la Direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019 relativa a "Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE" nel "considerando" n. 44 recita "*Le comunità energetiche dei cittadini sono considerate una forma di cooperazione tra cittadini o attori locali che dovrebbe essere soggetta a riconoscimento e tutela ai sensi del diritto dell'Unione. Le disposizioni sulle comunità energetiche dei cittadini non impediscono l'esistenza di altre iniziative dei cittadini come quelle derivanti da contratti di diritto privato. Dovrebbe pertanto essere possibile per gli Stati membri prevedere che le comunità energetiche dei cittadini possano essere costituite in forma di qualsiasi soggetto giuridico, per esempio di associazione, cooperativa, partenariato, organizzazione senza scopo di lucro o piccole o medie imprese, purché tale soggetto possa esercitare diritti ed essere soggetto a obblighi in nome proprio*."

Le due Direttive, seppur tra loro differenti, definiscono la comunità energetica come “un soggetto giuridico” fondato sulla “partecipazione aperta e volontaria” il cui scopo prioritario non è la generazione di profitti finanziari, ma il raggiungimento di benefici ambientali, economici e sociali per i suoi membri o soci o al territorio in cui opera.

È, pertanto, possibile definire la comunità energetiche quale forma innovativa di *prosumption* ovvero una coalizione di utenti che, tramite la volontaria adesione a un contratto, collaborano con l’obiettivo di produrre, consumare e gestire l’energia attraverso uno o più impianti energetici locali condividendo i benefici economici e sociali che ne derivano.

Le suddette Direttive individuano due tipi di comunità energetica:

- la Comunità Energetica Rinnovabile (CER): si basa sul principio di autonomia tra i membri e sulla necessità che si trovino in prossimità degli impianti di generazione. Questa comunità può gestire l’energia in diverse forme (elettricità, calore, gas) a patto che siano generate da una fonte rinnovabile (rif. Direttiva (UE) 2018/2001);
- la Comunità Energetica di Cittadini (CEC): non prevede i principi di autonomia e prossimità e può gestire solo l’elettricità (rif. Direttiva (UE) 2019/944).

Inoltre, le comunità energetiche rappresentano l’opportunità e, al contempo, la sfida per combattere la povertà energetica in quanto, come riportato nel considerando n. 67 della Direttiva RED II, permettono di aumentare l'efficienza energetica delle famiglie mediante la riduzione dei consumi e delle tariffe di fornitura.
Tale aggregazione favorisce anche il superamento di forme pregiudiziali verso le fonti rinnovabili, come dichiarato nel considerando n. 70 della Direttiva suddetta che recita: “*La partecipazione dei cittadini locali e delle autorità locali a progetti nell'ambito delle energie rinnovabili attraverso le comunità che producono energia rinnovabile ha comportato un notevole valore aggiunto in termini di accettazione delle energie rinnovabili a livello locale e l'accesso a capitali privati aggiuntivi, il che si traduce in investimenti a livello locale, più scelta per i consumatori e una maggiore partecipazione dei cittadini alla transizione energetica. Tale coinvolgimento a livello locale è tanto più importante in un contesto caratterizzato dall'aumento della capacità di energia rinnovabile. Le misure volte a consentire alle comunità di energia rinnovabile di competere su un piano di parità con altri produttori mirano altresì ad aumentare la partecipazione locale dei cittadini a progetti nell'ambito delle energie rinnovabili e pertanto incrementano l'accettazione dell'energie rinnovabile*.”

Il legislatore italiano già con il Decreto Legge 30 dicembre 2019, n. 162 recante “Disposizioni urgenti in materia di proroga di 4 termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di

innovazione tecnologica (c.d. Milleproroghe)", come convertito con Legge 28 febbraio 2020, n. 8, ha stabilito, nelle more del recepimento della direttiva RED II, modalità e condizioni per la realizzazione di comunità di energia rinnovabile, definendo, di fatto, un quadro di regole volte a consentire ai consumatori finali e/o produttori di energia di associarsi per "condividere" l'energia elettrica localmente prodotta da nuovi impianti alimentati da fonte rinnovabile di piccola taglia.
La norma nazionale, a tal fine, precisa che i consumatori di energia elettrica, ovvero finali quali persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, si possono associare qualora la loro partecipazione alla comunità non sostituisce attività commerciale e industriale principale.

La disposizione normativa ha previsto che:

- la comunità energetica deve produrre energia destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW;
- la comunità energetica per condividere l'energia prodotta utilizza le reti di distribuzione esistenti;
- i punti di prelievo e di immissione devono essere ubicati nella medesima cabina di trasformazione di media/bassa tensione;
- l'energia condivisa deve essere pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati.

I rapporti tra i soggetti, come dettato dalla norma, devono essere regolati da un contratto di diritto privato (art. 42bis c.5 DL 162/2020) che:

- prevede il mantenimento dei diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore;
- individua univocamente un soggetto delegato responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa a cui i soggetti possono, inoltre, demandare la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso le società di vendita e il GSE;
- consente ai soggetti di recedere in ogni momento e uscire dalla configurazione, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati.

Tra i fattori abilitanti allo sviluppo delle comunità di energia rinnovabile figurano:

- la disponibilità di aree per l'installazione degli impianti a fonte rinnovabile (per la nascita e l'autorizzazione dei progetti);
- la disponibilità di fondi (per lo sviluppo del progetto);
- la capacità di aggregazione dei soggetti (per la creazione della comunità di energia rinnovabile).

Per l'attuazione di quanto disposto dall'articolo 42bis citato, in ossequio al comma 8, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente -ARERA - ha emanato la delibera 4 agosto 2020, n. 318/2020/R/eel.

La delibera prevede un modello regolatorio virtuale che consente di riconoscere sul piano economico i benefici derivanti dal consumo in sito dell'energia elettrica localmente prodotta, simile a quello già esistente per lo scambio sul posto.

Questo modello regolatorio prevede che il GSE, erogando il "servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa per l'autoconsumo" (cosiddetto "servizio di energia condivisa"), restituisca alcuni importi unitari forfetari con riferimento alla quantità di energia elettrica condivisa relativa alla "comunità di energia rinnovabile". L'obiettivo è quello di valorizzare l'energia elettrica condivisa, tenendo conto di una stima della riduzione dei costi imputabile all'autoconsumo.

Per gli enti locali, le tariffe incentivanti non sono cumulabili né con gli incentivi per le FER elettriche previsti dal Dm 4 luglio 2019 né con lo scambio sul posto.

In data 8.11.2021 è stato licenziato il Decreto Legislativo di recepimento della Direttiva RED II, il più volte citato D.Lgs. 199/2021. Tale decreto è stato definito in coerenza con il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) con lo scopo di accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili.

L'art. 31 di tale Decreto definisce i requisiti e le condizioni delle CER, confermando i principi già normati con il decreto "Milleproroghe" ma ne amplia la possibilità di sviluppo, in termini di potenza massima dei singoli impianti e di estensione territoriale, demandando tale disposizione ai decreti attuativi in fase di emanazione:

	D.L. n. 162/2019 «Milleproroghe»	D.L. n. 199/2021: Decreti attuativi in fase di emanazione
CONFIGURAZIONE	Soggetto giuridico con membri/azionisti clienti finali e/o produttori	Soggetto giuridico con membri/azionisti clienti finali e/o produttori
IMPIANTI FER	Nuovi o potenziamenti dal 01/03/2020 Max **200 kW** per singolo impianto	Nuovi o potenziamenti dal 15/12/2021 (impianti esistenti max 30% potenza complessiva della CER) Max **1 Mw** per singolo impianto
	La proprietà degli impianti è libera, può essere anche di un soggetto terzo e/o gestita da un soggetto terzo purché questi resti soggetto alle istruzioni della comunità energetica	
PERIMETRO	POD e impianti sotto la stessa **cabina secondaria** (MT/BT) (rete in bassa tensione)	POD e impianti sotto la stessa **cabina primaria** (AT/MT) (rete in media tensione)

Lo sviluppo delle comunità energetiche è sostenuto anche dal GSE e dall'Enea che assicurano il necessario supporto mettendo a disposizione le proprie strutture tecniche, le piattaforme digitali e le competenze professionali.

Inoltre, in considerazione della dimensione contenuta degli impianti energetici a servizio delle comunità energetiche e dei relativi impatti sull'ambiente e sul paesaggio, l'individuazione delle aree non idonee dovrà richiedere una riflessione rispetto ai parametri e criteri applicabili.

La Giunta regionale con propria D.G.R. n. 411 del 04.05.2022 ha riconosciuto dette configurazioni energetiche, in grado di accelerare l'accesso all'energia "a km 0" grazie alle risorse rinnovabili disponibili a livello locale, quale strumento fondamentale per favorire un sistema energetico resiliente e conseguire la transizione energetica regionale al fine di:

- promuovere la riduzione dei consumi energetici e della dipendenza di approvvigionamento energetico, nonché l'incremento della produzione di energia rinnovabile;
- favorire, sul piano sociale e ambientale, la crescita competitiva, l'occupazione, l'attrattività del territorio e il contrasto alla diffusione della povertà energetica, grazie alla valorizzazione delle potenzialità del territorio;
- concorre al raggiungimento degli obiettivi di riconversione energetica verso fonti rinnovabili e neutralità climatica di cui al Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021, che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica

stabilendo un obiettivo vincolante, per l'Unione europea, di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030;

- concorre al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, predisposto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Con la D.G.R. n. 411/2022, inoltre, la Giunta regionale ha ritenuto che l'azione regionale proceda in raccordo con gli stakeholders pubblici e privati, con i quali attivare forme di collaborazione e scambio di informazioni, così da poter rispondere alle esigenze dei territori, nel rispetto delle specifiche peculiarità degli stessi, oltre che assicurare una sinergia tra le diverse opportunità di investimento per le diverse fonti finanziarie attivabili. Pertanto, con la medesima deliberazione sono stati istituiti con ANCI, in rappresentanza dei Comuni, e con le Associazioni di categoria, in rappresentanza delle realtà produttive e agricole, due tavoli tecnici, coordinati dall'Assessore regionale all'Ambiente, per definire un quadro conoscitivo delle potenzialità di sviluppo nei territori delle comunità energetiche oltre che delle realtà già esistenti nonché per individuare le esigenze locali e definire le più adeguate azioni di supporto e di animazione.

Per favorire la diffusione delle comunità energetiche e mettere in atto iniziative di sostegno, oltre che per concorrere al superamento di eventuali possibili ostacoli tecnico-amministrativi, sarà prevista la possibilità di stipulare forme di collaborazione e condivisione con istituzioni e organismi nazionali di settore (GSE, ARERA, RSE, ENEA).

In tale contesto assume particolare rilevanza anche l'animazione territoriale per favorire la conoscenza delle CER quale nuova realtà di approvvigionamento, nonché l'interazione tra soggetti potenzialmente coinvolti e le istituzioni competenti, al fine di superare eventuali forme pregiudiziali o ostacoli tecnico - amministrativi, che possano inibirne lo sviluppo sul territorio.

In tale panorama, sono in corso attività di formazione e diffusione da parte di ANCI e Regione Umbria.

4.5 Efficienza Energetica

L'Unione Europea con l'Accordo di Parigi del 2015 ha formalizzato il proprio impegno a conseguire la transizione, entro il 2050, verso un sistema energetico sostenibile, competitivo e decarbonizzato che trovi fondamento, tra gli assi prioritari, nell'efficienza energetica. Essa pertanto, definita nella direttiva 2012/27/UE come "*equiparabile ad una fonte di energia a sé stante*", sotto molti aspetti può essere considerata la maggiore risorsa energetica dell'Europa ed è da ritenersi una delle priorità verso cui indirizzare le scelte di investimento. L'efficienza energetica infatti rappresenta uno dei modi più efficaci dal punto di vista economico per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e ridurre le emissioni di gas a effetto serra e di altri inquinanti.

Il settore più energivoro dell'economia è quello edilizio: i consumi energetici degli edifici rappresentano il 40% del totale. La prima legge italiana sull'efficienza energetica degli edifici risale al 1973 ma oltre il 60% degli edifici esistenti sono antecedenti a tale data[13]; esiste, quindi, un enorme potenziale di risparmio energetico da sfruttare in questo settore.

Le recenti direttive UE in materia di energia spingono gli Stati membri a dotarsi di un parco immobiliare "*decarbonizzato*" e ad alta efficienza, anche al fine di rendere il patrimonio edilizio pubblico testimonial di best practices replicabili, attraverso forme incentivanti, sul patrimonio privato.

Secondo il principio della cosiddetta "*efficienza energetica al primo posto*" (*energy efficiency first*), introdotto dal regolamento (UE) 2018/1999, l'efficienza energetica può essere considerata come il "primo combustibile" sul quale sarebbe opportuno valutare la possibilità di investimento in maniera prioritaria rispetto alle altre fonti energetiche.

L'efficienza energetica è, altresì, una delle cosiddette cinque "dimensioni dell'energia" previste dal *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030* (PNIEC), che si propone un miglioramento dell'efficienza energetica del 43%, a fronte di un obiettivo UE del 32,5%[14] al 2030.

Il paragrafo che segue riepiloga gli interventi messi in campo dalla Amministrazione regionale nel recente passato e i risultati ottenuti, nella consapevolezza che tale attività dovrà essere continuata e ampliata con il nuovo Piano.

[13] Fonte: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC).

[14] Fissato dal "Quadro 2030 per il clima e l'energia".

4.5.1 Efficientamento energetico degli edifici pubblici: le azioni della Regione Umbria

A partire dal 2011, la Regione Umbria ha indirizzato la programmazione comunitaria **POR FESR 2007 – 2013** in materia di energia anche verso gli enti pubblici, mettendo in campo una serie di azioni incentivanti finalizzate alla promozione dell'efficientamento energetico del patrimonio edilizio pubblico e allo sviluppo di fonti rinnovabili, destinando contributi in conto capitale.

In particolare:

- in attuazione delle azioni dell'Attività A3 "Sostegno alla produzione di energia da fonti rinnovabili" dell'Asse III del POR FESR Umbria 2007-2013, con il bando approvato con D.D. n. 8933/2011 è stata promossa l'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da energia solare in edifici di proprietà delle amministrazioni comunali umbre, così da ridurre il consumo di combustibili fossili, limitare le emissioni di sostanze inquinanti e gas serra e ottenere miglioramenti nei costi di gestione a lungo termine degli edifici. Di seguito i risultati conseguiti:

Contributi concessi	€ 3.292.798,43
Soggetti beneficiari	n. 42 Amministrazioni comunali
Energia elettrica prodotta	3,3 GWh/anno
Risparmio economico	450.000 €/anno (ipotizzando una tariffa dell'energia elettrica di 0,14 €/kWh)
Beneficio ambientale	1.400 ton/anno di emissioni di CO_2 evitate

- in attuazione delle azioni dell'Attività A3 "Sostegno alla produzione di energie da fonti rinnovabili" e B3 "Sostegno all'introduzione di misure e investimenti volti all'efficienza energetica" dell'Asse III del POR FESR Umbria 2007-2013, con il bando pubblico approvato con D.D. n. 7210/2013 è stata finanziata la realizzazione di interventi di riqualificazione energetica negli edifici di proprietà comunale, al fine di razionalizzare dei consumi energetici e ottimizzazione le prestazioni energetiche del parco edilizio esistente. Obiettivo della misura regionale è la riduzione dei consumi energetici e di combustibili fossili, promuovendo così il risparmio delle fonti energetiche non rinnovabili, il miglioramento del comfort abitativo degli edifici nonché una maggiore tutela dell'ambiente. I risultati conseguiti sono:

Contributi concessi	€ 5.997.715,86
Soggetti beneficiari	n. 27 Amministrazioni comunali
Risparmio energetico	3,5 GWh/anno di energia primaria
Risparmio economico	450.000 €/anno (ipotizzando una tariffa dell'energia elettrica di 0,14 €/kWh)
Beneficio ambientale	1.400 ton/anno di emissioni di CO_2 evitate

Gli obiettivi della politica energetica dell'Umbria in ottica green sono stati declinati con la *Strategia Energetico Ambientale Regionale* (SEAR), approvata dall'Assemblea legislativa con deliberazione n. 205/2017, per il periodo *2014-2020*. La SEAR si pone quattro obiettivi principali: diminuzione dei consumi energetici complessivi; incremento delle fonti energetiche rinnovabili; miglioramento della governance regionale; sviluppo della filiera industriale e dei servizi connessi con l'energia. Con tale Strategia la Regione Umbria ha individuato, tra l'altro, due azioni prioritarie, quali mezzo per conseguire gli obiettivi prefissati: da un lato l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili nella componente elettrica e termica; dall'altro l'attuazione di interventi di razionalizzazione e di riduzione dei consumi finali lordi di energia.

L'efficienza energetica del patrimonio pubblico regionale è stata individuata tra le priorità di investimento della programmazione **POR FESR 2014-2020** con una dotazione finanziaria, assegnata all'Azione chiave 4.2.1 *Smart Buildings* dell'Asse IV *Energia sostenibile*, pari a € 28.640.080 che, seppur considerevole, consente di soddisfare solo parzialmente il fabbisogno di efficientamento dell'intero parco immobiliare pubblico del territorio umbro. È noto, infatti, che le strutture immobiliari pubbliche, per la loro destinazione d'uso e per l'età costruttiva, hanno significative esigenze di interventi per il miglioramento della loro prestazione energetica, con conseguenti benefici ambientali di riduzione delle emissioni climalteranti, oltre che di risparmi economici.
Quanto sopra detto trova riscontro nella forte richiesta di sostegno agli investimenti che proviene dalle Amministrazioni del territorio tanto che vi è stata una partecipazione significativa ai bandi emanati.
Inoltre, è ingente l'esigenza finanziaria per l'efficientamento energetico del patrimonio residenziale pubblico che, come risulta dalla ricognizione effettuata con il *Programma di interesse regionale per l'efficientamento energetico dell'edilizia residenziale pubblica*, approvato con D.G.R. 758 del 09.07.2018, è quantificata in oltre € 22.000.000 per più di 140 edifici ovvero per oltre 2.400 alloggi.

L'Azione chiave 4.2.1 "*Smart Buildings*", nel sostenere la realizzazione di investimenti di efficientamento energetico di edifici pubblici, ha individuato, quale principio generale di selezione degli interventi, il conseguimento del miglior rapporto tra costi di investimento e riduzione dei consumi energetici.

In coerenza con gli obiettivi della politica energetica comunitaria e nazionale, nonché della Strategia Energetica Ambientale Regionale, a valere sull'Azione chiave 4.2.1, la Regione Umbria ha attivato misure volte all'efficientamento energetico del patrimonio pubblico, da conseguirsi anche attraverso interventi di riduzione dei consumi negli edifici e nelle strutture pubbliche residenziali. In particolare l'attuazione dell'Azione *Smart Buildings* si è esplicata attraverso le seguenti attività:

- *"Bando pubblico per la concessione di contributi ad enti pubblici per la realizzazione di diagnosi e certificazioni energetiche su edifici pubblici finalizzate alla promozione di interventi di efficientamento energetico"* (D.D. n. 4924/2015).

  Con atto n. 446 del 27/03/2015 la Giunta Regionale ha destinato risorse FESR a favore degli Enti pubblici proprietari per effettuare un numero significativo di diagnosi energetiche, al fine di valutare i consumi e stimare i risparmi di energia derivanti dai possibili interventi realizzabili.

  In attuazione di quanto stabilito dalla DGR 446/2015, con D.D. n. 4924 del 13/07/2015 è stato approvato un Bando per sostenere gli enti pubblici nel dotarsi di diagnosi energetiche del proprio patrimonio edilizio necessarie, oltre che alla conoscenza della performance energetica degli edifici o delle strutture, per la partecipazione alla fase di selezione per l'ottenimento di eventuali successivi finanziamenti destinati alla realizzazione di interventi di efficientamento energetico previsti dal POR FESR 2014 – 2020.

  In particolare sono state finanziate diagnosi energetiche per complessivi n. 219 edifici pubblici di proprietà di n. 94 enti pubblici, per un importo complessivo di contributo concesso pari a € 523.813,48.

La ripartizione percentuale degli edifici per tipologia di destinazioni d'uso è rappresentata nel grafico di Fig. 43, mentre la ripartizione percentuale degli edifici per tipologia di ente proprietario è rappresentata nel grafico di Figura 44.

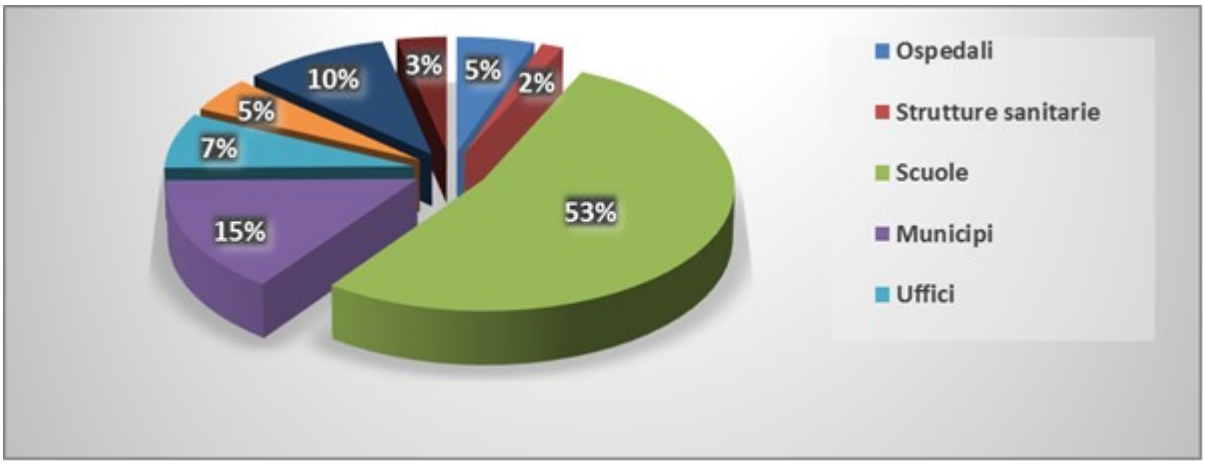

Figura 43: Ripartizione percentuale degli edifici per tipologia di destinazioni d'uso.

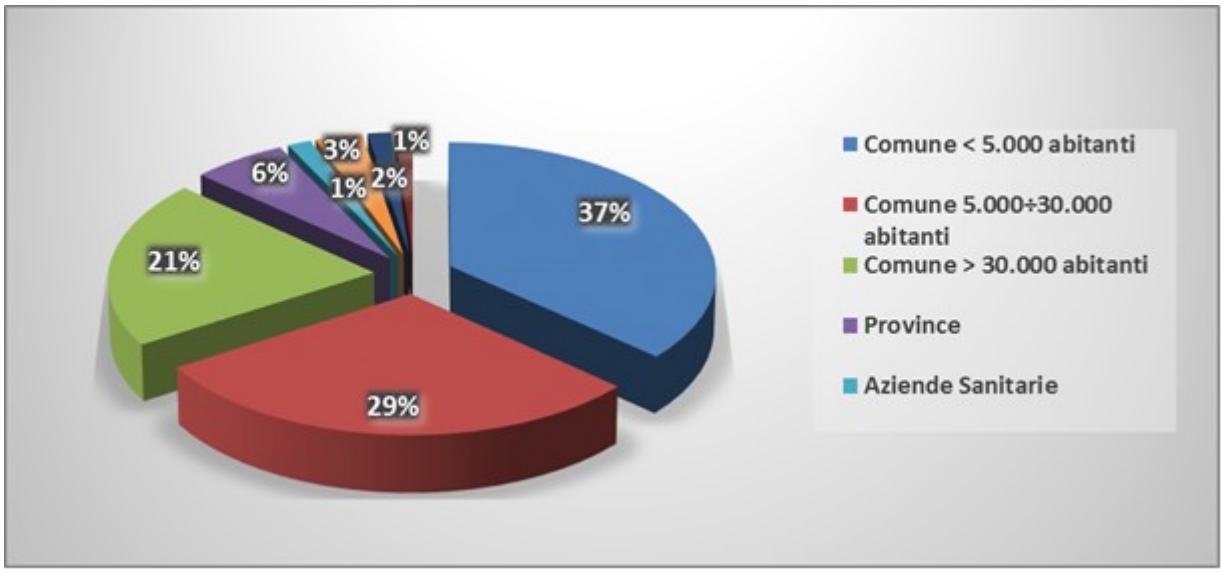

Figura 44: Ripartizione percentuale degli edifici per tipologia di ente pubblico proprietario.

La ripartizione percentuale delle tipologie delle possibili soluzioni di efficientamento degli edifici, rappresentata nel grafico di Figura 45, evidenzia che gli interventi maggiormente proposti riguardano l'isolamento termico dell'involucro edilizio opaco (29%) e la riqualificazione dell'impianto termico (22%), seguiti dall'isolamento termico delle superfici trasparenti (14%) e dall'efficientamento dei sistemi di illuminazione interna (10%) e infine dall'installazione di collettori solari termici (2%).

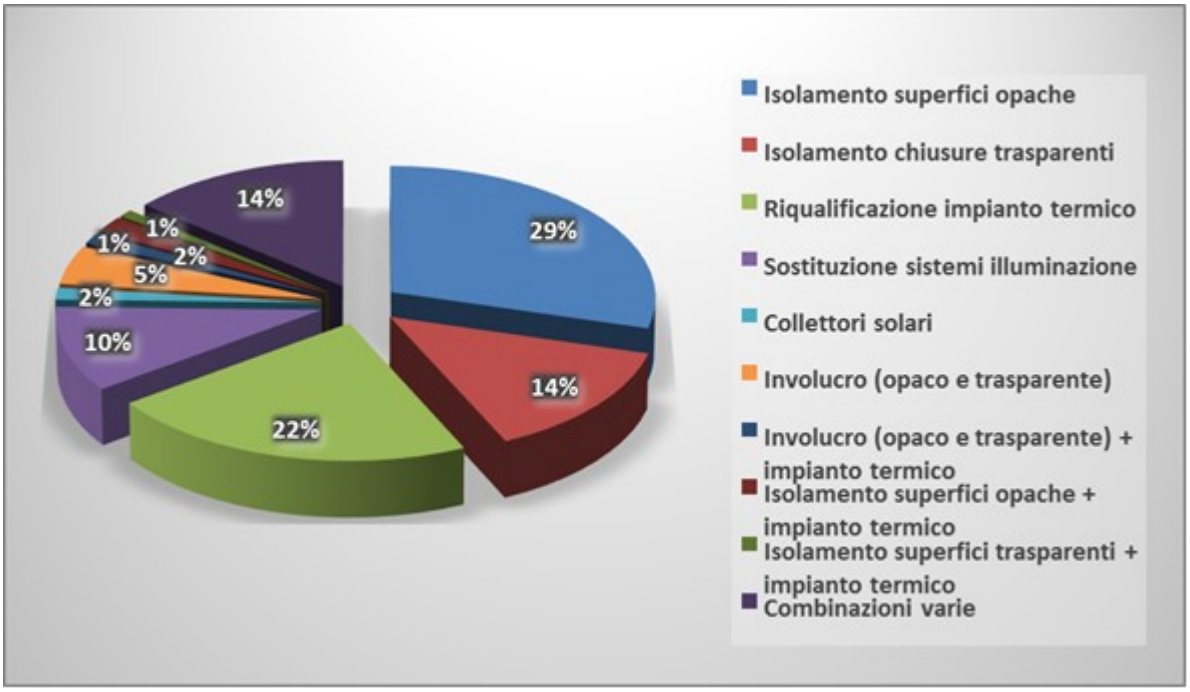

Figura 45: Tipologie dei possibili interventi di efficientamento energetico degli edifici.

- *"Bando pubblico per la concessione di contributi ad enti pubblici finalizzati alla realizzazione di interventi (di piccole dimensioni) di efficientamento energetico degli edifici" (DD n. 2201/2016).*

Tale bando ha sostenuto le Amministrazioni umbre nella realizzazione di interventi di efficientamento energetico su edifici di proprietà pubblica e a uso pubblico, integrando gli incentivi previsti dal DM 16.02.2016 (Conto Termico 2.0). Il bando ha destinato contributi FESR nella misura massima del 35% delle spese ammissibili, riuscendo ad assicurare agli enti beneficiari la copertura dei costi di investimento fino al 90%. Con la procedura a "sportello", per l'accesso al bando, gli enti pubblici beneficiari potevano presentare istanza di partecipazione previo ottenimento, da parte del Gestore Servizi Energia-GSE, della conferma della prenotazione dell'incentivo statale. Il bando ha consentito di finanziare 16 interventi, a beneficio di n. 5 enti pubblici, per un importo complessivo di spese certificate pari a € 452.692,78.

- *Programma regionale per interventi di efficientamento energetico complementari al miglioramento sismico di edifici pubblici (I attuazione D.D. n. 2895/2016; II attuazione D.G.R. n. 1433/2016).*

Tale Programma è finalizzato a coniugare e integrare in maniera ottimale gli aspetti legati all'efficientamento energetico con quelli connessi alla sicurezza sismica, oltre che ottimizzare l'uso delle risorse pubbliche e mettere a disposizione della collettività strutture funzionali e sicure nella loro interezza. Il contributo concedibile a ciascun ente beneficiario, può coprire fino al 90% delle spese ammissibili per un importo massimo di € 300.000,00.

Sono stati finanziati n. 11 interventi finanziati, di cui 10 conclusi (lavori ultimati) e certificati (€1.982.664,32).

- *Programma di interventi di efficientamento energetico su edilizia residenziale pubblica (D.G.R. n. 1433/2016).*

Sono stati finanziati, conclusi e certificati n. 5 interventi, per un importo complessivo pari a €139.773,37.

- *Programma di interesse regionale per l'efficientamento energetico dell'edilizia residenziale pubblica – I stralcio (D.D. n. 13905 del 19/12/2018).*

La Giunta Regionale, con proprio atto n. 758/2018, ha approvato il Programma di interesse regionale per l'efficientamento energetico dell'edilizia residenziale pubblica, individuando quale beneficiario l'Azienda Territoriale per l'Edilizia Residenziale della Regione Umbria con una misura del contributo pari al 70% delle spese ammissibili sostenute.

Con il I stralcio di finanziamento del Programma, di cui alla D.D. n. 13905/2018, sono stati finanziati n. 22 edifici, corrispondenti a n. 530 alloggi di edilizia residenziale pubblica, per un importo complessivo di contributo pari a € 2.710.000.

- *"Bando pubblico per la concessione di contributi per la realizzazione di interventi di efficientamento energetico degli edifici di proprietà pubblica e destinati ad uso pubblico" (D.D. n. 2917/2017).*

Sono stati finanziati n. 58 interventi, di cui n. 52 conclusi (lavori ultimati) e certificati, per un importo complessivo di € 12.630.926,98.

- *"Bando pubblico per il finanziamento di interventi di efficientamento energetico degli edifici pubblici per interventi di efficientamento energetico" (D.D. n. 6493/2020).*

Le domande presentate e risultate ammissibili a finanziamento sono state n. 59 per un totale di contributo concedibile pari a 23,5 milioni di euro. Con D.D. n. 3144 del 14.04.2021 è stata approvata la graduatoria degli interventi ammessi a contributo e, contestualmente, a fronte di una dotazione disponibile pari a 3,4 milioni di euro, sono stati finanziati n. 6 interventi per complessivi € 3.281.070,90. Tutti i lavori risultano aggiudicati e sono in corso di esecuzione. Con D.D. n. 11830 del 22/11/2021 sono stati finanziati ulteriori n. 3 interventi per un importo di contributo concesso pari a € 1.113.990,91. Per tali interventi sono in corso le procedure di aggiudicazione.

Le azioni attivate per l'efficientamento energetico con le risorse dell'Azione chiave 4.2.1 "Smart Buildings" del POR FESR 2014-2020, al 31.10.2022 hanno consentito di conseguire risultati importanti, quali:

TOT EDIFICI FINANZIATI	**n. 121 (di cui n. 27 ERP)**
TOT CONTRIBUTI CONCESSI	**€ 27.994.544,33**

oltre € 523.813,48 per n. 219 diagnosi energetiche

di cui:

interventi conclusi (lavori ultimati e spese attestate):	**n. 105 (di cui n. 27 ERP)**
contributi attestati	**€ 18.339.785,92**

oltre che significativi benefici ambientali quali:

- risparmio energetico (in termini di riduzione del consumo annuo di energia primaria) circa pari a 18 GWh/anno;
- oltre 8.000 ton/anno di emissioni evitate di CO_{2eq}.

Dai dati sopra riportati si desume che il costo medio per l'efficientamento energetico degli edifici pubblici è quantificabile in circa 1,56 € per ciascun kWh/anno di energia primaria risparmiata.

In data 15 ottobre 2018 è stato sottoscritto l'Accordo Stato Regioni "in materia di concorso regionale alla finanza pubblica, al rilancio degli investimenti pubblici e sul riparto del Fondo per il finanziamento degli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale", al fine di mettere in atto azioni di accelerazione degli investimenti nel quinquennio 2019-2023, quale forte impulso per lo sviluppo e la crescita del territorio.
A fronte di detto Accordo, per l'efficientamento energetico del parco immobiliare pubblico, sono state rese disponibili per le annualità 2019 – 2023 risorse pari a € 9.850.000, di cui € 4.000.000 destinati per l'edilizia residenziale pubblica.
Ciò ha consentito di finanziare ulteriori n. 45 interventi su edifici pubblici e n. 21 interventi (per n. 555 alloggi) sull'edilizia residenziale pubblica, con il conseguimento dei seguenti risultati ambientali:

- edifici pubblici
  - risparmio energetico (riduzione del consumo annuo di energia primaria) pari a 4,4 GWh/anno;
  - oltre 1.100 ton/anno di emissioni evitate di CO_{2eq}.
- edilizia residenziale pubblica
  - risparmio energetico (riduzione del consumo annuo di energia primaria) pari a 420 MWh/anno;
  - oltre 170 ton/anno di emissioni evitate di CO2eq.

Complessivamente, a valere sulle risorse FESR 2014 – 2020 nonché sulle risorse rese disponibili dall'Accordo Stato – Regioni 2019 – 2023, la Regione Umbria ha finanziato n. 187 interventi di efficientamento energetico (di cui n. 48 su ERP) che consentono il raggiungimento dei benefici energetico – ambientali, riportati nella seguente tabella:

Fonte di finanziamento	N. edifici pubblici efficientati	N. edifici di edilizia residenziale pubblica efficientati	Risparmio energetico [GWh/anno]	Emissioni evitate [ton/anno CO_2]
FESR 2014 - 2020	94	27	18	7.500
Accordo Stato Regioni 2019 - 2023	45	21	4,82	1.270
TOT	**139**	**48**	**22,82**	**8.770**

ALLEGATO 1- Scheda A

I Bilanci energetici regionali 2009-2017

Anno 2009

ktep	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi[2]	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	571	0	0	0	571	0	0	
saldo import/export	2.292	268	1.032	987	-133	0	0	138
Consumo interno[1]	**2.859**	**268**	**1.029**	**987**	**438**	**0**	**0**	**138**
Ingressi in trasformazione	**752**	**267**	**2**	**295**	**187**	**0**	**0**	**1**
Uscite dalla trasformazione	**426**	**0**	**0**	**0**	**21**	**0**	**33**	**372**
Settore energia	**21**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**20**
Perdite di distribuzione e trasporto	**37**	**0**	**0**	**7**	**0**	**0**	**0**	**30**
Disponibilià netta per i consumi finali	**2.475**	**1**	**1.026**	**684**	**272**	**0**	**32**	**459**
Consumi finali non energetici	**50**	**0**	**50**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Consumi finali energetici	**2.424**	**1**	**976**	**684**	**272**	**0**	**32**	**459**
industria	765	1	259	218	1	0	32	255
trasporti	687	0	632	23	21	0	0	11
altri settori	973	0	85	444	250	0	1	193
civile	929	0	51	443	250	0	1	184
agricoltura e pesca	41	0	31	1	0	0	0	9
altri settori n.c.a.	3	0	3	0	0	0	0	0
Differenze statistiche	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Anno 2010

ktep	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi[2]	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	672	0	0	0	672	0	0	
saldo import/export	2.039	65	963	1.030	-186	0	0	167
Consumo interno[1]	**2.707**	**65**	**960**	**1.030**	**485**	**0**	**0**	**167**
Ingressi in trasformazione	**585**	**64**	**5**	**281**	**235**	**0**	**0**	**1**
Uscite dalla trasformazione	**409**	**0**	**0**	**0**	**25**	**0**	**36**	**348**
Settore energia	**27**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**13**	**13**
Perdite di distribuzione e trasporto	**33**	**0**	**0**	**9**	**0**	**0**	**0**	**24**
Disponibilià netta per i consumi finali	**2.471**	**1**	**955**	**739**	**275**	**0**	**23**	**477**
Consumi finali non energetici	**68**	**0**	**68**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Consumi finali energetici	**2.403**	**1**	**887**	**739**	**275**	**0**	**23**	**477**
industria	759	1	243	223	1	0	21	271
trasporti	634	0	572	27	25	0	0	11
altri settori	1.010	0	73	489	250	0	2	195
civile	969	0	42	489	250	0	2	186
agricoltura e pesca	38	0	28	1	0	0	0	9
altri settori n.c.a.	2	0	2	0	0	0	0	0
Differenze statistiche	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Anno 2011

ktep	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi[2]	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	457	0	0	0	457	0	0	
saldo import/export	2.032	34	884	1.034	-92	0	0	172
Consumo interno[1]	**2.484**	**34**	**880**	**1.034**	**365**	**0**	**0**	**172**
Ingressi in trasformazione	**572**	**34**	**3**	**341**	**194**	**0**	**0**	**1**
Uscite dalla trasformazione	**406**	**0**	**0**	**0**	**23**	**0**	**43**	**340**
Settore energia	**48**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**32**	**15**
Perdite di distribuzione e trasporto	**38**	**0**	**0**	**6**	**0**	**0**	**0**	**31**
Disponibilià netta per i consumi finali	**2.233**	**1**	**877**	**687**	**194**	**0**	**11**	**465**
Consumi finali non energetici	**62**	**0**	**62**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Consumi finali energetici	**2.172**	**1**	**815**	**687**	**194**	**0**	**11**	**465**
industria	679	0	211	201	1	0	9	257
trasporti	600	0	535	30	23	0	0	12
altri settori	893	0	69	456	169	0	2	196
civile	857	0	43	455	169	0	2	187
agricoltura e pesca	34	0	24	1	0	0	0	9
altri settori n.c.a.	2	0	2	0	0	0	0	0
Differenze statistiche	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Anno 2012

ktep	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi[2]	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	598	0	0	0	598	0	0	
saldo import/export	1.801	68	786	868	-192	0	0	271
Consumo interno[1]	**2.395**	**68**	**782**	**868**	**407**	**0**	**0**	**271**
Ingressi in trasformazione	**427**	**66**	**2**	**197**	**162**	**0**	**0**	**1**
Uscite dalla trasformazione	**295**	**0**	**0**	**0**	**21**	**0**	**35**	**239**
Settore energia	**13**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2**	**11**
Perdite di distribuzione e trasporto	**43**	**0**	**0**	**8**	**0**	**0**	**0**	**35**
Disponibilià netta per i consumi finali	**2.206**	**2**	**779**	**663**	**266**	**0**	**33**	**463**
Consumi finali non energetici	**52**	**0**	**52**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Consumi finali energetici	**2.154**	**2**	**728**	**663**	**266**	**0**	**33**	**463**
industria	661	2	190	192	1	0	31	245
trasporti	543	0	479	30	21	0	0	13
altri settori	951	0	59	441	244	0	2	204
civile	921	0	39	440	244	0	2	195
agricoltura e pesca	27	0	17	1	0	0	0	9
altri settori n.c.a.	2	0	2	0	0	0	0	0
Differenze statistiche	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Anno 2013

ktep	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi[2]	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	729	0	0	0	729	0	0	
saldo import/export	1.604	84	758	757	-190	0	0	194
Consumo interno[1]	**2.327**	**84**	**754**	**757**	**539**	**0**	**0**	**194**
Ingressi in trasformazione	**470**	**84**	**2**	**87**	**297**	**0**	**0**	**1**
Uscite dalla trasformazione	**350**	**0**	**0**	**0**	**20**	**0**	**23**	**307**
Settore energia	**13**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**12**
Perdite di distribuzione e trasporto	**43**	**0**	**0**	**8**	**0**	**0**	**0**	**35**
Disponibilià netta per i consumi finali	**2.151**	**0**	**752**	**662**	**262**	**0**	**22**	**453**
Consumi finali non energetici	**47**	**0**	**47**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Consumi finali energetici	**2.104**	**0**	**705**	**662**	**262**	**0**	**22**	**453**
industria	600	0	158	182	1	0	19	240
trasporti	550	0	482	34	20	0	0	14
altri settori	954	0	64	446	241	0	3	199
civile	921	0	42	445	241	0	3	190
agricoltura e pesca	31	0	21	1	0	0	0	9
altri settori n.c.a.	2	0	2	0	0	0	0	0
Differenze statistiche	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Anno 2014

ktep	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi[2]	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	695	0	0	0	695	0	0	
saldo import/export	1.515	61	775	665	-185	0	0	198
Consumo interno[1]	**2.206**	**61**	**771**	**665**	**510**	**0**	**0**	**198**
Ingressi in trasformazione	**431**	**61**	**1**	**74**	**295**	**0**	**0**	**1**
Uscite dalla trasformazione	**315**	**0**	**0**	**0**	**20**	**0**	**23**	**272**
Settore energia	**11**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**10**
Perdite di distribuzione e trasporto	**37**	**0**	**0**	**5**	**0**	**0**	**0**	**32**
Disponibilià netta per i consumi finali	**2.042**	**0**	**769**	**586**	**235**	**0**	**22**	**428**
Consumi finali non energetici	**35**	**0**	**35**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Consumi finali energetici	**2.006**	**0**	**734**	**586**	**235**	**0**	**22**	**428**
industria	479	0	83	155	3	0	19	217
trasporti	645	0	576	36	20	0	0	13
altri settori	882	0	74	395	212	0	3	198
civile	847	0	49	395	212	0	2	189
agricoltura e pesca	33	0	23	1	0	0	1	9
altri settori n.c.a.	2	0	2	0	0	0	0	0
Differenze statistiche	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Anno 2015

ktep	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi[2]	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	484	0	0	0	480	4	0	
saldo import/export	1.814	9	820	680	39	0	0	267
Consumo interno[1]	**2.292**	**9**	**815**	**680**	**519**	**4**	**0**	**267**
Ingressi in trasformazione	**322**	**8**	**2**	**57**	**250**	**4**	**0**	**1**
Uscite dalla trasformazione	**265**	**0**	**0**	**0**	**20**	**0**	**31**	**213**
Settore energia	**7**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**7**
Perdite di distribuzione e trasporto	**35**	**0**	**0**	**5**	**0**	**0**	**0**	**30**
Disponibilià netta per i consumi finali	**2.194**	**0**	**813**	**618**	**289**	**0**	**31**	**443**
Consumi finali non energetici	**40**	**0**	**40**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Consumi finali energetici	**2.154**	**0**	**773**	**618**	**289**	**0**	**31**	**443**
industria	631	0	178	180	31	0	19	223
trasporti	595	0	525	35	20	0	0	14
altri settori	929	0	71	403	238	0	12	205
civile	895	0	47	403	236	0	12	197
agricoltura e pesca	32	0	22	1	2	0	0	8
altri settori n.c.a.	2	0	2	0	0	0	0	0
Differenze statistiche	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Anno 2016

ktep	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi[2]	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	483	0	0	0	481	2	0	
saldo import/export	1.752	3	759	688	49	0	0	254
Consumo interno[1]	**2.229**	**3**	**754**	**688**	**529**	**2**	**0**	**254**
Ingressi in trasformazione	**346**	**3**	**2**	**78**	**260**	**2**	**0**	**1**
Uscite dalla trasformazione	**275**	**0**	**0**	**0**	**18**	**0**	**33**	**224**
Settore energia	**6**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**6**
Perdite di distribuzione e trasporto	**34**	**0**	**0**	**5**	**0**	**0**	**0**	**28**
Disponibilià netta per i consumi finali	**2.118**	**0**	**752**	**604**	**287**	**0**	**33**	**442**
Consumi finali non energetici	**34**	**0**	**34**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Consumi finali energetici	**2.084**	**0**	**719**	**604**	**287**	**0**	**33**	**442**
industria	562	0	122	166	30	0	19	224
trasporti	600	0	529	37	18	0	0	15
altri settori	923	0	67	401	239	0	13	203
civile	887	0	41	400	237	0	13	196
agricoltura e pesca	34	0	24	1	2	0	0	7
altri settori n.c.a.	2	0	2	0	0	0	0	0
Differenze statistiche	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Anno 2017

ktep	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi[2]	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	526	0	0	0	525	0	0	
saldo import/export	1.707	6	674	715	49	0	0	264
Consumo interno[1]	**2.228**	**6**	**669**	**715**	**574**	**0**	**0**	**264**
Ingressi in trasformazione	**347**	**4**	**2**	**94**	**247**	**0**	**0**	**1**
Uscite dalla trasformazione	**273**	**0**	**0**	**0**	**18**	**0**	**41**	**214**
Settore energia	**7**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**7**
Perdite di distribuzione e trasporto	**34**	**0**	**0**	**6**	**0**	**0**	**0**	**28**
Disponibilià netta per i consumi finali	**2.114**	**2**	**667**	**615**	**345**	**0**	**41**	**443**
Consumi finali non energetici	**30**	**0**	**30**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Consumi finali energetici	**2.084**	**2**	**638**	**615**	**345**	**0**	**41**	**443**
industria	528	2	71	169	34	0	30	222
trasporti	565	0	495	38	18	0	0	15
altri settori	991	0	72	408	293	0	11	207
civile	948	0	39	408	291	0	11	199
agricoltura e pesca	42	0	31	1	2	0	0	8
altri settori n.c.a.	1	0	1	0	0	0	0	0
Differenze statistiche	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Anno 2018

ktep	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi[2]	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	533	0	0	0	532	1	0	
saldo import/export	1.722	2	689	770	56	0	0	205
Consumo interno[1]	**2.250**	**2**	**684**	**770**	**588**	**1**	**0**	**205**
Ingressi in trasformazione	**434**	**0**	**2**	**140**	**291**	**1**	**0**	**1**
Uscite dalla trasformazione	**344**	**0**	**0**	**0**	**22**	**0**	**41**	**280**
Settore energia	**8**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**8**
Perdite di distribuzione e trasporto	**29**	**0**	**0**	**6**	**0**	**0**	**0**	**23**
Disponibilià netta per i consumi finali	**2.122**	**2**	**682**	**624**	**319**	**0**	**41**	**454**
Consumi finali non energetici	**25**	**0**	**25**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Consumi finali energetici	**2.097**	**2**	**657**	**624**	**319**	**0**	**41**	**454**
industria	531	2	70	166	32	0	28	233
trasporti	588	0	512	39	22	0	0	15
altri settori	979	0	75	419	266	0	12	206
civile	935	0	42	419	264	0	12	198
agricoltura e pesca	42	0	32	1	2	0	0	8
altri settori n.c.a.	1	0	1	0	0	0	0	0
Differenze statistiche	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Anno 2019

ktep	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Combustibili gassosi[2]	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	493	0	0	0	493	0	0	
saldo import/export	1.858	2	719	919	51	0	0	167
Consumo interno[1]	**2.346**	**2**	**715**	**919**	**544**	**0**	**0**	**167**
Ingressi in trasformazione	**546**	**0**	**1**	**287**	**257**	**0**	**0**	**1**
Uscite dalla trasformazione	**384**	**0**	**0**	**2**	**24**	**0**	**41**	**318**
Settore energia	**9**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**9**
Perdite di distribuzione e trasporto	**28**	**0**	**0**	**6**	**0**	**0**	**0**	**22**
Disponibilià netta per i consumi finali	**2.147**	**2**	**713**	**627**	**310**	**0**	**41**	**454**
Consumi finali non energetici	**30**	**0**	**30**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Consumi finali energetici	**2.117**	**2**	**683**	**627**	**310**	**0**	**41**	**454**
industria	542	2	66	174	29	0	30	241
trasporti	625	0	549	37	24	0	0	16
altri settori	950	0	69	416	257	0	11	197
civile	913	0	42	415	255	0	11	189
agricoltura e pesca	36	0	26	1	2	0	0	8
altri settori n.c.a.	1	0	1	0	0	0	0	0
Differenze statistiche	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Nota per tutti i BER:

Fonte: Elaborazione ENEA su dati MiSE, GSE, TERNA, SNAM Rete Gas, SGI, Ispra

[1]produzione+importazione-esportazione+variazione delle scorte-bunkeraggi marittimi internazionali-aviazione internazionale

[2]Sono inclusi gas naturale e gas manufatti