



REGIONE
LAZIO

COMUNE DI CELLERE (VT)

Progettazione della Centrale Solare "Energia dell'olio" da 107.131 kWp



Proponente:

PACIFICO

Pacifico Berillo s.r.l.

Piazza Walther-von-der-Vogelweide,8 - 39100 (BZ)

Investitore agricolo
superintensivo :

OXY CAPITAL
ADVISORS

OXY CAPITAL ADVISORS S.R.L.

Via A. Bertani, 6 - 20154 Milano - Italia

Partner:



Titolo: Studio di Impatto Ambientale Quadro Generale

N° Elaborato: 4

**Progetto dell'inserimento paesaggistico
e mitigazione**

Progettista:

Agr. Fabrizio Cembalo Sambiasi
Arch. Alessandro Visalli

Collaboratori:

Agr. Rosa Verde
Urb. Patrizia Ruggiero
Arch. Anna Sirica

Cod: VR_01 - d

Progettazione elettrica e civile

Progettista:

Ing. Rolando Roberto
Ing. Marco Balzano

Collaboratori:

Ing. Simone Bonacini
Ing. Giselle Roberto

Progettazione oliveto superintensivo

Progettista:

Agr. Giuseppe Rutigliano

Consulenza geologia
Geol. Gaetano Ciccarelli

Consulenza archeologia
Archeol. Concetta Claudia Costa

Consulenza irrigazione
Ing. Salvatore Scicchitano

Tipo di progetto:

- ☐ RILIEVO
☐ PRELIMINARE
☒ DEFINITIVO
☐ ESECUTIVO

Progettazione:

progetto
verde
studio di architettura del paesaggio

AEDES GROUP
ENGINEERING
MARE
RINNOVABILI



Rev.	descrizione	data	formato	elaborato da	controllato da	approvato da
		Novembre 2021	A4	Alessandro Visalli	Alessandro Visalli	Fabrizio Cembalo Sambiasi

Sommario

0.1-	Appendice.	3
0.2-	Il Quadro Generale: Politiche per la transizione energetica.....	3
0.2.1	Premessa	3
0.2.2	Il Protocollo di Kyoto, 1997	4
0.2.3	Libro Verde dell'Unione Europea, 2002.....	5
0.2.4	Il "Pacchetto clima-energia" e la Direttiva del 2009.....	6
0.2.5	Il "Quadro 2030 per il clima e l'energia", 2014.....	7
0.2.6	L'Accordo di Parigi (COP 21), 2015	8
0.2.7	L'Agenda 2030 dell'Onu, 2015	8
0.2.8	Il Pacchetto di Katowice (COP 24), 2018	11
0.2.9	La Comunicazione della Commissione "Un pianeta pulito per tutti", 2018	11
0.2.10	La Direttiva (UE) 2018/0221 (RED II).....	16
0.2.11	La comunicazione del Consiglio Europeo "European Green Deal", 2019.....	17
0.2.12	Il "2030 climate & energy framework", 2020.....	18
0.2.13	La "2050 long-term strategy"	18
0.2.14	Proposta di Legge europea sul Clima	19
0.2.15	La nuova COP 26.....	20
0.2.16	Il Consiglio Europeo del 11 dicembre 2020	20
0.2.17	La "Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni"	20
0.2.18	Il "Recovery e Resilience Facility", febbraio 2021	20
0.2.19	Il Ministero per la Transizione Ecologica 2021 ed il CITE	24
0.2.20	La proposta EU Fit for 55	25
0.2.21	Conclusioni: politiche sul clima ed energia	26
0.3-	Introduzione al settore energetico	31
0.3.1	La domanda e l'offerta di energia elettrica in Italia.....	34
0.3.2	La domanda e l'offerta di energia elettrica nel Lazio	38
0.3.3	Impianti di produzione da fotovoltaico autorizzati nel Lazio	42
0.3.4	Valutazione comparata tra le Fonti Energetiche Rinnovabili	47
0.4-	Il Quadro Normativo Nazionale	58
0.4.1	Legge n. 415 del 10 novembre 1997.....	58
0.4.2	Legge n. 9 del 9 gennaio 1991.	59
0.4.3	Legge n. 10 del 9 gennaio 1991	60
0.4.4	CIP 6/1992	63
0.4.5	Decreto Legislativo 387/2003.....	63
0.4.6	D.Lgs. 42/04 "Codice del Paesaggio"	66
0.4.7	D.M. 24 ottobre 2005.....	69
0.4.8	DPCM 12 dicembre 2005, "Autorizzazione paesaggistica"	69
0.4.9	Linee guida nazionali della 387: DM 10 settembre 2010	72
0.4.10	Decreto legislativo 28/2011.	75
0.4.11	Il Decreto del Mi SE 15 marzo 2012 (cosiddetto "Burden Sharing").....	76
0.4.12	DM 23 giugno 2016 - Incentivazione dell'energia prodotta da FER diverse dal fotovoltaico	76
0.4.13	DM 16 febbraio 2016 - Nuovo Conto Termico 2016.....	77
0.4.14	Legge n. 168 del 20 novembre 2017 "Norme in materia di domini collettivi"	77
0.4.15	DM 04 luglio 2019.....	78
0.4.16	Legge di delegazione europea 2019.....	79
0.4.17	Legge 29 luglio 2021, n. 108	80
0.5-	Il Quadro Regolatorio Nazionale	86
0.5.1	Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili	86
0.5.2	PAN 2010 - Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia	86
0.5.4	Deliberazione 300/2017/R/eel.....	87
0.5.5	La SEN 2017.....	87
0.5.6	Il PNIEC 2019	88
0.5.7	Deliberazione 200/2020/R/eel.....	94
0.5.8	Deliberazione 109/2021/R/eel.....	96

0.5.9	Piano Nazionale per la Transizione Ecologica.....	97
0.6-	<i>Sentenze e giurisprudenza</i>	100
0.6.1	Corte costituzionale, sentenza n. 286 del 2019.....	100
0.6.2	Consiglio di Stato, sez. V, 29 aprile 2020, n. 2724.....	101
0.6.3	Corte costituzionale, sentenza 106 del 2020	102
0.6.4	Consiglio di Stato, sentenza 2983/2021	102

0.1- Appendice.

Il presente documento è una mera appendice al SIA che svolge la funzione generale di informare gli stakeholders sugli sfondi pertinenti per una valutazione pienamente informata del progetto. Molte informazioni risulteranno ridondanti in particolare alle commissioni di valutazione ed agli addetti ai lavori, per tale motivo sono state spostate in questa posizione, tuttavia uno Studio di Impatto Ambientale svolge anche l'importante funzione di fornire ordinatamente le informazioni tecniche e le migliori argomentazioni per poter giudicare l'impatto complessivo del progetto sull'ambiente.

A tale scopo le informazioni circa le politiche per la transizione energetica, gli accordi internazionali, le politiche e le norme nazionali, e la giurisprudenza diventano pertinenti. Come lo diventa una, sia pure sommaria, introduzione del settore energetico nazionale e regionale.

0.2- Il Quadro Generale: Politiche per la transizione energetica

0.2.1 Premessa

Il 2021 fino alle ultime settimane è andato in una direzione ben precisa. Sono anni particolarmente ricchi di avvenimenti nell'ambito delle fonti energetiche rinnovabili.

La proposta della Commissione Europea di innalzare dal 40% al 55% la riduzione entro il 2030 delle emissioni nette di gas climalteranti rispetto ai livelli del 1990, avvia il percorso per realizzare quanto previsto al punto A.21 del programma “*Next Generation EU*”, approvato dal Consiglio europeo il 21 luglio 2020. L'ultimo G20 per il clima ha rappresentato un'ulteriore accelerazione.

Al contempo, come vedremo, l'obiettivo fissato dalla Ue per i Pniec degli stati membri richiedeva “solo” una riduzione del 40%, pari comunque al doppio di quella stabilita per il 2020. Ne consegue che il nuovo target imporrà non di raddoppiarla, ma di triplicarla.

Il Pniec vigente per l'Italia, adottato a gennaio 2020, imponeva di raggiungere una quota di produzione da rinnovabili del 55%, ma il “*2030 Climate target plan*” della Commissione Europea, appunto, lo spingerà al 65%. Una stima preliminare porterebbe allora il contributo delle rinnovabili elettriche al mix produttivo fino al 70% (nel 2019 era al 39,8%). Si tratta, chiaramente, di un salto di enorme portata.

In ogni scenario possibile il settore fotovoltaico sarà chiamato a portare la gran parte del peso di questa trasformazione ed i 51.000 MW già previsti in dieci anni dovranno salire almeno a 70.000 MW, se non oltre. Con un incremento, rispetto ai 20.865 MW installati a fine 2019, di oltre 50.000 MW.

Ma procediamo con un qualche ordine, sia pure a grandi salti, ad una breve ricapitolazione delle politiche europee del settore clima ed energia.

0.2.2 Il Protocollo di Kyoto, 1997

Facendo un necessario passo indietro, è necessario descrivere brevemente i risultati dello storico Protocollo di Kyoto, punto di arrivo di una serie di impegni internazionali contratti per la protezione dell'ambiente in occasione di Conferenze organizzate dalle Nazioni Unite.

In particolare, possono essere ricordate:

- *Conferenza sul Clima di Toronto* (1988) in cui si pose l'obiettivo di una riduzione delle emissioni dei gas serra del 20% entro il 2005 e del 50% entro il 2050.
- *La Conferenza su Ambiente e Sviluppo di Rio de Janeiro* del 1992 (United Nations Conference on Environment and Development - UNCED) che ha rappresentato il momento di avvio di un nuovo orientamento rispetto alle tematiche ambientali ed energetiche con l'approvazione della "Dichiarazione di Rio sull'ambiente e lo sviluppo" che fissa, per la prima volta, i principi relativi al concetto di sviluppo sostenibile e, contestualmente, introduce l'Agenda 21¹. Nell'ambito della Conferenza di Rio sono state, inoltre, sottoscritte tre convenzioni di particolare importanza su: cambiamenti climatici, biodiversità e desertificazione (le tre convenzioni sono state ratificate, in Italia, da specifiche leggi nazionali). In particolare, tra le prime preoccupazioni emerse dalla Conferenza di Rio si individua la crescita delle emissioni dei gas ad effetto serra – prodotte dalle attività umane e dal sistema energetico - che hanno un impatto notevole sulla stabilità del clima globale.
- *Terza conferenza delle Parti Kyoto* (1997); a dicembre del 1997 i rappresentanti di circa 160 paesi si sono incontrati a Kyoto (Giappone) per cercare di far convergere le diverse politiche sviluppatesi in attuazione degli accordi decisi nel 1992 nella Convenzione quadro sui cambiamenti climatici. Nell'occasione è stato siglato il Protocollo d'Intesa, sottoscritto da parte dei 38 paesi più industrializzati, che prevede una riduzione media, nel 2010, del 5,2% delle emissioni mondiali rispetto al 1990 (anno preso come riferimento). L'Unione Europea, che proponeva una riduzione media del 15%, si è impegnata a ridurre dell'8% (sempre rispetto ai livelli del 1990) le emissioni di gas ad effetto serra, con quote diverse nei singoli paesi.

¹ - *Agenda 21* è il documento, sottoscritto da 183 paesi, contenente le priorità del programma di sviluppo sostenibile per il 21° secolo. Rappresenta il risultato di un processo di elaborazione molto lungo che ha portato alla individuazione di principi e criteri verso cui devono orientarsi le politiche dello sviluppo a livello mondiale, nazionale e locale (Agenda 21 Locale) per raggiungere obiettivi di sviluppo sostenibile. Dalle indicazioni del programma, i Governi hanno la possibilità di intraprendere delle azioni a difesa dell'ambiente e predisporre sistemi di sviluppo economico e sociale eco-compatibili.

L'obiettivo potrà essere raggiunto sia con misure interne (riforestazione, piani politico economici che favoriscano la riduzione di emissioni dannose, la ricerca e l'uso di nuove fonti di energia rinnovabili) sia con alcuni meccanismi specifici, definiti "Kyoto mechanisms", che consentono di cogliere le migliori opportunità tecnico-economiche di riduzione delle emissioni e di promuovere trasferimenti di tecnologie molto importanti per una strategia globale di sviluppo sostenibile.

Gli strumenti approvati.

Nel dettaglio, i meccanismi di Kyoto sono "strumenti di flessibilità" con l'obiettivo di contenere il costo delle riduzioni di emissioni imposte, attraverso lo strumento del mercato.

Si tratta di:

1. *Emission Trading (ET)*: consiste nel commercio di permessi di emissioni. I Paesi appartenenti all'Annex B, che effettuano riduzioni maggiori rispetto a quelle imposte dal Protocollo, possono vendere sempre a Paesi Annex B, il "surplus" di permessi di emissioni.
2. *Joint Implementation (JI)*: si applica a Paesi appartenenti all'Annex I e consiste nel trasferimento o nell'acquisizione di "emission reduction units" provenienti da attività che mirano a ridurre le emissioni antropogeniche, purché il totale aggregato delle emissioni consentite ai Paesi coinvolti nel progetto non superi la quantità totale di emissioni consentita ai Paesi dal Protocollo.
3. *Clean Development Mechanism (CDM)*: consiste nel guadagno di crediti di emissioni da parte di Paesi industrializzati a seguito di investimenti in progetti di riduzione di emissioni in Paesi in via di sviluppo.

Obiettivi principali di questi progetti sono: la riduzione delle emissioni ma anche il trasferimento di "Know-how" tecnologico e la realizzazione dello sviluppo sostenibile.

0.2.3 Libro Verde dell'Unione Europea, 2002

Nel 2002 la Commissione europea ha presentato il "*Rapporto finale sul Libro verde in materia di approvvigionamento energetico*"; documento con cui l'Esecutivo europeo ha sintetizzato le riflessioni di Stati membri, produttori, consumatori e le opinioni delle Istituzioni europee sulle strategie da seguire nei prossimi 30 anni nella gestione delle fonti di energia.

Infatti, il Rapporto, presentato dalla Commissione 26 giugno 2002 (e rubricato come

“Com.2002.321”), indica nell’incremento delle energie ambientalmente compatibili la via per evitare l’avverarsi della previsione formulata nel novembre del 2000 dal “*Libro Verde*” (strumento che avvia consultazioni a livello europeo su temi particolari ed i cui frutti fluiscono poi in un “*Libro bianco*” che traduce le riflessioni in concrete misure d’azione): il passaggio dall’attuale 50% al 70% delle importazioni di energia necessaria al sostentamento della Comunità entro il 2030.

In particolare, le azioni prioritarie indicate dalla Commissione (tutte già oggetto di relative proposte di direttive presentate dall’Esecutivo nel 2001) sono:

- aumento dell’uso di fonti rinnovabili (come l’energia solare, termica, eolica, idroelettrica, da biomassa, geotermica);
- di carburanti biologici (il solo settore dei trasporti consuma il 32% dell’energia totale comunitaria);
- riduzione dei consumi energetici degli edifici (responsabili del 40% del consumo europeo).

Nella Relazione (alla cui stesura hanno partecipato, oltre al Parlamento e Consiglio UE, anche il Comitato economico e sociale e quello delle Regioni) la Commissione UE ha sottolineato come l’adozione di queste misure consentirebbe un taglio del 10% delle energie convenzionali nei prossimi anni.

0.2.4 Il “Pacchetto clima-energia” e la Direttiva del 2009

Nella Direttiva sulle Energie Rinnovabili 2009/28/CE (parte del cd. “Pacchetto Clima-Energia”²), recepito nel D.Lgs. 28/11, che fissava l’obiettivo *minimo* del 20 % (17 % per l’Italia) di produzione da fonti rinnovabili **entro il 2020** calcolate sul consumo energetico (e non sulla produzione), è scritto che:

“La Comunità ha riconosciuto da tempo la necessità di promuovere ulteriormente le energie rinnovabili, dato che il loro uso contribuisce

- *all’attenuazione dei cambiamenti climatici, grazie alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra,*
- *allo sviluppo sostenibile,*
- *alla sicurezza degli approvvigionamenti*
- *e allo sviluppo di un’industria basata sulla conoscenza che crea posti di lavoro,*
- *favorisce la crescita economica,*
- *stimola la concorrenza e*
- *lo sviluppo regionale e rurale.”*

Per la sua straordinaria importanza si riportano stralci della Direttiva:

“L’UE e il mondo sono ad un crocevia decisivo per quanto riguarda il futuro dell’energia. Occorre

² - Si veda https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_it

affrontare con urgenza e in maniera effettiva le sfide poste dai cambiamenti climatici dovuti alle emissioni antropiche di gas a effetto serra, derivanti principalmente dall'uso dell'energia fossile.

Studi recenti hanno contribuito ad accrescere la consapevolezza e le conoscenze sul problema e sulle conseguenze a lungo termine, e hanno **sottolineato la necessità di un'azione immediata e decisa**. È necessario un approccio integrato alla politica climatica ed energetica, dato che la produzione e l'uso dell'energia sono tra le principali fonti di emissioni di gas a effetto serra.

La crescente dipendenza dell'Unione europea dalle importazioni di energia minaccia la sicurezza dei suoi approvvigionamenti e impone prezzi elevati.

Per contro, stimolando gli investimenti nel settore dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e delle nuove tecnologie si generano ampi benefici e si contribuisce alla strategia dell'UE per la crescita e l'occupazione.

Le fonti energetiche rinnovabili sono:

- *in gran parte fonti interne,*
- *non dipendono dalla disponibilità futura di fonti energetiche convenzionali*
- *e la loro natura per lo più decentralizzata diminuisce la vulnerabilità delle nostre economie alla volatilità dell'approvvigionamento energetico.*

Di conseguenza esse costituiscono **un elemento chiave di un futuro energetico sostenibile.**”

In sostanza come si vede la Direttiva, nello stabilire target esigenti ed ambiziosi, indica anche le ragioni per le quali occorre passare da un sistema energetico per il 50 % dipendente da fonti fossili per lo più non europee (la produzione del Mare del Nord ed Inglese è in declino ormai inarrestabile) ad uno basato sulle fonti rinnovabili che sono interne, stabili e decentrate quindi affidabili.

Questa indicazione forte nasce dalla acuta percezione di alcuni problemi contemporaneamente presenti.

0.2.5 Il “Quadro 2030 per il clima e l’energia”, 2014

Per aggiornare il Pacchetto Clima-Energia il Consiglio europeo ha adottato nell’ottobre 2014 un nuovo quadro a valere fino al 2030. Gli obiettivi diventano:

- Una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas ad effetto serra rispetto al 1990,
- Una quota almeno del 32% di energia rinnovabile,
- Un miglioramento almeno del 32,5 % dell’efficienza energetica.

Si tratta di fare ulteriori passi verso un’economia climaticamente neutra (cd. “2050 long-term

strategy”³⁾ e rispettare gli impegni internazionali in vista del successivo Accordo di Parigi.

Più in dettaglio:

- I settori interessati dal sistema di scambio delle emissioni (ETS⁴⁾ dovranno ridurre le emissioni del 43% rispetto al 2005,
- I settori non interessati del 30%.

Viene introdotto l’obbligo di adottare un Piano integrato per l’energia ed il clima (adottato nel 2019 dall’Italia) ed elaborare strategie a lungo termine.

Secondo quanto dichiara il “Quadro”, un approccio comune durante il periodo fino al 2030 aiuta a garantire la certezza normativa agli investitori e a coordinare gli sforzi dei paesi dell'UE e contribuisce a progredire verso la realizzazione di un'economia a basse emissioni di carbonio e a costruire un sistema che:

- assicuri energia a prezzi accessibili a tutti i consumatori,
- renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'UE,
- riduca la dipendenza europea dalle importazioni di energia,
- crei nuove opportunità di crescita e posti di lavoro.

0.2.6 L’Accordo di Parigi (COP 21), 2015

Nel dicembre 2015 alla Conferenza COP 21 è stato raggiunto un accordo globale e giuridicamente vincolante, cosiddetto “*Accordo di Parigi*”⁵. L’impegno assunto e ratificato è stato di contenere i cambiamenti climatici entro i 2°C (rispetto ai livelli del 1990) come obiettivo a lungo termine. La Ue ha ratificato l’accordo il 5 ottobre 2016 e dal 4 novembre 2016 esso è in vigore nella stessa. Altri 54 paesi lo hanno ratificato.

L’accordo punta ad un obiettivo di 1,5 ° C e si impegna a non superare i 2°C. Ciò rende necessario raggiungere il picco delle emissioni globali al più presto e poi impegnarsi per rapide riduzioni.

0.2.7 L’Agenda 2030 dell’Onu, 2015

Nel 2015 le Nazioni Unite hanno approvato un documento di indirizzo delle politiche di sviluppo mondiale articolato in 17 obiettivi e declinato in 169 target quantificati. L’intero programma è centrato sul concetto di “Sviluppo sostenibile”. I 17 Sustainable Development Goals⁶ dell’ONU sono:

³ - Si veda https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en

⁴ - Si veda https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en

⁵ - Si veda https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it

⁶ - Si veda <https://www.un.org/sustainabledevelopment/>

- 1- Sconfiggere la povertà,
- 2- *Sconfiggere la fame,*
- 3- *Salute e benessere,*
- 4- Istruzione di qualità,
- 5- Parità di genere,
- 6- Acqua pulita e servizi igienico sanitari,
- 7- **Energia pulita e accessibile,**
- 8- *Lavoro dignitosi e crescita economica,*
- 9- *Imprese, innovazione e infrastrutture,*
- 10- Ridurre le disuguaglianze,
- 11- *Città e comunità sostenibili,*
- 12- **Consumo e produzione responsabili,**
- 13- **Lotta contro il cambiamento climatico,**
- 14- La vita sott'acqua,
- 15- La vita sulla terra,
- 16- Pace, giustizia e istituzioni solide,
- 17- Partnership per gli obiettivi.



Il progetto che si presenta è dunque coerente con gli obiettivi di sostenibilità mondiale 7 e 13, oltre che portare contributi diretti ed indiretti agli obiettivi 3, 11, 12.

Vediamoli, dunque.

- L'SDG 7, "*Energia pulita ed accessibile*", ha come traguardi essenziali (7.1) che entro il 2030 sia garantito accesso a servizi energetici convenienti, affidabili e moderni; entro lo stesso termine aumentare considerevolmente la quota di energie rinnovabili (7.2); raddoppiare il tasso globale di miglioramento dell'efficienza energetica (7.3).
- L'SDG 13 "*Lotta al cambiamento climatico*", ha come traguardi essenziali (13.1) rafforzare la capacità di ripresa ed adattamento ai rischi legati al clima e ai disastri naturali; integrare le misure

di cambiamento climatico nelle politiche, strategie e pianificazione nazionale (13.2); migliorare l'istruzione, la sensibilizzazione e la capacità umana e istituzionale per quanto riguarda la mitigazione del cambiamento climatico, l'adattamento, la riduzione dell'impatto e l'allerta complessiva (13.3).



Figura 1- Obiettivi 2030 coinvolti dal progetto

- L'energia è inoltre menzionata nel SDG 12, “Consumo e produzione responsabili”, tra i tre fattori cruciali insieme ad Acqua e Cibo. E rientra nei traguardi 12.2, entro il 2030 raggiungere la gestione sostenibile e l'utilizzo efficiente delle risorse naturali e 12.4 ridurre sensibilmente il rilascio in area di rifiuti, oltre che in acqua e suolo.

In senso più esteso il progetto contribuisce anche ai traguardi: 3.9 (entro il 2030, ridurre sostanzialmente il numero di decessi e malattie da sostanze chimiche pericolose e da contaminazione e inquinamento dell'aria, delle acque e del suolo), 11.6 (entro il 2030, ridurre l'impatto ambientale negativo pro-capite delle città, prestando particolare attenzione alla qualità dell'aria e alla gestione dei rifiuti urbani e di altri rifiuti), 9.4 (migliorare entro il 2030 le infrastrutture e riconfigurare in modo sostenibile le industrie, aumentando l'efficienza nell'utilizzo delle risorse e adottando tecnologie e processi industriali più puliti e sani per l'ambiente, facendo sì che tutti gli stati si mettano in azione nel rispetto delle loro rispettive capacità).

- E, per la parte produttiva agricola (6 ha di uliveti produttivi, più apicoltura) alla SDG 2 “Sconfiggere la fame”, ed al traguardo specifico 2.4 (entro il 2030, garantire sistemi di produzione alimentare sostenibili e implementare pratiche agricole resilienti che aumentino la produttività e la produzione, che aiutino a proteggere gli ecosistemi, che rafforzino la capacità di adattamento ai cambiamenti climatici, a condizioni meteorologiche estreme, siccità, inondazioni e altri disastri

e che migliorino progressivamente la qualità del suolo).

Infine in senso generale per entrambe le produzioni non incentivate che si propongono (di energia elettrica e di prodotti agricoli) è coerente con la SDG 8 “*Incentivare una crescita economica duratura, inclusiva e sostenibile, un’occupazione piena e produttiva ed un lavoro dignitoso per tutti*” ed in particolare ai traguardi: 8.3 (promuovere politiche orientate allo sviluppo, che supportino le attività produttive, la creazione di posti di lavoro dignitosi, l’imprenditoria, la creatività e l’innovazione, e che incoraggino la formalizzazione e la crescita delle piccole-medie imprese, anche attraverso l’accesso a servizi finanziari); 8.4 (migliorare progressivamente, entro il 2030, l’efficienza globale nel consumo e nella produzione di risorse e tentare di scollegare la crescita economica dalla degradazione ambientale, conformemente al Quadro decennale di programmi relativi alla produzione e al consumo sostenibile, con i paesi più sviluppati in prima linea).

0.2.8 Il Pacchetto di Katowice (COP 24), 2018

Alla Conferenza delle Nazioni Unite sul clima del dicembre 2018 (COP 24)⁷ sono state approvate norme, procedure e orientamenti comuni che rendono operativo l’Accordo di Parigi.

È stato approvato dopo una serrata trattativa il ‘*Katowice Climate Package*’, ossia l’atteso “libro delle regole” con cui attuare l’Accordo sul clima di Parigi. In esso la vera e propria Tabella di Marcia per contrastare il cambiamento climatico. Il pacchetto stabilisce innanzitutto in che modo i Paesi forniranno informazioni sui loro contributi nazionali per ridurre le emissioni. le linee guida per stabilire nuovi obiettivi in materia di finanziamento dal 2025 in poi e per valutare i progressi nello sviluppo e nel trasferimento della tecnologia. Un buon risultato consensuale è stato raggiunto anche sul fronte dell’adattamento.

0.2.9 La Comunicazione della Commissione “Un pianeta pulito per tutti”, 2018

Nel novembre 2018 la Commissione europea ha emanato una comunicazione (Com 2018 773⁸) nel quale è citato il rapporto IPCC dell’ottobre 2018, che dichiara il raggiungimento del cambiamento climatico di 1 grado e la traiettoria da 0,2 al decennio in aggiunta. Uno stralcio del documento recita: “La relazione dell’IPCC conferma che in presenza di un riscaldamento globale di 1 °C gli ecosistemi che popolano circa il 4 % della superficie terrestre subirebbero una trasformazione di qualche tipo e questa percentuale aumenterebbe al 13 % se la temperatura s’innalzasse di 2 °C: ad esempio, con un

⁷ - Si veda <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/paris-agreement-work-programme/katowice-climate-package>

⁸ - Si veda <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>

aumento della temperatura di 2 °C scomparirebbe il 99 % delle barriere coralline. La perdita irreversibile della calotta glaciale in Groenlandia potrebbe essere innescata da un riscaldamento compreso tra 1,5 e 2 °C, con un conseguente innalzamento fino a 7 metri del livello del mare che inciderebbe direttamente sulle zone costiere in tutto il mondo, comprese le terre basse e le isole in Europa. Stiamo già assistendo alla rapida perdita della banchisa glaciale artica nel periodo estivo e alle ripercussioni negative di questa perdita sulla biodiversità nella regione nordica e sulle fonti di sussistenza della popolazione locale.”



Figura 2 – rischi nelle diverse aree europee

Chiaramente questa circostanza potrebbe portare gravi conseguenze sulla produttività economica, le infrastrutture, la capacità di produrre cibo, la salute pubblica, ed infine sulla stabilità politica. Nel 2017 catastrofi climatiche hanno provocato danni per 283 miliardi di euro e si stima che al 2100 due terzi della popolazione europea sarà colpita. “Ad esempio, i danni annuali causati dagli straripamenti dei fiumi in Europa, che oggi ammontano a 5 miliardi di euro, potrebbero salire a 112 miliardi; il 16 % dell'attuale zona climatica del Mediterraneo potrebbe divenire arida entro la fine del secolo e in

vari paesi dell'Europa meridionale la produttività del lavoro all'aperto potrebbe diminuire di circa il 10-15 % rispetto ai livelli odierni. Si stima inoltre che la prevista disponibilità di alimenti sarebbe notevolmente inferiore in uno scenario di riscaldamento globale di 2 °C rispetto a 1,5 °C, anche in regioni di primaria importanza per la sicurezza dell'Unione, come l'Africa settentrionale e il resto del bacino mediterraneo, compromettendo la sicurezza e la prosperità nel senso più ampio di questi termini, danneggiando i sistemi economici, alimentari, idrici ed energetici, e innescando quindi ulteriori conflitti e pressioni migratorie”.

Sono proposti otto scenari.

- elettrificazione,
- uso dell'idrogeno e degli elettrocarburanti (nella fattispecie, energia elettrica trasformata in carburante - Power-to-X),
- efficienza energetica degli utenti finali
- e ruolo di un'economia circolare.

Seppure con notevoli differenze, tutti questi percorsi sono caratterizzati dall'aumento del consumo di energia elettrica: i percorsi il cui perno è l'elettrificazione nei settori d'uso finale hanno bisogno anche di maggiori capacità di stoccaggio (6 volte i livelli attuali) per far fronte alla variabilità del sistema elettrico, mentre in quelli che puntano sull'idrogeno il fabbisogno di energia elettrica è più elevato perché serve a produrre l'idrogeno; i percorsi con il consumo massimo di energia elettrica sono quelli che prevedono l'espansione degli elettrocarburanti, che comporterebbero un aumento di circa il 150 % della produzione elettrica nel 2050 rispetto a oggi.

I percorsi che intervengono invece sul fronte della domanda, come l'alta efficienza energetica nell'uso finale o l'economia circolare, fanno aumentare in misura minima sia la produzione di energia elettrica (quasi il 35 % in più entro il 2050 rispetto a oggi) sia il fabbisogno di stoccaggio, e ottengono i massimi risultati nel risparmio energetico nei settori residenziale o industriale. Anche il grado di investimenti e trasformazione settoriale varia da un percorso all'altro. I percorsi che più dipendono dai vettori energetici a zero emissioni di carbonio richiedono cambiamenti e investimenti inferiori nel settore dell'uso finale ma investimenti massimi nell'approvvigionamento energetico, che invece assumono meno rilievo nei percorsi incentrati sul cambiamento della domanda.

In questi cinque scenari entro il 2050 le emissioni di gas a effetto serra si riducono di una percentuale appena al di sopra dell'80 % rispetto ai livelli del 1990, escludendo le attività legate all'uso del suolo e alla silvicoltura; se si considerano anche queste, che assorbono più CO₂ di quanto ne emettono, la

riduzione netta di emissioni sarà intorno all'85 %. Mancano comunque ancora 15 punti percentuali per realizzare un'economia climaticamente neutra o a zero emissioni nette.

Nello scenario che combina le cinque opzioni, ma a un basso livello d'intensità, si ottiene una riduzione netta del 90 % delle emissioni di gas serra (calcolando anche l'assorbimento grazie all'uso del suolo e alla silvicoltura), senza tuttavia arrivare alla neutralità entro il 2050, perché permarranno alcune emissioni, in particolare nel settore agricolo.

L'agricoltura, insieme alla silvicoltura, ha anche la particolarità di poter eliminare la CO₂ dall'atmosfera. A questi due settori sono oggi imputabili assorbimenti annui significativi che, pur ammontando a una quantità netta nell'UE di circa 300 milioni di tonnellate di CO₂, non sono sufficienti a compensare le emissioni residue senza ulteriori misure per rafforzare la funzione del suolo.

Il settimo e l'ottavo scenario esaminano quindi espressamente queste interazioni per valutare come raggiungere la neutralità in gas a effetto serra (zero emissioni nette) entro il 2050 e, successivamente, emissioni negative nette. Il settimo scenario dà la preminenza a tutti i vettori energetici a zero emissioni di carbonio e all'efficienza, e si basa su una tecnologia a emissioni negative sotto forma di bioenergia combinata con la cattura e lo stoccaggio del carbonio per controbilanciare le emissioni residue.

L'ottavo scenario poggia su quello precedente, ma valuta l'impatto di un'economia altamente circolare e i potenziali benefici derivanti dal cambiamento delle scelte dei consumatori a favore di beni e servizi a minore intensità di carbonio; esamina inoltre in che modo e misura potenziare l'uso del suolo come pozzo di assorbimento per ridurre il fabbisogno di tecnologie a emissioni negative.

Se ne conclude che per raggiungere quota zero emissioni nette sarà necessario sfruttare al massimo le potenzialità offerte dalla tecnologia e dall'economia circolare, dall'uso su larga scala dei pozzi naturali terrestri di assorbimento del carbonio, in particolare in agricoltura e silvicoltura, e dal cambiamento dei modelli di mobilità.

Sarà necessario e contemporaneamente:

- 1- sfruttare al massimo i benefici derivanti dall'efficienza energetica e da edifici a zero emissioni,
- 2- **diffondere al massimo le energie rinnovabili** e l'uso dell'energia elettrica per decarbonizzare completamente l'approvvigionamento energetico in Europa,
- 3- abbracciare la mobilità pulita, sicura e connessa,
- 4- avere un'industria europea competitiva e l'economia circolare come fattore chiave,
- 5- sviluppare un'infrastruttura di rete e interconnessioni adeguate ed intelligenti,

- 6- sfruttare i benefici della bioeconomia,
- 7- procedere alla cattura e stoccaggio del carbonio,
- 8- investire in una società sostenibile.



Figura 3 - Azioni

Nel dettaglio l'azione 2, energie rinnovabili, è giustificata in questo modo: “Con la transizione verso l'energia pulita si prefigura un sistema energetico in cui l'energia primaria proverrà in gran parte da fonti rinnovabili, migliorando quindi in misura significativa la sicurezza dell'approvvigionamento e l'occupazione interna. Oggi attestata intorno al 55 %, la dipendenza dell'Europa dalle importazioni di energia, in particolare per quanto riguarda il petrolio e il gas, scenderà al 20 % nel 2050, **con un impatto positivo sulla posizione commerciale e geopolitica dell'Unione**; il calo delle importazioni di combustibili fossili, più del 70 % in alcuni scenari, determinerebbe infatti una drastica riduzione della spesa in questo settore (attualmente pari a 266 miliardi di euro) e conseguenti risparmi cumulativi dell'ordine di 2 000 - 3 000 miliardi di euro nel periodo 2031-2050 che libererebbero risorse per ulteriori potenziali investimenti nella modernizzazione dell'economia dell'Unione.

La diffusione su larga scala delle energie rinnovabili porterà **all'elettrificazione della nostra economia e a un grado elevato di decentramento**. Entro il 2050 la quota di energia elettrica nella domanda di energia finale come minimo raddoppierà, arrivando al 53 %, e la produzione di elettricità aumenterà in modo sostanziale per conseguire l'azzeramento delle emissioni nette di gas a effetto serra, fino a rappresentare due volte e mezzo i livelli attuali, in funzione delle opzioni scelte per la transizione energetica.

Per passare a un sistema energetico ampiamente decentrato e basato sulle rinnovabili occorre renderlo più ‘intelligente’ e flessibile, puntando sulla partecipazione dei consumatori, su una maggiore

interconnettività, su un migliore stoccaggio dell'energia su larga scala, sulla gestione della domanda e sulla digitalizzazione delle pratiche di gestione”.

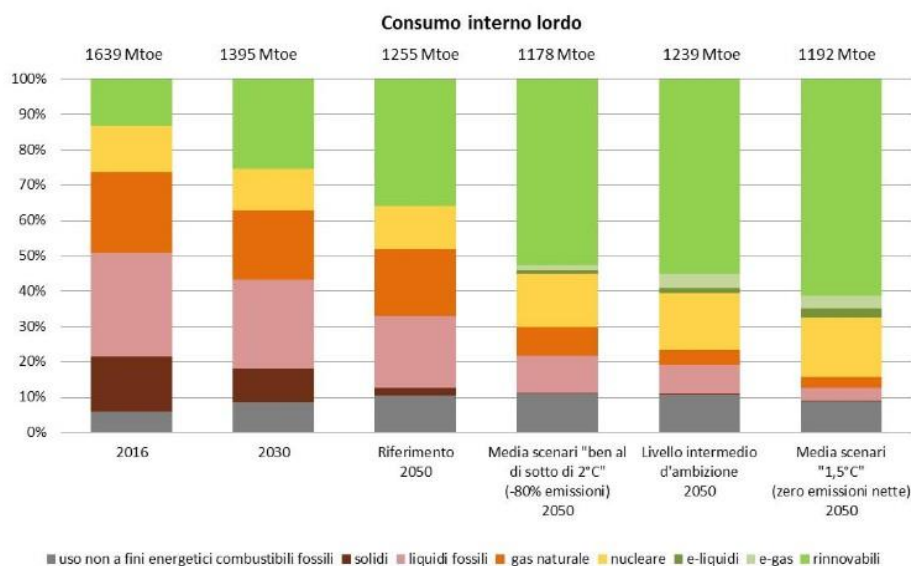


Figura 4 - Mix energetici e scenari

0.2.10 La Direttiva (UE) 2018/0221 (RED II)

Sulla Gazzetta Ufficiale della Unione Europea è stata pubblicata la Direttiva (UE) 2018/2011 del Parlamento Europeo e del Consiglio che introduce obiettivi al 2023, regimi di sostegno da fonti rinnovabili e indicazioni sulle procedure amministrative e autorizzative. Inoltre, l'uso di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti (es. biometano) e i criteri di sostenibilità e riduzione delle emissioni di GHG per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.

La Direttiva deve essere recepita entro il 30 giugno 2021.

Oltre ad obiettivi più vincolanti (32% nella produzione di energia da FER rispetto ai consumi finali entro il 2030) e target per biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, viene introdotta la disciplina sulle Comunità Energetiche.

In merito al progetto si ricorda il par. 43:

“La procedura utilizzata per l'autorizzazione, la certificazione e la concessione di licenze per impianti di produzione di energie rinnovabili dovrebbe essere obiettiva, trasparente, non discriminatoria e proporzionata nell'applicazione a progetti specifici. In particolare, è opportuno evitare oneri inutili che potrebbero insorgere dall'inclusione dei progetti in materia di energie da fonti rinnovabili tra gli impianti che comportano elevati rischi sanitari”.

0.2.11 La comunicazione del Consiglio Europeo “European Green Deal”, 2019

Nel dicembre 2019 la Commissione Europea ha presentato la comunicazione che si propone di rendere sempre più sostenibili e meno dannosi per l’ambiente la generazione di energia e lo stile di vita dei cittadini. Comprende azioni in tutti i settori dell’economia e un “Piano di investimenti del Green Deal europeo” (EGDIP) dotato di un massimo di 1.000 miliardi di euro.

La strategia si articola in otto principali obiettivi:

- 1) Rendere più ambiziosi gli obiettivi dell’UE in materia di clima per il 2030 e il 2050;
- 2) Garantire l’approvvigionamento di energia pulita, economica e sicura;
- 3) Mobilitare l’industria per un’economia pulita e circolare;
- 4) Costruire e ristrutturare in modo efficiente sotto il profilo energetico e di impiego delle risorse;
- 5) Accelerare la transizione verso una mobilità sostenibile e intelligente;
- 6) “Dal produttore al consumatore”: progettare un sistema alimentare giusto, sano e rispettoso
 1. dell’ambiente;
- 7) Preservare e ripristinare gli ecosistemi e la biodiversità;
- 8) “Inquinamento zero” per un ambiente privo di sostanze tossiche.

Le azioni previste includono:

- **Una legge europea sul clima** per inserire nel diritto dell'UE l'obiettivo della neutralità climatica al 2050, che si pone a sua volta 4 obiettivi:
 - 1) stabilire la direzione di lungo periodo per il raggiungimento dell'obiettivo di neutralità climatica al 2050 attraverso tutte le politiche, in modo socialmente equo ed efficiente in termini di costi;
 - 2) creare un sistema di monitoraggio dei progressi e intraprendere ulteriori azioni se necessario;
 - 3) fornire condizioni di prevedibilità agli investitori e ad altri attori economici;
 - 4) garantire che la transizione verso la neutralità climatica sia irreversibile.
- **Un patto europeo per il clima**, volto a diffondere consapevolezza e promuovere l’azione, in un primo momento focalizzato su 4 aree (aree verdi, trasporti verdi, immobili verdi e competenze verdi), mentre potrà successivamente coinvolgere altre aree d’azione, quali consumo e produzione sostenibili, qualità del suolo, cibo sano e alimentazione sostenibile, e così via.
- **Il Climate Target Plan 2030**, con il quale si intende ridurre ulteriormente le emissioni nette di gas serra (fissando un nuovo obiettivo di riduzione, per il 2030, di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990) ma anche stimolare la creazione di posti di lavoro verdi nonché incoraggiare i partner internazionali ad essere più ambiziosi nel contenimento del surriscaldamento globale, limitando l'aumento della temperatura globale a 1,5°C.
- **Una nuova strategia UE sull'adattamento al clima**, adottata lo scorso 21 febbraio, allo scopo di rendere l'adattamento più intelligente, rapido e sistemico e di intensificare l'azione internazionale sull'adattamento ai cambiamenti climatici così che l'Europa diventi, entro il 2050,

una società resiliente al clima e completamente adattata agli impatti inevitabili dei cambiamenti climatici.

0.2.12 Il “2030 climate & energy framework”, 2020

Come parte del *European Green Deal*⁹ la Commissione europea a settembre 2020 ha proposto¹⁰ di aumentare l'obiettivo del “Quadro 2030” di riduzione delle emissioni fino al 55% rispetto al 1990. Nella nuova proposta di *Climate Target Plan*¹¹, è anche indicato l'obiettivo di giungere allo stato di “climate neutral” entro il 2050. In questo ambito gli Stati membri sono tenuti a adottare dei piani nazionali integrati per l'energia ed il clima (NECP) per il periodo 2021-2030, presentando i progetti di piano entro il 2018 ed i piani definitivi entro il 2019. L'Italia ha adempiuto presentando il PNIEC 2019. Inoltre, sono tenuti a sviluppare strategie nazionali a lungo termine garantendone la coerenza con i PNIEC.

Gli obiettivi complessivi sono di guidare il progresso verso un'economia climaticamente neutra e a costruire un sistema energetico che:

- garantisce energia a prezzi accessibili per tutti i consumatori;
- aumenta la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'UE;
- riduce la nostra dipendenza dalle importazioni di energia;
- crea nuove opportunità per una crescita sostenibile e posti di lavoro verdi;
- apporta benefici per l'ambiente e la salute, ad esempio riducendo l'inquinamento atmosferico.

0.2.13 La “2050 long-term strategy”

Secondo la “long-term strategy”, la Eu mira ad essere neutra dal punto di vista climatico entro il 2050. Ovvero di avere a quella data un'economia con emissioni nette di gas serra pari a zero. Secondo quanto dichiarato questa è una sfida urgente e contemporaneamente un'opportunità per costruire un futuro migliore per tutti.

In conseguenza, come visto anche nella Comunicazione del 2018, tutte le parti della società e tutti i settori economici dovranno svolgere un ruolo: dal settore energetico all'industria, alla mobilità, all'edilizia, all'agricoltura e alla silvicoltura. Per aprire questa strada la Ue investirà in soluzioni tecnologiche realistiche, responsabilizzando i cittadini e allineando l'azione in settori chiave come la politica industriale, la finanza e la ricerca, garantendo l'equità sociale per una transizione giusta.

Adottata nel novembre 2018 dalla Commissione ed approvato dal Parlamento europeo nel marzo

⁹ - Si veda https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

¹⁰ - Si veda https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/impact_en.pdf

¹¹ - Si veda https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030_ctp_en

2019, attraverso una “*Risoluzione sui cambiamenti climatici*”¹², oltre che nel 2020 nella “*Risoluzione sul Green Deal europeo*”¹³, oltre che dal Consiglio nel dicembre 2019¹⁴, questa è la complessiva strategia vincolante per l’Unione Europea di lungo periodo.

Presentata ufficialmente¹⁵ alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) nel marzo 2020, la transizione è individuata come necessità ed opportunità, potenziale di crescita economica, occasione per nuovi modelli di business e di mercati, quindi nuovi posti di lavoro tecnologici.

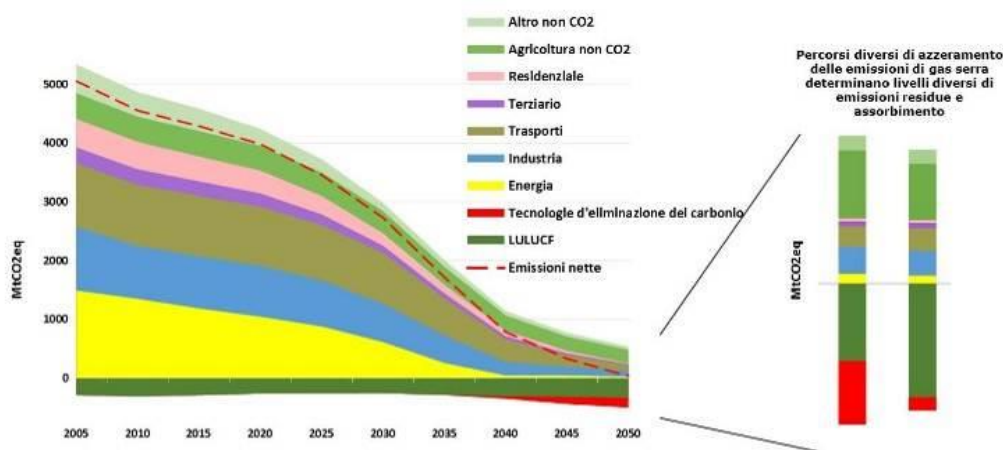


Figura 5 - emissioni gas serra in scenario 1,5°

0.2.14 Proposta di Legge europea sul Clima

In questo quadro si inserisce la proposta di *Legge Europea sul Clima*¹⁶ della Commissione europea che definirà il percorso da seguire a lungo termine per ottenere gli obiettivi fissati, creare un sistema di monitoraggio, offrire prevedibilità agli investitori e garantire l’irreversibilità della transizione alla neutralità climatica. L’obiettivo dell’azzeramento entro il 2050 diventerà giuridicamente vincolante, e a tal fine *entro giugno 2021* saranno rivisti tutti gli strumenti non in linea con gli obiettivi intermedi e finali.

Con una votazione dell’ottobre 2020, il Parlamento Europeo ha chiesto di alzare ulteriormente l’obiettivo al 2030 fino al 60% delle emissioni.

¹² - Si veda https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-8-2019-0217_EN.html

¹³ - Si veda https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2020-0005_EN.html

¹⁴ - Si veda <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2019/12/12/european-council-conclusions-12-december-2019/>

¹⁵ - Si veda <https://unfccc.int/documents/210328>

¹⁶ - Si veda https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/law_it

0.2.15 La nuova COP 26

La 26° Conferenza delle Parti sul cambiamento climatico si doveva tenere dal 9 al 20 novembre 2020 a Glasgow. Sfortunatamente dopo un rinvio da aprile e maggio 2020, si è dovuto nuovamente rinviare, a causa dell'epidemia di Covid 19, sia i lavori preliminari sia, a questo punto, l'intera conferenza che si dovrebbe tenere solo nel 2021.

L'Unfccc, la Convenzione quadro delle Nazioni Unite che si occupa di organizzare le Cop, non ha comunicato nuove date, spiegando che queste ultime saranno indicate "a tempo debito".

0.2.16 Il Consiglio Europeo del 11 dicembre 2020

Nel Consiglio Europeo di dicembre è stato approvato il *Climate Target Plan* proposto dalla Commissione Europea e quindi il target al 2030 della Ue diventa ufficialmente il 55%, mentre al 2050 è preso l'impegno della totale decarbonizzazione.

0.2.17 La "Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni"

Nel gennaio 2021 il governo italiano ha pubblicato il documento che indica i percorsi che l'Italia deve intraprendere per raggiungere al 2050 la condizione di "neutralità climatica" (definita come quella condizione nella quale le residue emissioni di gas a effetto serra sono compensate dagli assorbimenti di CO₂ e dall'eventuale ricorso a forme di stoccaggio geologico e riutilizzo della CO₂). Dal documento emerge *il ruolo fondamentale che l'elettrificazione e l'idrogeno rivestiranno nel percorso di decarbonizzazione italiano*.

La proposta suggerisce di valutare la possibilità di progressiva riconversione delle infrastrutture gas per il trasporto e la distribuzione per adattarle dapprima a miscele gas-idrogeno e al solo idrogeno. L'idrogeno avrà, secondo il piano, un ruolo fondamentale anche nel trasporto pesante su strada, ferroviario, marittimo, aereo e nell'industria siderurgica, chimica e del cemento.

A livello europeo si propone che le grandi infrastrutture che collegano gli Stati Membri, quali elettrodotti, gasdotti, strade, vie di comunicazioni ferroviarie, marittime, aeree, diventino sempre più interconnesse in modo da poter soddisfare le esigenze di consumatori e aziende in modo omogeneo.

0.2.18 Il "Recovery e Resilience Facility", febbraio 2021

Nel febbraio del 21 è stato pubblicato il regolamento che rappresenta lo strumento cardine del pacchetto “*Next Generation Eu*”, finalizzato sia a mitigare l’impatto sociale della crisi legata al Covid-19 sia di dare una spinta per affrontare le sfide a lungo termine dell’Unione definite nei precedenti strumenti normativi e regolativi o programmatori. Questo strumento prevede l’erogazione di sovvenzioni per 312 miliardi di euro e prestiti per 360 miliardi. Vengono definiti 4 criteri e uno schema di rating da A a C per l’accesso ai fondi. Uno dei criteri è la capacità del Piano da finanziare di contribuire alla transizione verde (salvaguardando anche la biodiversità). A questa funzione va dedicato il 37% delle risorse.

Tutti gli investimenti si devono attenere al principio del “*Do no significant harm*” (DNSH), ai sensi del regolamento europeo sulla tassonomia per le attività sostenibili. Quest’ultimo è uno strumento che aiuta investitori, aziende e promotori di progetti a guidare la transizione verso un’economia a basse emissioni di carbonio, resiliente ed efficiente sotto il profilo delle risorse. La tassonomia stabilisce le soglie di rendimento (denominate “*Criteri di screening tecnico*”) per le attività economiche che:

- diano un contributo sostanziale a uno dei sei obiettivi ambientali¹;
- non rechino danni significativi (DNSH) agli altri cinque;
- soddisfino le garanzie minime (ad esempio, Linee guida OCSE su Imprese multinazionali e principi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani).

Per il secondo criterio “non rechino danni significativi”, è stata pubblicata una guida che definisce “*danno significativo*”:

- l’emissione di gas serra e quindi il danno alla mitigazione del cambiamento climatico,
- se aumenta l’impatto negativo al cambiamento in corso portando danno alle politiche di adattamento,
- se è dannoso per il buono stato dei corpi idrici,
- se porta inefficienze nell’uso dei materiali o delle risorse naturali, o lo smaltimento rifiuti, ovvero se porta danni alla strategia della “economia circolare”,
- se aumenta significativamente le emissioni nell’aria, nell’acqua e nel suolo,
- se è dannoso per la resilienza e la buona condizione degli ecosistemi e della biodiversità, quindi degli habitat e delle specie.

Completano il toolkit una checklist e un indicatore “*Transition Performance Index*” che è basato su 4 variabili (riduzione delle emissioni, biodiversità, produttività delle risorse, produttività energetica).

L'Italia è nella migliore posizione in questo indicatore, con 77 punti (12 sopra la media).

Transition Performance Index 2020

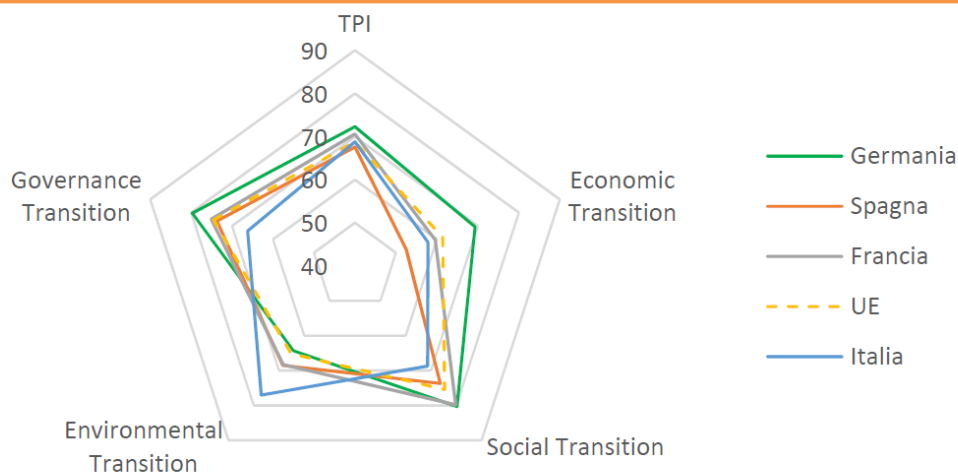


Figura 6 - Transition Performance Index, posizione Italia

Tuttavia, l'ultima tendenza di riduzione delle emissioni italiane, dal 2015 al 2018 registra un calo delle emissioni del 0,9% all'anno, mentre l'obiettivo comunitario del 40% del "Quadro 2030" indicherebbe un target del 2,7% all'anno. Con la nuova proposta, che sarà formalizzata al giugno 2021, di arrivare al 55% di riduzione questo salirebbe al 5% all'anno.

Nell'aprile 2021 il Recovery Plan (*Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza*, PNRR) è stato trasmesso alle Camere al fine della successiva trasmissione alla Ue. Sono presenti sei "missioni":

- 1- digitalizzazione, innovazione e competitività del sistema produttivo e della Pubblica Amministrazione, l'istruzione, la sanità ed il fisco;
- 2- rivoluzione verde e transizione ecologica;**
- 3- infrastrutture per la mobilità e le telecomunicazioni, con la realizzazione di una Rete nazionale in fibra ottica, lo sviluppo delle reti 5G e l'Alta Velocità;
- 4- istruzione, formazione, ricerca, cultura;
- 5- equità sociale, di genere e territoriale, con focus sulle politiche attive del lavoro e sul piano per il Sud;
- 6- salute.

I progetti nelle missioni del PNRR sono:

- M1 – Digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura
 - C1 Digitalizzazione, innovazione e sicurezza nella Pubblica Amministrazione
 - C2 Digitalizzazione e Innovazione del sistema produttivo
 - C3 Turismo e Cultura 4.0

- M2 – Rivoluzione verde e transizione ecologica
 - C1 Impresa Verde ed Economia Circolare
 - C2 Transizione Energetica e Mobilità locale Sostenibile
 - C3 Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici
 - C4 Tutela e valorizzazione del territorio e della risorsa idrica
- M3 – Infrastrutture per una mobilità sostenibile
 - C1 Alta velocità ferroviaria e manutenzione stradale 4.0
 - C2 Intermodalità e logistica integrata
- M4 – Istruzione e ricerca
 - C1 Potenziamento delle competenze e diritto allo studio
 - C2 Dalla ricerca all'impresa
- M5 – Inclusione e coesione
 - C1 Politiche per il Lavoro
 - C2 Infrastrutture sociali, Famiglie, Comunità e Terzo Settore
 - C4 Interventi speciali di coesione territoriale
- M6 – Salute
 - C1 Assistenza di prossimità e telemedicina
 - C2 Innovazione, ricerca e digitalizzazione dell'assistenza sanitaria

Tra gli obiettivi dichiarati del piano troviamo:

- innalzare gli indicatori di benessere, equità e **sostenibilità ambientale**;
- rafforzare la sicurezza e la resilienza del Paese nei confronti di calamità naturali, **cambiamenti climatici**, crisi epidemiche e rischi geopolitici;



Figura 7- PNNR, aprile 2021, ripartizione risorse

0.2.19 Il Ministero per la Transizione Ecologica 2021 ed il CITE

Per accelerare questa transizione epocale ed enormemente sfidante (-5% all'anno di riduzione delle emissioni, a fronte di una tendenza del -0,9%) il Governo Draghi ha istituito, per la prima volta in Italia, il *Ministero per la Transizione Ecologica*, affidato a Roberto Cingolani. Si tratta della trasformazione del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al quale, tuttavia, sono state aggiunte importanti competenze derivate dal Ministero dello Sviluppo Economico. Istituito con il Decreto Legge "Ministeri", del 26 febbraio 2021, avrà una struttura composta da due Dipartimenti (per il personale, la natura, il territorio ed il Mediterraneo, DiPENT, e per la transizione ecologica e gli investimenti verdi, DiTEI), ognuno diviso in quattro Direzioni Generali. Tra queste la Direzione per il patrimonio naturalistico (PNA), la direzione per la sicurezza del suolo e delle acque (SuA), e la Direzione Generale per l'Economia circolare (ECi), la Direzione generale per il clima, l'energia e l'aria (CLEA), che assorbe la direzione proveniente dal MiSE.

Inoltre, presso la Presidenza del Consiglio dei ministri, è stato istituito il Comitato interministeriale per la transizione ecologica (CITE) con il compito di assicurare il coordinamento delle politiche nazionali per la transizione ecologica e la relativa programmazione. Il Comitato è presieduto dal Presidente del Consiglio dei ministri, o, in sua vece, dal ministro della Transizione ecologica, ed è composto dal ministro per il Sud e la coesione territoriale, dai ministri della Transizione ecologica, dell'Economia e delle finanze, dello Sviluppo economico, delle Infrastrutture e della mobilità sostenibile.

In quella che è una delle sue prime uscite pubbliche ufficiali, l'illustrazione delle Linee Programmatiche del suo Ministero alle Commissioni Ambiente, Attività Produttive e Industria di Camera e Senato¹⁷, il Ministro ha annunciato “un'integrazione del Pniec già nei prossimi mesi con un rafforzamento dei target e delle linee di azione”, definendo il target fissato dalla Ue, il 72% al 2030, una “impresa epica”. Inoltre, si è impegnato per il recepimento della direttiva Ue RED II 2018/2001 e l'individuazione delle aree idonee e non idonee all'installazione degli impianti.

Ancora più rilevante, ha specificato che sono “già state avviate” interazioni con il Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità sostenibile e con il Ministero della Cultura “per realizzare un sistema di permitting che offra procedure, tempi e soluzioni certe sull'intero territorio nazionale e che si attenga a parametri oggettivi nella valutazione dell'impatto degli impianti di energie rinnovabili, anche, per esempio, nelle aree a vocazione agricola non sottoposte a vincolo”.

0.2.20 La proposta EU Fit for 55

Il 14 luglio 2021 la Commissione Europea ha presentato il pacchetto “Fit for 55”, che contiene proposte legislative disegnate per permettere di raggiungere gli obiettivi intermedi del “European Green Deal” e gli obiettivi di neutralità climatica del Regolamento UE 2021/119, raggiungendo quindi la riduzione del 55% delle emissioni di gas serra. Il pacchetto comprende 12 strumenti legislativi che vanno dalla riduzione delle emissioni di gas serra, al settore energetico, all'uso del suolo, dai trasporti alla fiscalità.

¹⁷ - Si veda, per il testo e il video, oltre che commento <https://www.qualenergia.it/articoli/fer-1-prolungato-fer-2-semplificazioni-e-molto-altro-nel-programma-mite/>

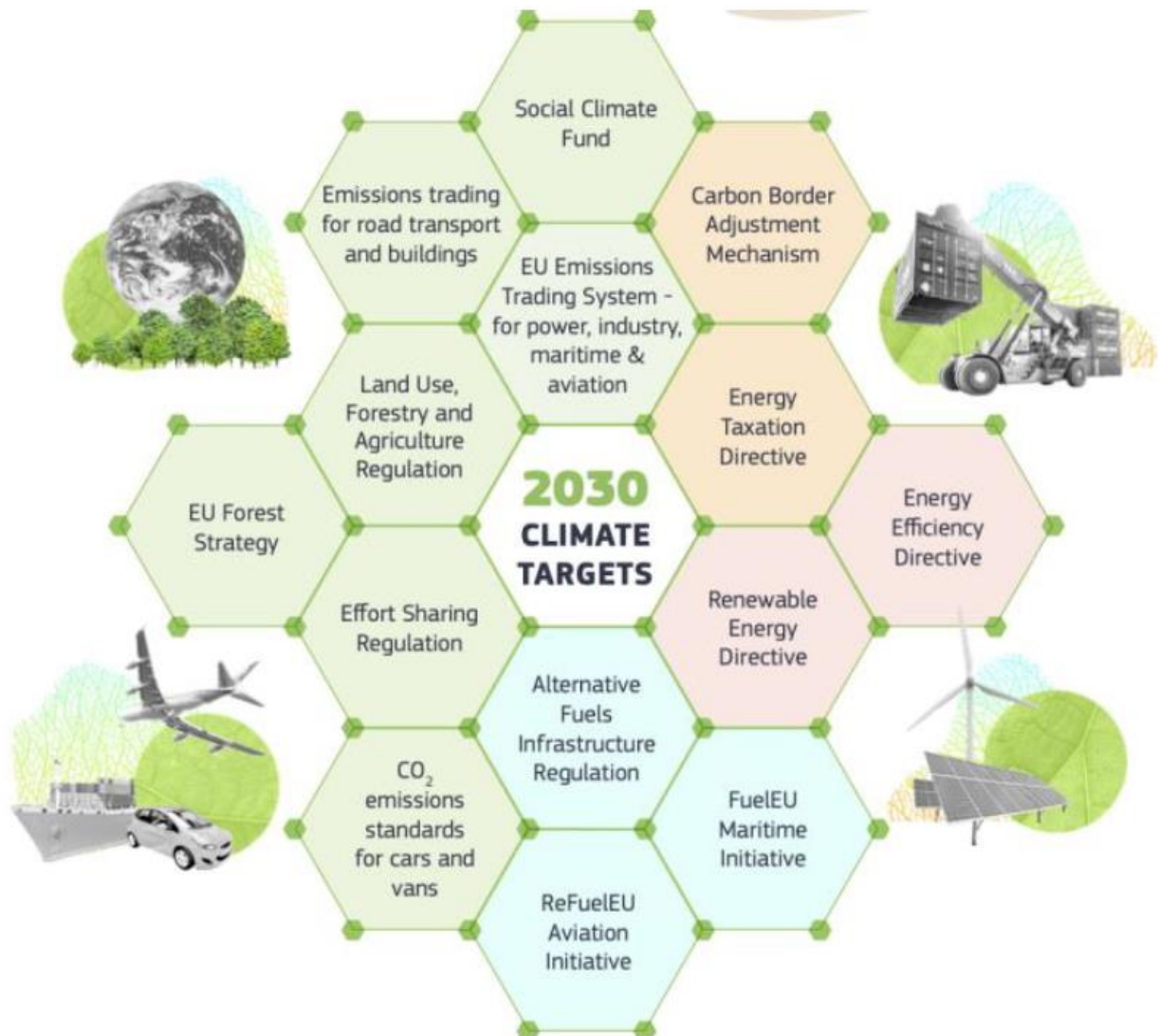


Figura 8- Architettura del pacchetto "Fit for 55"

Troviamo:

- La revisione del sistema di scambio delle quote (ETS),
- La proposta di un meccanismo di aggiustamento alle frontiere del carbonio,
- Un regolamento di “effort sharing regulation” (ESR),
- La revisione del regolamento sull’uso del suolo,
- La modifica della direttiva sulle energie rinnovabili per raggiungere l’obiettivo al 2030,
- La modifica della direttiva sull’efficienza energetica,
- Misure sui trasporti stradali,
- Allineamenti della tassazione sui prodotti energetici,
- L’istituzione di un Fondo sociale per il clima con 72 miliardi di euro per il 2025-32.

Si tratta, dunque, di un mutamento non evitabile, se vogliamo risolvere i problemi che abbiamo davanti. L'attuale modalità di produzione elettrica e di distribuzione, infatti, è praticamente invisibile per la maggior parte dei territori (possiamo concentrare la produzione necessaria a quasi due regioni in un unico sito). La nuova produzione da fonti rinnovabili non potrà che essere più distribuita e diversificata per la minore densità della risorsa sfruttata (l'irraggiamento solare). In conseguenza ci saranno molte più installazioni ed interesseranno praticamente tutti i territori.

Si tratta di sforzarsi, in definitiva, di passare dal mix energetico attuale nel quale prevale il petrolio ("oil"), il gas ed il carbone e svolgono un ruolo minore (sotto il 10 % cadauno) il nucleare e le rinnovabili ad un assetto finale nel quale siano questi ultimi ad avere nettamente la meglio. Ottenendo in un sol colpo la messa sotto controllo del cambiamento climatico e della dipendenza energetica (con conseguente instabilità dei prezzi).

La vertiginosa crescita del prezzo dell'energia elettrica dei mesi da maggio ad ottobre 2001 (passati nel Mercato Elettrico dagli storici 60 €/MWh a 227 €/MWh, con punte giornaliere oltre 300), a sua volta causata dall'impennata del prezzo del gas nel trimestre in oggetto (raddoppiato), mostra la criticità della dipendenza europea dalle forniture di gas naturale tramite gasodotti (via Ucraina e North Stream 1, o, limitatamente all'Italia Greenstream con la Libia e "Enrico Mattei" con la Tunisia) e gas liquefatto (GLN) trasportato via nave. Le cause della crisi sono molteplici: tensioni con la Russia sulla negoziazione delle forniture¹⁸, crescita della domanda per effetto della ripresa economica in un momento di basse riserve, riduzione parziale delle forniture da parte della Russia per effetto dell'aumento dei flussi verso la Cina (a sua volta alle prese con un "energy crunch" causato dalle sue politiche di decarbonizzazione e dalla riduzione dei flussi di carbone dall'Australia), attesa per l'entrata in esercizio del North Stream 2 (che salta l'Ucraina e ha una capacità di trasporto pari a ¼ del fabbisogno europeo), attesa di crescita dei consumi¹⁹, blocco o significativo ritardo dei progetti del South Stream²⁰, e degli altri²¹.

Ma la causa strutturale più rilevante è la scarsa incidenza della generazione di energia elettrica da rinnovabili che determinerebbe una indipendenza dalle fluttuazioni di prezzo delle materie prime energetiche e dalle conseguenti tensioni geopolitiche.

¹⁸ - Con la Commissione che ha cercato di spostare i contratti da "lungo termine" a "spot", cosa che in condizioni di pressioni di prezzo ha portato ad una impennata violenta dello stesso.

¹⁹ - <https://energiaoltre.it/la-russia-rimarra-il-fornitore-di-gas-dominante-in-europa-fino-al-2040-il-report-platts-analytics>

²⁰ - Che dovrebbe fornire direttamente l'Italia e, in un altro ramo, l'Austria dalla Russia attraverso il Mar Nero. In Italia il progetto è fortemente osteggiato.

²¹ - Come il "Nabucco", tra l'Europa occidentale e la regione caspica; il "Galsi" dall'Algeria alla Sardegna; il "TAP" gas dal Mar Caspio e dal Caucaso via Grecia ed Albania in Italia; il "ITGI", per connettere Italia e Grecia attraverso il mar Ionico.

dati di sintesi MPE-MGP – riepilogo					
sintesi annuale					
periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)
	media	min	max		
2004*	51,60	1,10	189,19	231.571.983	29,1
2005	58,59	10,42	170,61	323.184.850	62,8
2006	74,75	15,06	378,47	329.790.030	59,6
2007	70,99	21,44	242,42	329.949.207	67,1
2008	86,99	21,54	211,99	336.961.297	69,0
2009	63,72	9,07	172,25	313.425.166	68,0
2010	64,12	10,00	174,62	318.561.565	62,6
2011	72,23	10,00	164,80	311.493.877	57,9
2012	75,48	12,14	324,20	298.668.836	59,8
2013	62,99	0,00	151,88	289.153.546	71,6
2014	52,08	2,23	149,43	281.997.370	65,9
2015	52,31	5,62	144,57	287.132.081	67,8
2016	42,78	10,94	150,00	289.700.706	70,0
2017	53,95	10,00	170,00	292.197.128	72,2
2018	61,31	6,97	159,40	295.561.956	72,0
2019	52,32	1,00	108,38	295.827.948	72,1
2020	38,92	0,00	162,57	280.179.361	74,9
* I dati sono relativi ai nove mesi dal 01/04/2004 al 31/12/2004					

sintesi mensile - anno 2021 ▼					aggiorna
periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)
	media	min	max		
gennaio	60,71	30,76	101,01	24.823.164	76,3
febbraio	56,57	10,00	108,57	22.658.333	75,9
marzo	60,39	31,71	100,87	24.396.238	76,5
aprile	69,02	3,49	118,08	22.426.370	75,3
maggio	69,91	3,00	99,50	22.277.043	76,4
giugno	84,80	42,67	139,07	24.362.841	75,8
luglio	102,66	60,00	148,59	27.226.805	78,6
agosto	112,40	60,09	156,96	24.411.198	79,8
settembre	158,59	60,06	256,29	24.354.647	77,3
ottobre	227,48	156,60	380,00	5.392.527	76,1

Figura 9 - PUN Energia elettrica, prezzi

Venendo ad un maggiore dettaglio, si vede come l'idroelettrico prevede una maggiore produzione, come ci si poteva attendere, nelle fasce montuose ricche di risorse idriche, mentre le biomasse nel centro Europa e sull'arco alpino. L'energia eolica in nord Europa e sugli Appennini al sud, mentre il solare conviene farlo nel sud Italia, nel sud della Spagna e in nord Africa (che però non garantisce all'Europa indipendenza energetica e potrebbe comportare problemi di stabilità socio-politica).

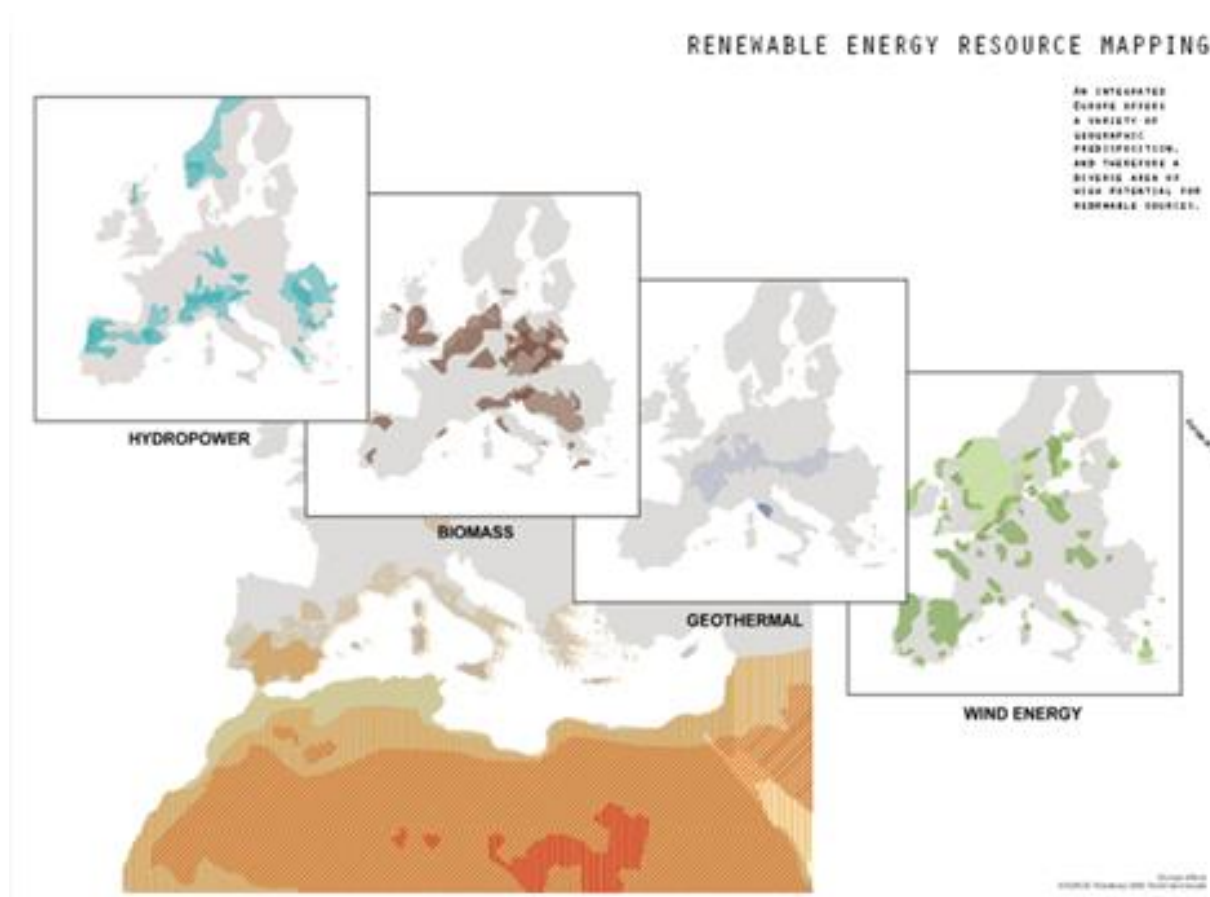


Figura 10 - Prevalenze delle famiglie tecnologiche di rinnovabili in UE

Ovviamente le reti elettriche europee dovranno diventare molto più interconnesse ed “intelligenti”, adatte ai diversi mix di produzione altamente differenziati.

Più specificamente gli obiettivi del PNIEC, che peraltro come previsto dal nuovo Ministro alla Transizione Energetica andranno allineati ai target del *Green Deal Europeo*, ed a quelli ancora più sfidanti che sono stati previsti nel “*Fit for 55*”, i quali richiedono l’installazione di nuova capacità in particolare di fotovoltaico ed eolico. Dei 21,6 GW installati di capacità fotovoltaica installati al 2020, risulta necessario, seguendo le ormai già obsolete previsioni del PNIEC, conseguire il target di 52 GW al 2050, mentre, a riguardo dell’eolico, a partire da 10,9 GW bisogna raggiungere i 19,3 GW di potenza (che aumentano nell’ordine di qualche GW se consideriamo la perdita di potenza causata dalle dismissioni per obsolescenza degli impianti). Le più recenti proposte in corso di approvazione (“*Piano per la Transizione Ecologica*”) fissano peraltro il fabbisogno a 70 GW aggiuntivi.

Lo spazio di crescita è molto alto, infatti negli ultimi due anni (2018-20) sono stati installati solo 2 GW di nuova capacità tra fotovoltaico ed eolico. Seguendo una tendenza inerziale, sarebbe possibile conseguire i target del PNIEC al 2030 solo con numerosi anni di ritardo (più di 20 per il fotovoltaico). Siamo, insomma, alle soglie di una necessaria trasformazione radicale nel modo di produrre, consumare e vivere l’energia. Ancora dal Piano del 2021.

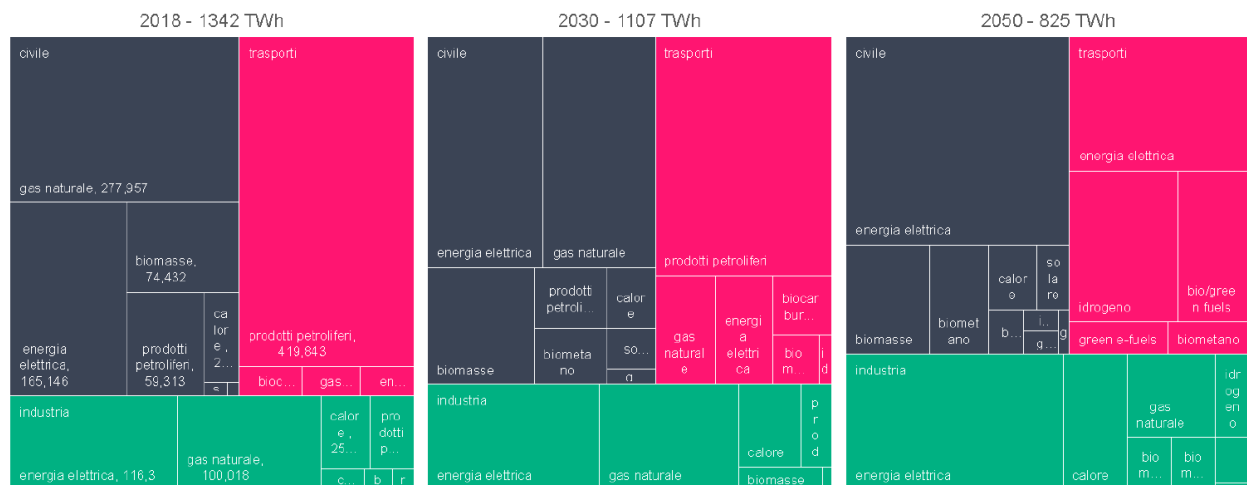


Figura 6. Consumo finale di energia anno 2018, 2030, 2050 simulazione RSE.

Figura 11 - Consumi per fonti energetiche, 2018 - 2030 - 2050

L'unica cosa certa di questa necessaria trasformazione è che il paesaggio cambierà. Del resto, è sempre cambiato. Ciò che bisogna fare è governare il cambiamento.



Figura 12- Immagine simbolica del paesaggio rinnovabile

Per introdurre tale tema, però, guardiamo in modo più approfondito i problemi da affrontare.

0.3- Introduzione al settore energetico

Le fonti rinnovabili continuano a registrare tassi positivi di sviluppo e ad avere un peso crescente nella copertura del fabbisogno energetico mondiale. Gli investimenti mondiali raggiungono nell'anno 2018 i 304 miliardi di \$ che rappresenta quasi il triplo degli investimenti nelle fonti fossili (127). La produzione da energia rinnovabile è giunta al 12,9 % della produzione totale di energia.

Tuttavia, nel 2018 c'è stata una inversione di tendenza²². Le cause sono complesse: mentre gli investimenti energetici mondiali hanno superato nel 2018 i 1.8mila miliardi di dollari, toccando un livello simile a quello del 2017, la spesa per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili ha decelerato per la prima volta dopo anni di crescita progressiva (sebbene il settore elettrico continui a essere il preferito degli investitori).

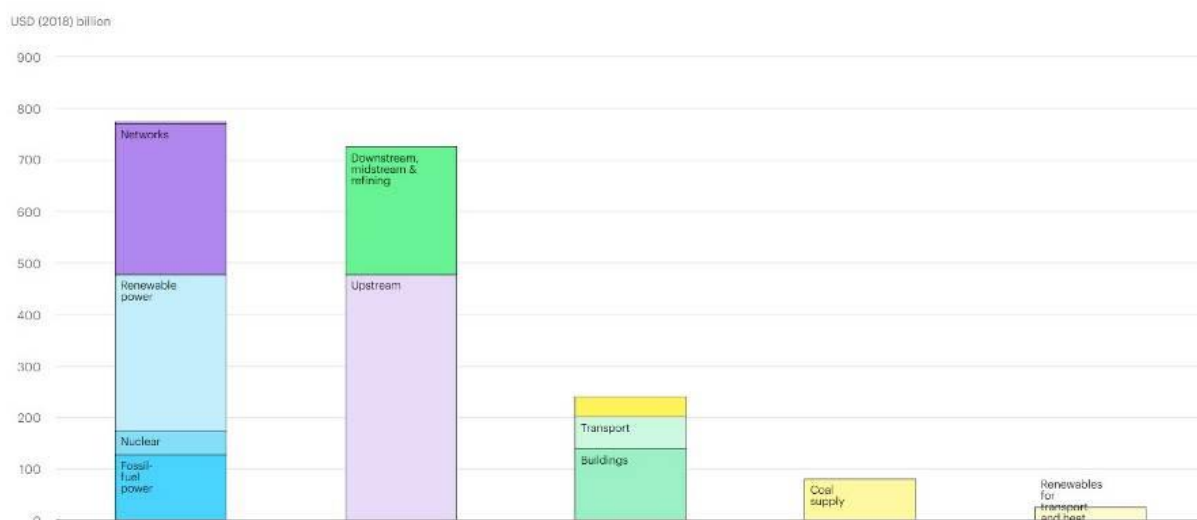


Figura 13 - Investimenti cumulati

Le tecnologie trainanti sono state proprio quelle relative agli impianti per la produzione di energia elettrica, con grande peso della tecnologia eolica e solare fotovoltaica. La rimanente quota ha riguardato la realizzazione di investimenti nel solare termico, seguiti da investimenti nel mini-idro e nelle biomasse e geotermia per usi sia elettrici sia termici.

²² - Si veda <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2019>

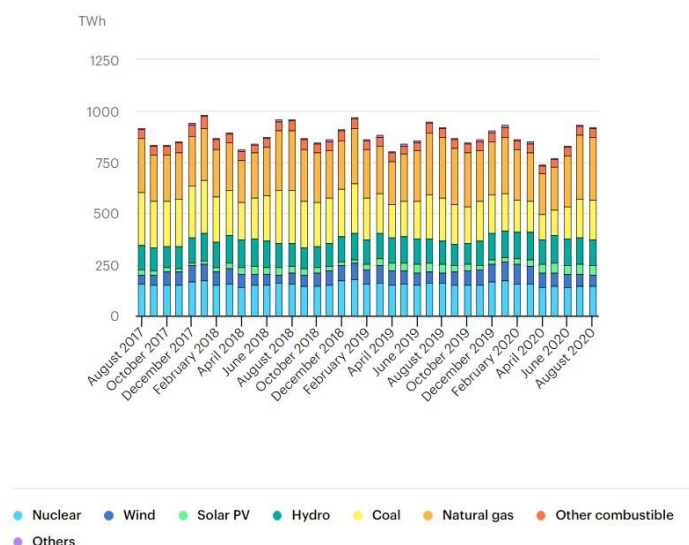


Figura 14 - Mix energetico

La Figura illustra la potenza installata relativa agli impianti di produzione di energia elettrica da tutte le fonti nei paesi OECD.

Comparando direttamente gli investimenti in Usa e Cina si ricava la seguente tabella (rispettivamente dal basso in alto, settore energetico, settore carburanti fossili, efficientamento energetico, rinnovabili per trasporti).

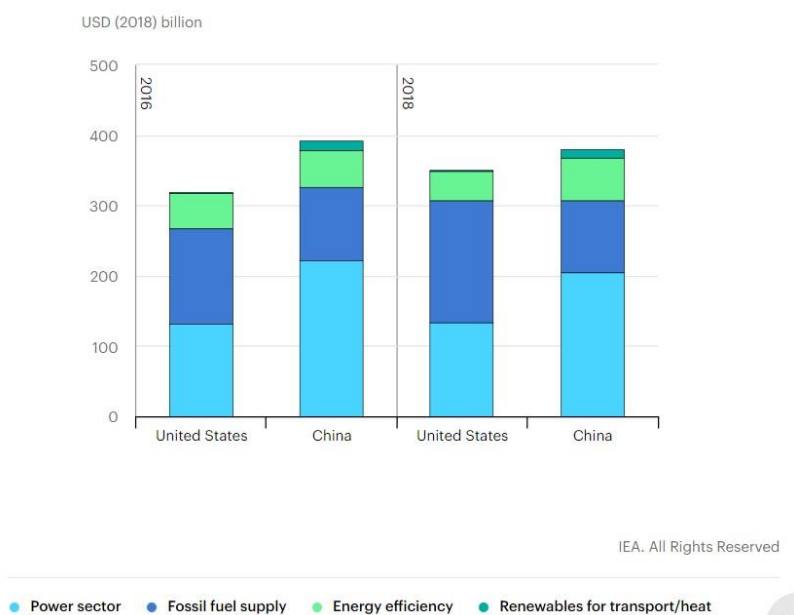


Figura 15 - Investimenti in USA e Cina

Consultando il database Eurostat²³, e mettendo a confronto la media Ue27 e l'Italia sotto il profilo delle emissioni di gas serra, si vede come il paese resti in deficit, se pure in diminuzione nel settore industriale.

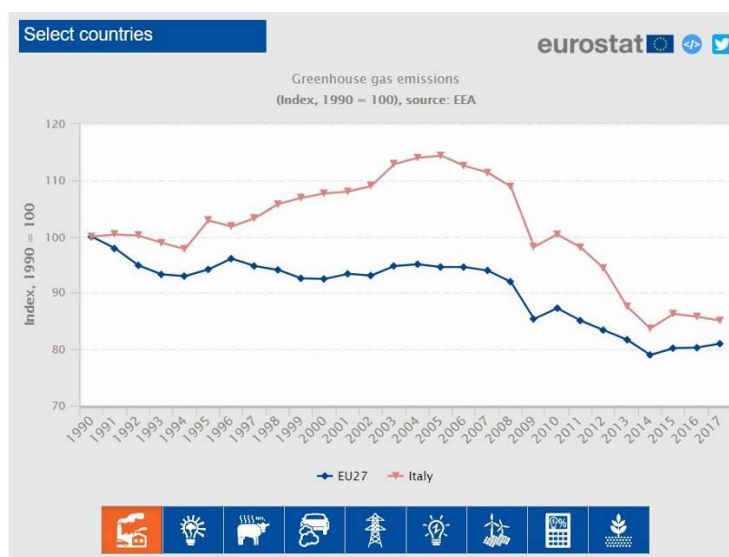


Figura 16 - Emissioni gas serra Eu e Italia

Al contrario nel settore dei consumi energetici primari il profilo di emissioni è in condizioni migliori della media.

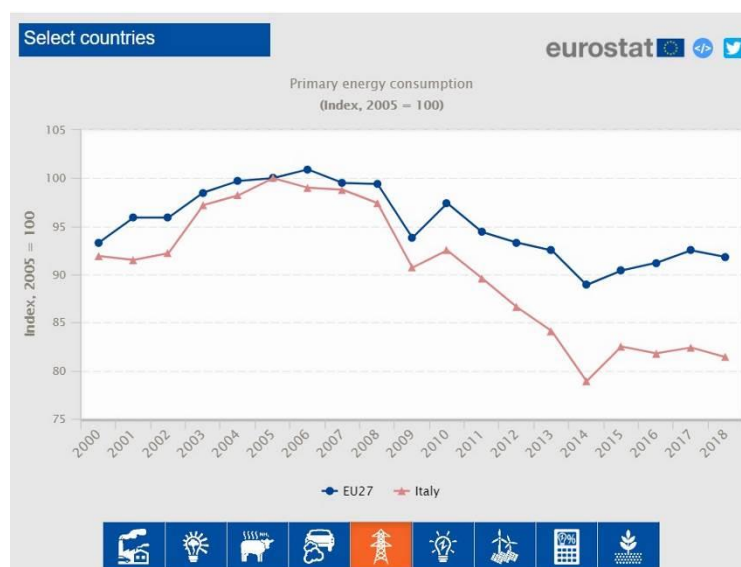


Figura 17 - Consumi energetici primari Eu e Italia

Analogamente nel settore dei consumi finali elettrici.

²³ - Si veda <https://ec.europa.eu/eurostat/web/climate-change/visualisations>

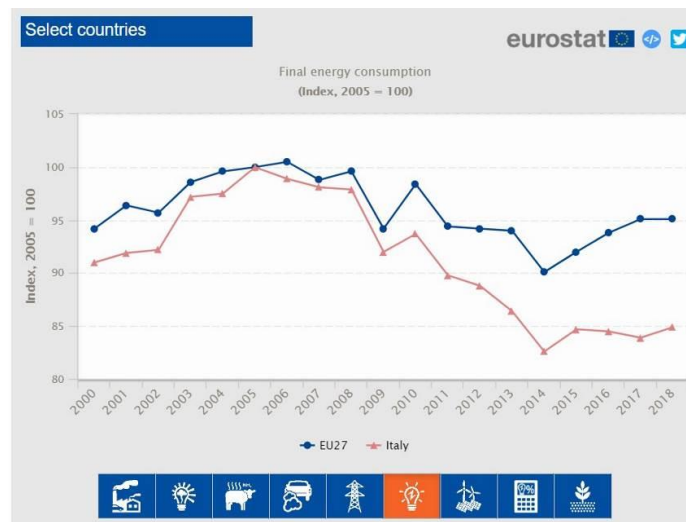


Figura 18 - Consumi elettrici finali Eu e Italia

Nell'immagine seguente il flusso di bilancio energetico per l'Italia nel 2018. Come si vede il paese importa 152.946 Kilotoni equivalenti di petrolio e ne produce solo 37.342. La dipendenza dall'estero è ancora molto alta.

Di 193.463 Ktoe di input energetici annuali vengono inviati a trasformazione i 2/3 (132.272 Ktoe) con una piccola perdita di trasformazione (23.672 Ktoe). Di questa energia disponibile dopo le trasformazioni (169.791 Ktoe) una quota di ca 31.000 è inviata all'esportazione (1/5 delle importazioni), mentre 121.757 Ktoe sono avviate ai consumi interni.

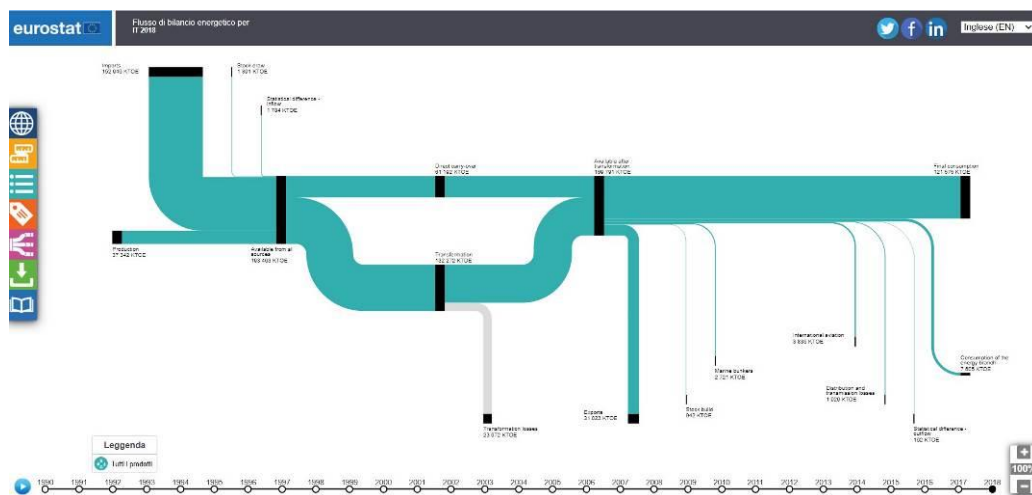


Figura 19 - bilancio energetico Italia, flusso

0.3.1 La domanda e l'offerta di energia elettrica in Italia.

Nel 2018 in Italia la richiesta di energia elettrica ha raggiunto i circa 321.000 GWh.

Nell'anno, la richiesta di energia elettrica sulla rete è stata soddisfatta per l'86,3% da produzione nazionale al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi. La restante quota del fabbisogno (13,7%) è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero.

1. Bilancio di energia elettrica

Figura 1 – Bilancio Italia – Anno 2018

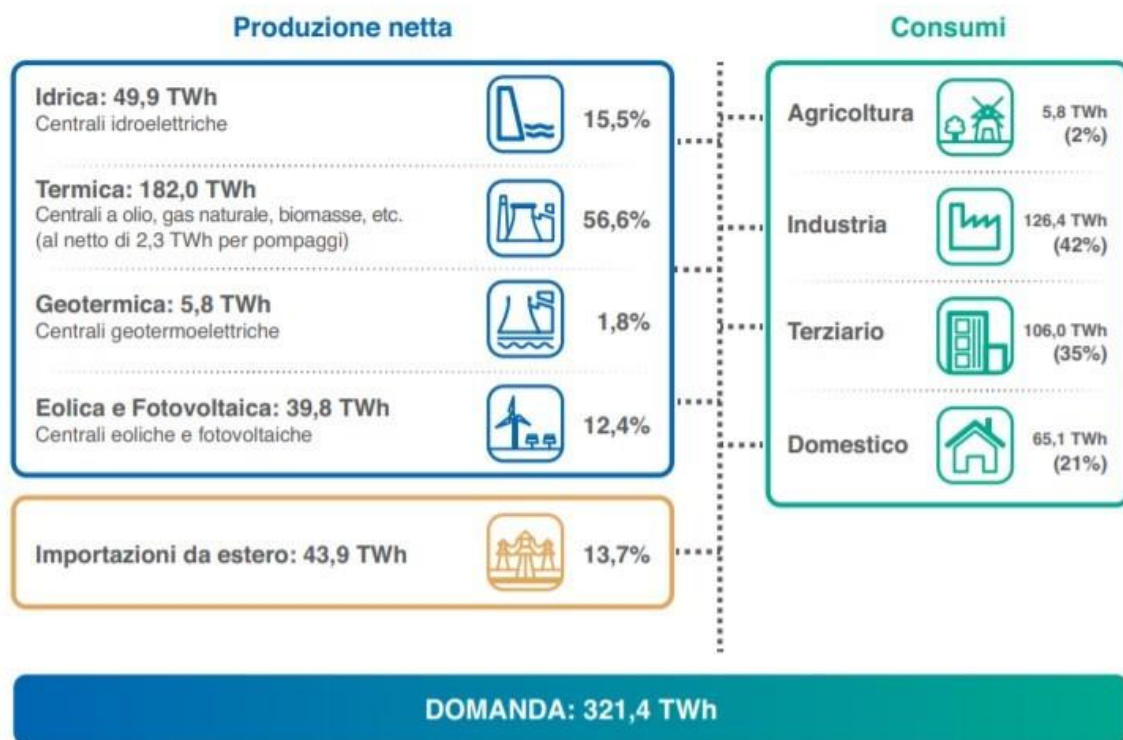


Figura 20 - Bilancio Energia elettrica Italia

Più in dettaglio, secondo le statistiche *relative all'anno 2018* di Terna, società che dal 2005 gestisce la rete di trasmissione nazionale, l'Italia è stata in deficit costante dal 1982, raggiungendo nel 2018 il dato del 13% (43 GWh di potenza installata carente).

Figura 2 – Italia: serie storica superi (+) e deficit (-) della produzione rispetto alla richiesta, Anni 1973-2018



Figura 21 - deficit storico energia elettrica

la maggior parte delle centrali termoelettriche italiane sono di tipo tradizionale (gas naturale), per 192 TWh di produzione.

Gli scambi con l'estero sono rappresentati dalla seguente immagine.

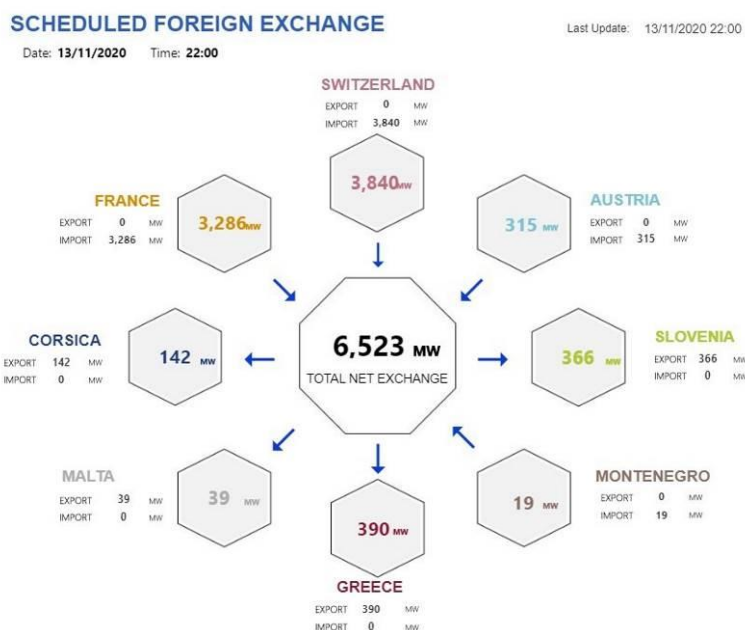


Figura 22- Italia, scambi con l'estero

A causa di tale mix energetico, l'Italia rimane ancora oggi tra i paesi europei maggiormente dipendenti dalle fossili per la produzione di energia elettrica.

Anche in base ai rapporti mensili di Terna, la produzione del 2019 è rimasta in linea (283.000 GWh) e i consumi sono rimasti intorno ai 319.000 GWh. Il contributo del fotovoltaico nel 2019 è stato di 23.320 GWh. Il 2020 dovrebbe essere di ca. 25.000 GWh.

Dal *Rapporto sulla situazione energetica nazionale*, del GSE²⁴, si apprende che il 2018 è stato un anno nel quale la crescita dell'economia italiana ha perso slancio, in un contesto internazionale segnato da un progressivo indebolimento anche per effetto del rallentamento del commercio mondiale. La ripresa dell'attività nella prima parte dell'anno ha però sostenuto la domanda di energia che, per il terzo anno consecutivo, ha proseguito a crescere (+1,6% rispetto al 2017), pur rimanendo ancora inferiore ai valori precrisi. La domanda di energia primaria è cresciuta più del PIL, a conferma che non si è ancora realizzato il disaccoppiamento tra crescita economica e crescita del consumo di energia.

La domanda è stata soddisfatta da gas naturale e petrolio (complessivamente quasi il 70% del totale), dalle fonti rinnovabili (oltre un quinto del totale) e, in modo residuale, dall'energia elettrica importata e dai combustibili solidi.

È anche proseguito l'aumento della domanda finale, cresciuta dell'1,5%, confermando la tendenza manifestatasi negli ultimi anni, trainata in particolare dalla ripresa dei trasporti. In termini settoriali, è ancora cresciuta la domanda di energia per gli usi civili, che rimangono il primo settore di consumo finale (+0,7%), seguito dai trasporti (+3,2%). È rimasta debole la domanda dell'industria.

Le fonti energetiche rinnovabili (FER) hanno consolidato il proprio ruolo trovando ampia diffusione in tutti i settori di impiego (elettrico, termico e trasporti). Nel 2018 le FER hanno comunque soddisfatto oltre il 18% dei consumi finali lordi di energia, ben oltre l'obiettivo previsto dal target europeo al 2020. Con riferimento al solo settore elettrico, l'incidenza delle FER - calcolate applicando i criteri di calcolo della direttiva 2009/28/CE - sul consumo interno lordo di energia elettrica al netto dei pompaggi è stimata pari al 34,5%, oltre 3 punti percentuali in più rispetto al 2017 e il secondo valore più elevato degli ultimi sei anni dopo il 2014 (quando la quota di FER era stata pari al 37,5%). In particolare, il risultato è connesso al recupero della generazione idroelettrica, per effetto delle migliori condizioni di piovosità, mentre si contrae quella delle altre FER. Si stima che nel 2018 alle attività legate alla realizzazione e gestione di nuovi impianti alimentati da FER siano corrisposte circa 58.000 unità di lavoro permanenti e poco meno di 38.000 temporanee

24

-

Si

veda

[https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Relazione annuale situazione energetica nazionale dati 2018.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Relazione%20annuale%20situazione%20energetica%20nazionale%20dati%202018.pdf)

CAPACITÀ INSTALLATA (potenza netta in MW)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia idroelettrica¹¹:	22.009	22.098	22.220	22.298	22.426	22.499
<i>apporti naturali</i>	14.454	14.506	14.628	14.991	15.109	15.182
<i>pompaggi puri</i>	3.957	3.982	3.982	3.982	3.940	3.940
<i>pompaggi misti</i>	3.598	3.610	3.610	3.325	3.377	3.377
Geotermica:	729	768	768	767	767	767
Solare:	18.185	18.594	18.901	19.283	19.682	20.108
<i>fotovoltaico</i>	18.185	18.594	18.901	19.283	19.682	20.108
<i>energia solare a concentrazione</i>	-	-	-	-	-	-
Da maree, moto ondoso e correnti marine:	-	-	-	-	-	-
Energia eolica:	8.542	8.683	9.137	9.384	9.737	10.230
<i>onshore</i>	8.542	8.683	9.137	9.384	9.737	10.230
<i>offshore</i>	-	-	-	-	-	-
Biomassa:	3.762	3.772	3.804	3.871	3.881	3.926
<i>biomassa solida</i>	606	620	616	685	684	733
<i>biogas</i>	1.317	1.336	1.336	1.352	1.372	1.375
<i>bioliquidi</i>	1.003	990	1.000	993	987	971
<i>rifiuti urbani</i>	836	826	852	841	839	846
TOTALE	53.227	53.915	54.830	55.603	56.493	57.529
<i>di cui in cogenerazione</i>	1.807	1.870	2.018	1.962	1.986	2.042

Figura 23 - Capacità installata, Italia

0.3.2 La domanda e l'offerta di energia elettrica nel Lazio

I dati del PER Lazio, come vedremo, sono fermi al 2014. Per avere dati più aggiornati sul bilancio energetico regionale ci si può riferire ai dati di TERNA²⁵ in base ai quali si può individuare una potenza efficiente di produzione netta di 7.483 MW, di cui 5.656 da termoelettrico.

La restante potenza, di poco inferiore a 2.000 MW è per due terzi rappresentata da fotovoltaico (1.352 MW) ed il restante idrico. Marginale il contributo eolico (70 MW).

Con riferimento alla distribuzione provinciale il maggior contributo viene dalla provincia di Roma (4.170 MW) seguita a grande distanza da quella di Viterbo (1.483 MW) e di Latina (1.136 MW).

²⁵ - Si veda il sito di Terna

Figura 4 – Serie storica superi (+) e deficit (-) della produzione rispetto alla richiesta, Anni 1973-2018

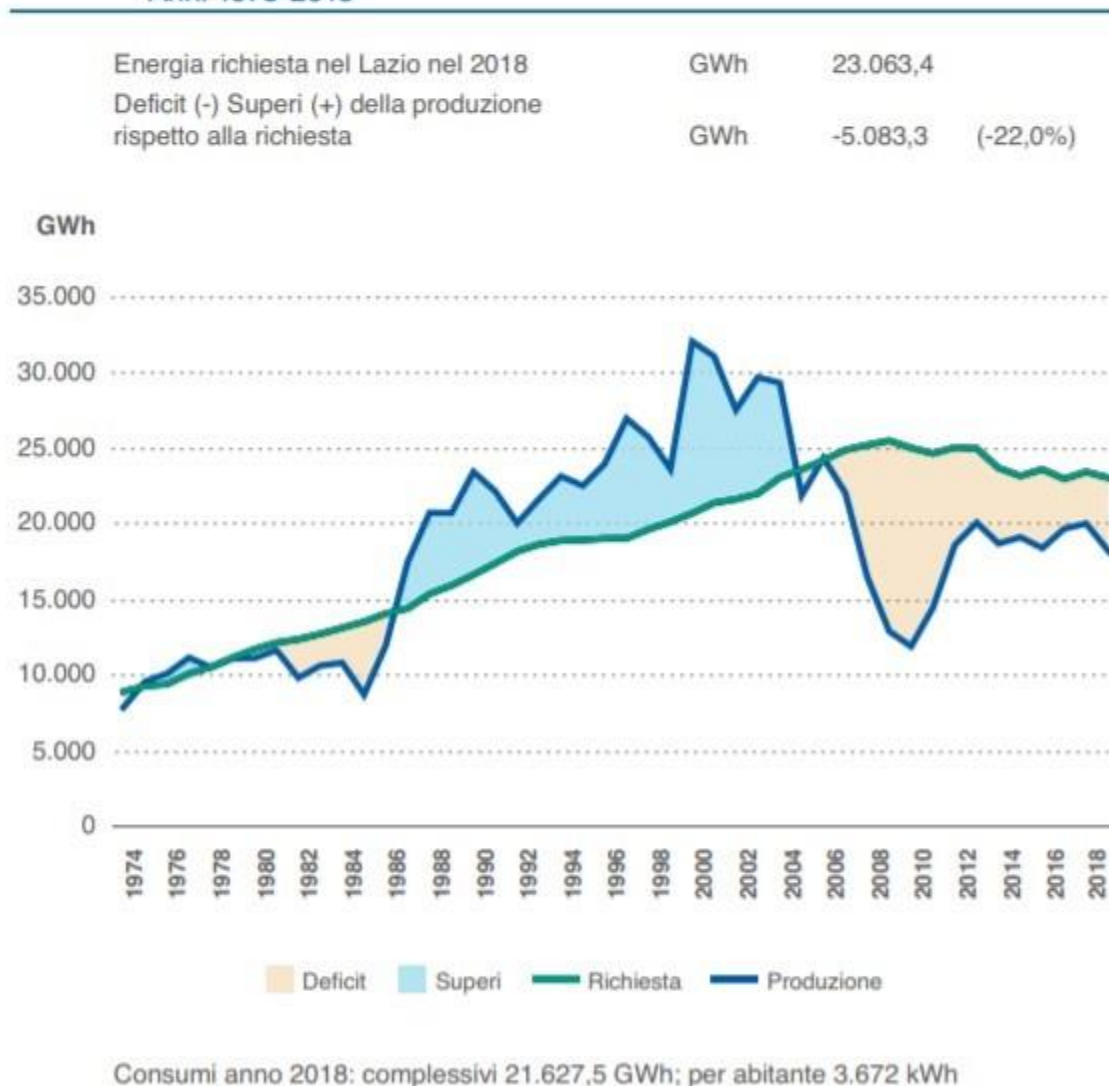


Figura 24- Lazio, bilancio energetico

Ma la gran parte di questa capacità di produzione è da fonte fossile. Facendo riferimento alla sola produzione da rinnovabili troviamo ancora la provincia di Roma (654 MW) ma seguita da vicino da quella di Viterbo (551 MW) e da quella di Frosinone (411 MW).

La produzione di energia complessiva è pari a 18.000 GWh, dove la parte del leone la fa la provincia di Roma, con 12.400 GWh di produzione.

La Provincia di Viterbo ha una produzione di energia elettrica netta di 825 GWh, interamente da rinnovabili. Di questi 590 GWh sono da fotovoltaico e 100 GWh da eolico e idroelettrico.

I consumi del Lazio sono invece pari a 21.000 GWh ca. di questi il terziario pesa per la metà (10.000 GWh), il domestico per 6.000 GWh e l'industria per 4.000 GWh, marginale l'agricoltura.

Il Lazio è quindi in deficit, e lo è storicamente dal 2004.

Figura 3 - Bilancio regionale - Anno 2018

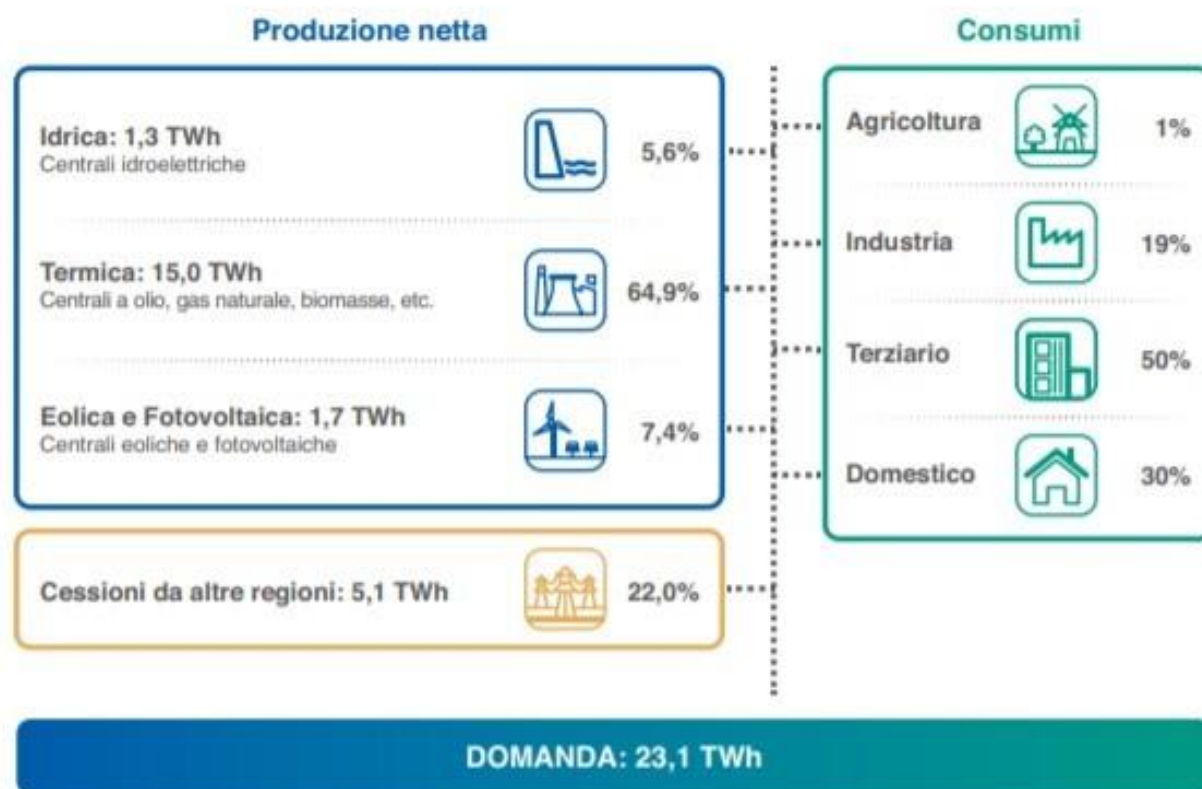


Figura 25- Lazio, bilancio energetico

La provincia di Viterbo in definitiva produce 825 GWh all'anno di energia (da rinnovabili) e consuma 1.066 GWh all'anno di energia. Di questi 330 sono consumi domestici, 490 terziario, 200 industria e 53 agricoltura. La provincia di Viterbo nel 2018 è stata in deficit per 241 GWh di produzione elettrica.

Osservando, da dati Terna, il bilancio regionale complessivo il Lazio riceve dunque 5 TWh da altre regioni italiane ed è ancora fortemente sbilanciato sul versante della produzione termoelettrica da fossili.

Più in dettaglio, la produzione in cogenerazione assomma a 2.000 GWh per oltre due terzi da gas naturale. Molto importante ancora il più tradizione ed obsoleto contributo della produzione di sola energia e da fonte solida (carbone), nell'ordine dei 13 TWh.

Tabella 4 - Produzione termoelettrica per tipologia di sezione e tipo di combustibile
- Anno 2018

Tipologia di sezione	Tipo di combustibile	Produzione lorda	Produzione netta	Calore prodotto	Combustibile per la produzione di energia			Combustibile per la produzione di calore		
		GWh	GWh	GWh	quantità metriche	migliaia di tep		quantità metriche	migliaia di tep	
Cogenerazione		2.010,0	1.931,0	2.054,4	325,7			196,4		
	Solidi	-	-	-	migliaia di t	-	-	migliaia di t	-	-
	Gas naturale	1.638,6	1.584,5	1.512,8	milioni di mc	295,4	244,5	milioni di mc	174,5	144,7
	Gas derivati	0,0	0,0	0,0	milioni di mc	0,0	0,0	milioni di mc	0,0	0,0
	Petroliferi	0,0	0,0	0,0	migliaia di t	0,0	0,0	migliaia di t	0,0	0,0
	Altri combustibili (solidi)	280,0	263,0	510,6	migliaia di t	121,8	65,5	migliaia di t	112,2	48,8
	Altri combustibili (gassosi)	91,5	83,6	30,9	milioni di mc	32,9	15,7	milioni di mc	6,3	3,0
Sola produz. di energia elettrica		13.918,0	13.047,0		2.780,0					
	Solidi	9.329,8	8.631,0		migliaia di t	3.380,4	1.943,5			
	Gas naturale	4.066,9	3.954,9		milioni di mc	806,7	674,4			
	Gas derivati	-	-		milioni di mc	-	-			
	Petroliferi	15,8	15,4		migliaia di t	3,8	3,8			
	Altri combustibili (solidi)	330,2	285,0		migliaia di t	364,9	111,9			
	Altri combustibili (gassosi)	175,3	160,7		milioni di mc	109,0	46,3			
	Altre fonti di energia	0,0	0,0							
Totale		15.928,0	14.978,1	2.054,4	3.105,8			196,4		

Figura 26 - Produzione termoelettrica Lazio

Si tratta, palesemente, di una situazione in contrasto ormai con l'intero orientamento delle politiche energetiche mondiali e anche di un mix di generazione che espone la regione a forme di dipendenza molto gravi dall'estero. Inoltre, si tratta ormai, a tecnologie vigenti, di un mix di generazione particolarmente costoso in termini di costo di generazione a kWh.

La situazione complessiva è quindi descritta nella seguente tabella.

Figura 1 - Flussi di energia elettrica - Anno 2018 (GWh)

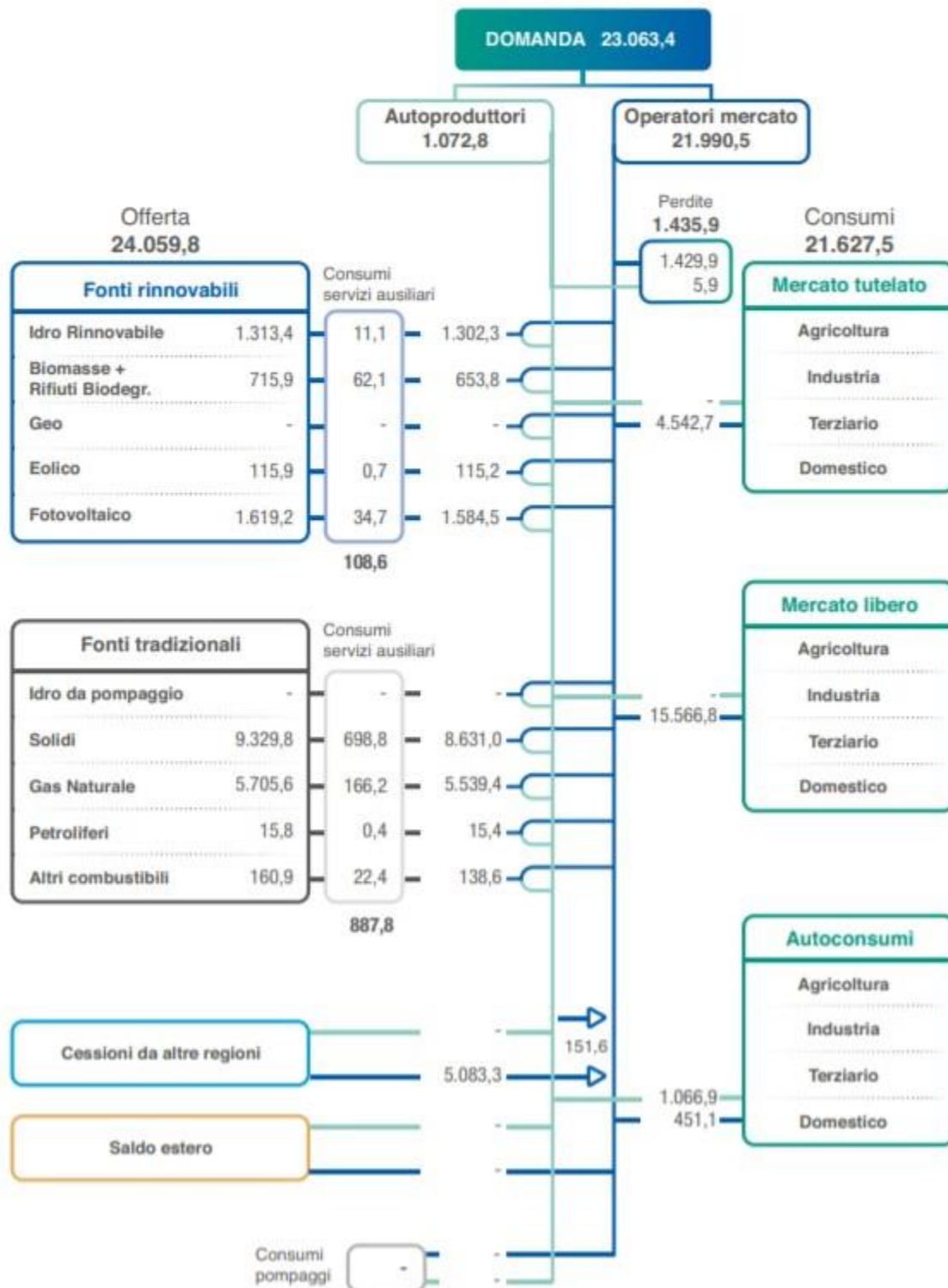


Figura 27 - flussi di energia elettrica, Lazio

0.3.3 Impianti di produzione da fotovoltaico autorizzati nel Lazio

Per completare il quadro della situazione bisogna dare conto degli impianti fotovoltaici autorizzati nel Lazio da quando il mercato delle installazioni a terra su suolo agricolo senza alcun accesso agli incentivi ha avuto nuovo inizio nel 2018.

Precisamente:

- | | |
|---|----------|
| - Nel 2016 sono stati presentati 2 progetti, per | 49 MW |
| - Nel 2018 sono stati presentati 8 progetti, per complessivi | 379 MW |
| - Nel 2019 sono stati presentati 26 progetti, per complessivi | 1.273 MW |
| - Nel 2020 sono stati presentati 55 progetti, per complessivi | 1.337 MW |

Di questi 91 progetti ne sono stati autorizzati 28, per complessivi 1.319 MW. La potenza media per impianto presentato è stata di 33 MW, e quella per impianto autorizzato 47 MW.

Le provincie nelle quali sono stati presentati più progetti sono quelle di Viterbo e Latina, che rappresentano quasi il totale degli impianti sia per numero come per potenza. Precisamente la provincia di Viterbo ha visto presentati 46 progetti, per 2.375 MW, di cui 23 autorizzati per 1.367 MW (potenza media 60 MW). La provincia di Latina 38 progetti per 522 MW, di cui autorizzati 4 per 123 MW (potenza media 30 MW). La provincia di Roma 3 progetti per 78 MW di cui autorizzato 1 per 10 MW.

Questo dato è fortemente influenzato da un piccolo numero di impianti davvero molto grandi:

- 1- Un impianto a Tuscania, da 150 MW, presentato nel 2017 ed autorizzato nel 2018,
- 2- Un impianto a Montalto, da 90 MW, presentato nel 2018 ed autorizzato nel 2019,
- 3- Un impianto a Montalto, da 113 MW, presentato nel 2019 ed autorizzato nel 2019,
- 4- Un impianto a Montalto, da 112 MW, presentato nel 2019 ed autorizzato nel 2019,
- 5- Un impianto a Tarquinia, da 187 MW, presentato nel 2019 ed autorizzato nel 2020,
- 6- Un impianto a Tuscania, da 82 MW, presentato nel 2019 ed autorizzato nel 2019,
- 7- Un impianto a Viterbo, da 81 MW, presentato nel 2019 ed autorizzato nel 2020.

I sette impianti citati, assommano a 815 MW su 1.319, ovvero il 60 % della potenza autorizzata.

Alcuni di questi grandi progetti sono in questo momento soggetti a procedure di ricorso ed impugnazione ed alcuni sono stati revocati.

Se l'80% degli impianti autorizzati fosse alla fine realizzato (ipotesi piuttosto generosa), ne deriverebbe una nuova capacità di produzione pari a 1 GWh, che potrebbe portare ad una generazione

di energia di ca 1,5 TWh.

Poco meno di un terzo del deficit lordo di energia della regione (5,1 TWh).

Ma la situazione è ancora meno favorevole.

Infatti, il deficit reale della regione, nella prospettiva della decarbonizzazione è *molto più elevato*. Il PER, a causa della duplice circostanza di usare dati del 2014 e di far riferimento ad un quadro regolatorio del 2013, come abbiamo visto nel paragrafo 03 “*Politiche per la transizione energetica*”, è infatti largamente sottostimato.

Per la verità il deficit potrebbe anche essere maggiore, dato che i consumi energetici sono stati fortemente ridotti dalla crisi economica che solo ora sta retrocedendo²⁶.

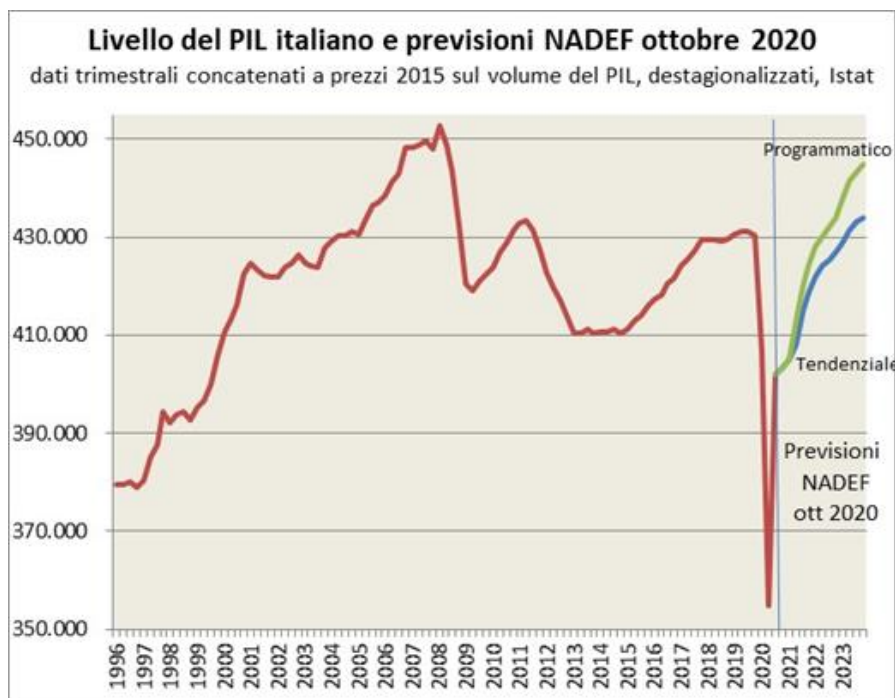


Figura 28 - Andamento PIL Italia, fonte Dip. Programmazione Polit. Ec.

Ovviamente il dato sulla caduta del Pil, che è ancora lontanissimo dal livello che aveva raggiunto nel 2007, pur in presenza di tendenze di crescita, deve essere correlato, per trovare senso, con il consumo energetico. Ovvero con la “intensità energetica” del paese (rapporto tra PIL e Consumo interno di energia, CIL). Ora questa negli ultimi dieci anni ha subito una contrazione dell’11% ed è oggi equivalente a 93 t_{eq} di petrolio per milione di Euro. Considerando che il PIL Italia è ancora inferiore di quasi il 10% rispetto a quello 2008, in presenza delle medesime risorse materiali, e che il Pil del

²⁶ - Dati tratti dal Dipartimento per la Programmazione e il coordinamento della politica economica (<http://www.programmazioneeconomica.gov.it/2018/12/20/andamenti-lungo-periodo-economia-italiana/>)

Lazio assomma a ca. 197 miliardi 2018, al netto della ulteriore caduta del 10% dovuta al Covid, questo può essere stimato al 2030 almeno del 20% superiore al livello altamente depresso attuale²⁷. Ovvero si può ipotizzare che nei prossimi dieci anni la produzione lorda nazionale corrisponderà a ca. 300 miliardi di euro aggiuntivi (per il Lazio ca 20 miliardi rispetto al dato 2018); cosa che, considerando l'intensità energetica media nazionale, porterebbe a consumi energetici aggiuntivi per 180 kt_{eq} di petrolio.

Considerando che il “2030 climate & energy framework” (& 0.3.12) ha aumentato l'obiettivo di riduzione delle emissioni dal 40 al 55%, rispetto al 1990, e poi ancora più in alto al 77%, molta parte della quota di energia che ora è coperta dalla produzione da fossile più inquinante andrà sostituita. **In base all'impegno della SEN 2017 entro il 2025.**

Il mero aggiustamento al target, come visto nell'introduzione comporterebbe almeno qualcosa come triplicare la potenza installata da rinnovabili (1.800 MW ca), ma questa in particolare a carico del fotovoltaico (dato che idroelettrico ed eolico, per ragioni connessi con la disponibilità delle fonti non hanno molto potenziale). Si tratterebbe di qualcosa come almeno 3.600 MW aggiuntivi (circa 5 TWh di produzione).

Inoltre, la produzione da fonte fossile nella regione assomma, come visto nel paragrafo precedente a circa 14 TWh e consuma oltre 3.700 t/anno di carbone e altri combustibili solidi.

Risolvere contemporaneamente il tema dell'adeguamento agli impegni assunti (al minimo +3.600 MW di potenza installata) e il deficit energetico (almeno altri 3.000 MW), darebbe un fabbisogno massimo di qualcosa come **6.500 MW di nuova potenza da installare (quasi 10 TWh).**

Risolvere questi due problemi e mantenere l'impegno della SEN 2017 di chiudere il carbone entro cinque anni impegnerebbe la regione ad autorizzare prima, e realizzare poi, qualcosa come **1.800 MW aggiuntivi** di nuova potenza fotovoltaica all'anno per tutti i cinque anni. **Portando la somma a 9.000 MW di nuova potenza fotovoltaica da installare.**

Adempiere a tutti questi obblighi e tenere dietro all'incremento prevedibile dei consumi (di ca. 200 kt_{eq} di petrolio) per effetto del recupero del ritardo di crescita economica, porterebbe a dover aggiungere **almeno altri 1.000 MW.**

²⁷ - Cfr. per una prima stima sui primi anni <http://www.senato.it/service/PDF/PDFServer/BGT/01178340.pdf> “Documento programmatico di bilancio 2021”, in particolare il Quadro programmatico di finanza pubblica in tab 1.

Si arriverebbe a oltre 10.000 MW da realizzare in nove anni per trovarsi al traguardo del 2030 con tutti gli impegni attualmente tradotti in legge soddisfatti. Ciò senza voler considerare che è in discussione l'ulteriore innalzamento dell'obiettivo.

Secondo questa stima si potrebbe assumere che il Lazio ha fino ad ora coperto con nuove autorizzazioni con probabilità di essere realizzate solo qualcosa come il 10%, o meno, del fabbisogno minimo al 2030.

0.3.4 Valutazione comparata tra le Fonti Energetiche Rinnovabili

In conclusione, la domanda di energia elettrica (la forma più raffinata di energia ma anche tra le più difficili da gestire in buona sostanza per le difficoltà di stoccaggio che si spera poter risolvere con l'idrogeno e con l'evoluzione degli accumuli elettrochimici) è in continua crescita anche quando viene incrementata – come è stato sempre fatto – l'efficienza energetica. Di più, a causa dei segnali di prezzo che il mercato manda, ogni aumento dell'efficienza ha sempre comportato immediatamente o quasi subito un incremento maggiore del consumo. Si tratta del cosiddetto “*effetto rebound*” che ha visto, ad esempio, crescere del 40 % il consumo energetico in USA dal 1975 malgrado la riduzione del consumo per dollaro di PIL del 50 %. Con le parole di Rubin: “se la maggiore efficienza riduce la domanda di energia, il calo della domanda riduce a sua volta il prezzo dell'energia. Il risultato è che si finisce per avere più energia allo stesso prezzo. E quindi, naturalmente, se ne usa di più”. Fa eccezione il periodo di crisi a partire dal 2008, quando il calo della produzione industriale (oltre un quarto in meno) e la contrazione dei consumi ha determinato un decremento con piccoli rimbalzi, dal quale non ci siamo ancora ripresi, come abbiamo visto. La crisi del Covid accentua questa tendenza contingente. Potenziando enormemente la dinamica dell’“effetto Rebound” per la prevedibile espansione dei dispositivi energivori (dai sensori IOT, da installare a miliardi, alla modifica dei comportamenti di uso e consumo, alla “elettrificazione” dei trasporti).

FIGURA 12 - RICHIESTA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA DAL 1960

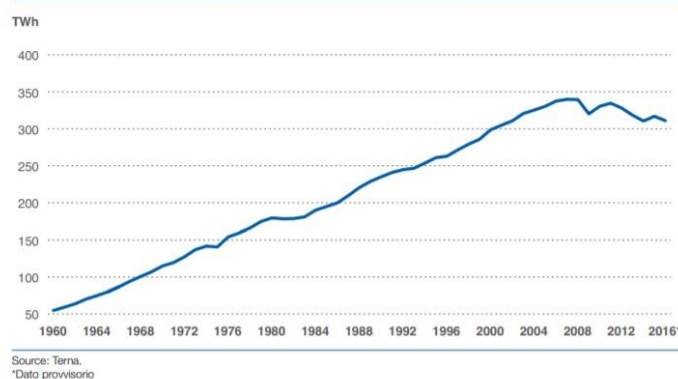


Figura 29 - Richiesta energia elettrica Italia

Ma in linea generale, nel medio e lungo periodo, secondo Rubin, “l’accelerazione dei consumi comporta inoltre un’accelerazione dell’attività economica, e questo significa che guidiamo, costruiamo, produciamo e, inevitabilmente, compriamo di più. Pertanto, se un’economia efficiente può consumare più energia allo stesso prezzo, registrerà anche una maggiore crescita allo stesso

prezzo, e questo si tradurrà in un ulteriore stimolo alla domanda energetica da parte di un'economia più forte ed in fase di crescita. In altre parole, l'energia a basso costo fa crescere l'economia, e più l'economia cresce più è avida di energia.”²⁸ Dai tempi della macchina a vapore di Watt è sempre stato così.

Quindi se la soluzione non è, da solo, il risparmio energetico, non può essere neppure – da solo – il potenziamento delle fonti tradizionali di approvvigionamento anche se con la mitica “cattura del carbonio” (che consentirebbe di usare con minori remore la fonte oggi più abbondante che è il carbone). Infatti, anche se si potesse (mentre non si può allo stato) catturare tutto il carbonio emesso da centrali tradizionali a carbone o a gas e stoccarlo in luoghi sicuri a prezzi competitivi, e quindi produrre energia neutra sotto il profilo dei cambiamenti climatici, resterebbero gli altri problemi da affrontare.

La svolta energetica, infatti, è richiesta da quattro sfide (e dalla quinta che ne è la sintesi):

- Fermare il cambiamento climatico e la perdita di biodiversità;
- Riportare in equilibrio il rapporto dell'uomo con il pianeta;
- Trovare fonti di energia più affidabili e stabili nel medio-lungo periodo;
- Rendere autosufficienti le macroaree strategiche del pianeta (USA, UE, CINDIA);
- Governare insieme le tensioni di transizione.

La soluzione non può neppure (solo) venire dalle fonti fossili non convenzionali o dal nucleare. Le prime sono molto problematiche da punto di vista economico e tecnico, la seconda anche molto rischiosa, oltre che di difficile attuazione per le prevedibili (e condivisibili) opposizioni locali ed amministrative.

Per fare un esempio, le tanto decantate sabbie petrolifere canadesi (una “risorsa” stimata in 165 miliardi di barili) sono presenti e note da oltre un secolo (molto di più dato che le usavano gli indiani), nell'Alberta settentrionale. Una regione dove la temperatura scende a -28 gradi centigradi e dove bisogna estrarlo da sabbie intrise di petrolio dello spessore variabile dai 30 ai 120 metri. Quando è superficiale si fa “presto”, con gigantesche scavatrici e colossali bulldozer si sradicano tutti gli alberi (e le colline) e si porta in dumper da 300 tonnellate la sabbia ad un impianto dove viene lavorata. La lavorazione consiste nello scaldarla ad alta temperatura e sottoporla a cracking.

Quando è ad oltre 70 metri di profondità non conviene fare una “miniera” a cielo aperto e allora si spara vapore surriscaldato a 538 gradi per farlo fluire in superficie. In media si consuma comunque un'unità energetica per ogni tre ricavate (consumando 40 metri cubi di gas naturale per ogni barile di petrolio ricavato). Il tutto a costi industriali che sfiorano i 90 dollari a barile. Inoltre, per ottenere il

²⁸ - Jeff Rubin, *Che fine ha fatto il petrolio. Energia e futuro dell'economia*, Elioit 2010, p. 106

famoso “barile” bisogna inquinare 950 litri di acqua dolce ed emettere 100 kg di anidride carbonica.



Figura 30- L'area di Fort Murray (Alberta, Canada)

		
Particolare del confine di scavo	Veduta dell'area di scavo	Particolare dell'impianto
		
Particolare dello stabilimento	Particolare dei depositi	I fronti di scavo

Nell'immagine l'area di Fort Murray nell'Alberta (Canada) nel quale è presente una delle miniere a cielo aperto per l'estrazione e raffinazione delle sabbie bituminose. L'area ha un lato di oltre 30 km.

Oppure è interessante il caso dei giacimenti profondi nel Golfo del Messico, a suo tempo spazzati via dagli uragani (tra cui Katrina) che hanno distrutto 167 piattaforme offshore e 183 oleodotti. Come la famosa stazione Thunder Horse della British Petroleum rovesciata dall'uragano Dennis con i suoi 250.000 barili al giorno di produzione potenziale. La piattaforma era arrivata a perforare a oltre 10.000 metri di profondità a oltre 1.500 metri sotto il livello del mare. O l'Artico, la cui esplorazione e successivo sfruttamento vede il feroce posizionamento preventivo di tutte le grandi potenze e minaccia la più completa devastazione ambientale.



Una soluzione stabile può venire solo dall'implementazione delle fonti rinnovabili e dall'efficienza di trasmissione ("reti intelligenti") dell'energia anche da grandi distanze (progetto Sahara, ad esempio) in una prospettiva temporale resa meno probabile dalle note turbolenze geopolitiche dell'area.

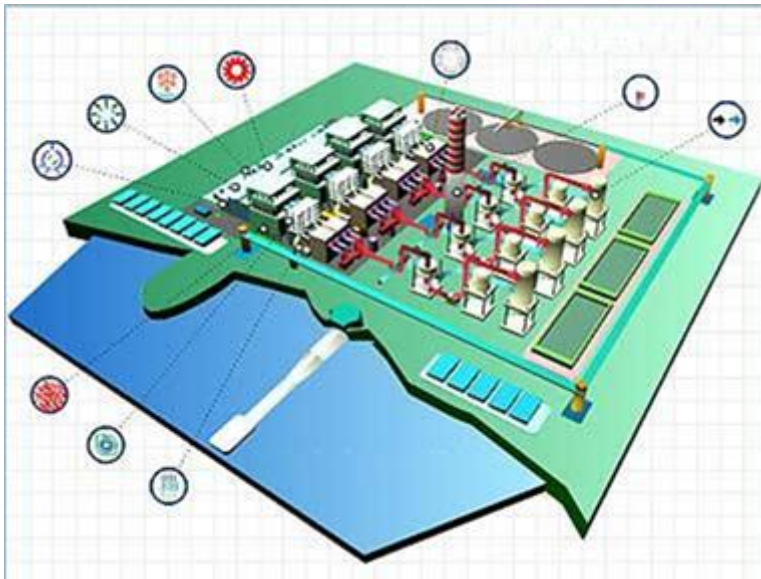


Figura 31 - disegno di una tipica centrale termoelettrica

Come abbiamo visto la Ue ha scelto una road map per la de-carbonizzazione dell'economia e l'incremento della sua indipendenza nella prospettiva del 2050. Tutti danno un ruolo molto rilevante alle fonti di energia rinnovabile ed all'elettricità.

Tuttavia, la produzione dell'enorme quantità di energia della quale abbiamo bisogno richiede trasformazioni significative nell'uso del suolo e nello stesso paesaggio. È inevitabile.

È sempre stato così, del resto, nella storia dell'uomo. Ogni innovazione tecnologica, economica e sociale ha portato ad una modifica dell'assetto del territorio e quindi del paesaggio. La stessa urbanizzazione accelerata nel dopoguerra e l'organizzazione del territorio che ne è seguita è figlia degli assetti energetici e sociali. Delle nuove forme di mobilità e dell'organizzazione del lavoro che si è sviluppata a partire dalla disponibilità di fonti energetiche abbondanti ed a basso costo, insieme alle capacità tecnologiche e le modifiche organizzative che si sono date.

Se, quindi, è inevitabile –ma anche necessario e giusto- passare dalla generazione concentrata e consumo diffuso (ma anche esso, a ben vedere concentrato in grandi città e “poli” industriali, commerciali) tramite reti di distribuzione tendenzialmente unidirezionali, bisogna gestire un radicale cambiamento.

Occorre transitare, gradualmente, da una produzione fatta in grandi centrali energetiche alimentate da fonti fossili (centrali a carbone da migliaia di MW di potenza, o a gas naturale da centinaia) ad una produzione da fonti rinnovabili, per sua natura distribuita.

Il paese ha infatti bisogno ad oggi di 300 TWh di energia e come abbiamo visto ne produce ca. 90 da fonti rinnovabili. Queste ultime sfruttano una risorsa energetica che è in ultima analisi di provenienza solare (salvo che per la geotermia) e quindi è distribuita in modo relativamente uniforme sul territorio, in modo continuo e sempre riproducibile, ma a bassa intensità (rispetto all'enorme densità energetica del petrolio o del carbone fossile).

Le grandi centrali fotovoltaiche su suolo tipiche sono da 40-60 MW, oltre dieci volte più piccole delle centrali fossili e producono (data l'intermittenza della fonte) molto meno energia per unità di potenza. La conseguenza è semplice quanto inevitabile: se la media di consumo pro capite italiana è oggi (e abbiamo visto che crescerà) di ca. 5 MWh all'anno per abitante (fonte: TERNA 2016²⁹) e la densità media italiana è di 200 ab/kmq (Fonte: Wikipedia) è necessario produrre di sola energia elettrica ca. 1.060 MWh per kmq.

Con le fonti fossili abbiamo bisogno di una centrale da 800 MWp ogni 5.900 kmq (il Lazio ha 17.242 kmq), ne bastano tre. Ci sono alcuni inconvenienti, in primo luogo le emissioni, in secondo luogo la dipendenza del paese dalle fonti fossili.

Tuttavia, c'è un rovescio della medaglia: se tutta l'energia oggi la possiamo fare con cinque-sei stabilimenti e ca. 300 ettari impegnati, con una densità produttiva di 1.800 MWh/kmq (ovvero 187.000 MWh/ha), con le fonti rinnovabili abbiamo bisogno di molta più superficie.

²⁹ - Si veda <https://download.terna.it/terna/0000/0994/85.PDF>

Il calcolo non è semplice, ma per dare un'idea dei termini del problema abbiamo compilato la tabella sottoindicata. In essa vengono confrontate quattro tecnologie: due modalità di produzione elettrica tramite sistemi termici per valorizzare le biomasse (rispettivamente solide e liquide) e due modalità di produzione ad emissioni zero, eolico e fotovoltaico. Abbiamo evitato di confrontare anche l'idroelettrico (ottima tecnologia per produrre energia ad emissioni zero) ma penalizzata dai limitati spazi di crescita potenziale.



Figura 32 - Impianto fotovoltaico da 5 MW, "Heliospower", Monreale /(PA) 2010

Il confronto, a parità di potenza installata, procede sotto cinque parametri:

1. Gli ettari necessari per la produzione (cioè gli ettari interessati e necessari per sviluppare la capacità produttiva, sia direttamente sia indirettamente nel caso delle biomasse);
2. La produzione annua media in termini di MWh;
3. Quindi il fattore di produttività del suolo (ovvero, la produzione annua in rapporto al suolo impegnato per la produzione della risorsa);
4. L'investimento necessario;
5. L'intensità di investimento sulla produzione annua.

Naturalmente bisogna tener conto di quanto segue: eolico, biomasse a legno e ad oli vegetali occupano poco suolo con una alta densità (le biomasse da 10 MW hanno una densità produttiva di ca. 160 MWh/kmq) ma dato che la risorsa non viene dall'Arabia Saudita (o dal Canada) ma dalla terra entro 80 km bisogna impegnare anche ca. 100 kmq per coltivare gli alberi. Ciò porta la produttività a 7 MWh per ettaro. Per gli oli vegetali bisogna impegnarne molto di più, ma solitamente la produzione avviene principalmente all'estero, in particolare in Indonesia.

oli vegetali (10 MWe)		
13.000	ha	ettari necessari per la produzione della risorsa
70.000	MWh	produzione (7.000 ore)
5,385	MWh/ha	fattore di produttività annuale del suolo
€ 12.000.000,00	€	investimento minimo
€ 171,43	€/MWh	intensità investimento su produzione annua
fotovoltaico (10 MWe)		
15	ha	ettari necessari per la produzione elettrica
14.500	MWh	produzione (1.450 ore eq.)
1.000	MWh/ha	fattore di produttività annuale del suolo
€ 4.500.000,00	€	investimento (grandi progetti)
€ 310,34	€/MWh	intensità investimento su produzione annua
legno (10 MWe)		
10.000	ha	ettari necessari per la produzione della risorsa
70.000	MWh	produzione (7.000 ore)
7,00	MWh/ha	fattore di produttività annuale del suolo
€ 30.000.000,00	€	investimento minimo
€ 428,57	€/MWh	intensità investimento su produzione annua
eolico (10 MWe)		
1	ha	ettari necessari per la produzione elettrica
20.000	MWh	produzione (2.000 ore eq.)
20.000	MWh/ha	fattore di produttività annuale del suolo
€ 8.000.000,00	€	investimento minimo
€ 400,00	€/MWh	intensità investimento su produzione annua

Figura 33- Tabella di confronto tra rinnovabili

Come si vede il fotovoltaico è una delle fonti rinnovabili a maggiore rendimento per suolo impegnato. Ottiene ben 1.000 MWh/ha (oppure, se si vuole, 100.000 MWh/kmq impegnato), ricordando che il fabbisogno è di 1.060 MWh per kmq ne deriva che ogni kmq impegnato con fotovoltaico (copertura effettiva del suolo 30 %), fa energia per altri 100 kmq. Siamo lontani dalle centrali tradizionali (che fanno energia per oltre 6.000 kmq, ma non abbiamo i collaterali svantaggi climatici, energetici e di sicurezza degli approvvigionamenti).

Anche dal confronto del fotovoltaico con le tradizionali colture agricole questo ultimo emerge vittorioso in riferimento alla efficienza di conversione energetica. La produzione agricola, infatti, può essere vista come una modalità naturale di conversione dell'energia solare la cui efficienza oscilla tra il 6 ed il 4 % (tramite la sintesi clorofilliana). Se orientata alla produzione elettrica, però, l'efficienza di conversione si abbatte drasticamente (tra l'1 % in paesi tropicali all'0,1 % alle nostre latitudini³⁰).

³⁰ - Stime di Ugo Bardi, Dipartimento di Chimica Università di Firenze.

L'efficienza del fotovoltaico, in termini di capacità di conversione dell'irraggiamento solare, è del 15-17 % ca. e tende a salire. Quindi di un fattore 150 rispetto alla conversione delle biomasse in caldaie termiche standard.

Dato che il sole invia sulla terra ca. 1×10^{12} GWh all'anno di energia (di questi lo 0,3 sulle terre emerse), ed i nostri fabbisogni sono attualmente di diecimila volte inferiori, è possibile stimare che per produrre tutta l'energia elettrica necessaria al pianeta basti lo 0,15 % della superficie totale adibita ad uso agricolo (cioè senza considerare aree già urbanizzate e montuose) se facessimo solo fotovoltaico. Naturalmente con il contributo di eolico (ca. il 2 % dell'energia irradiata) e delle varie tecnologie idroelettriche, maree, geotermico e anche biomasse dove conveniente, e impegnando dove possibile le aree già urbanizzate, ne servirà molto meno.

Del resto ogni 10 MW di impianto fotovoltaico, alla utility scale, si può stimare produca un valore di mancate emissioni di CO₂ (rispetto al mix italiano e calcolando prudenzialmente 25 €/t il costo) di 3.000.000,00 €, un incasso fiscale complessivo nel complessivo ciclo di vita di 2.600.000,00 € un risparmio di metano per 750 milioni di mc e quindi determina direttamente e indirettamente una mancata spesa (a vantaggio della bilancia commerciale) di oltre 200 milioni. In rapporto a queste stime si può dire che l'impatto complessivo nel ciclo di vita di impianti che occupino lo 0,1 % della Sau italiana, per produrre al 2030 25 GW aggiuntivi (in linea con le richieste della strategia europea in fase di implementazione) di cui stiamo parlando per il paese sia enorme (stimabile in 2,6 miliardi di benefici fiscali, 3 miliardi di mancate emissioni di CO₂ e ben 750 miliardi di mancati acquisti di metano).

Ora il punto è questo:

- Se per le ragioni prima citate e fatte proprie dalla UE nel quadro di Direttive, Comunicazioni e proposte di legge indicate in precedenza, è necessario, nel tempo ma entro il 2050, sostituire le centrali a carbone (es. Civitavecchia), oli pesanti e gas (es. Montalto di Castro) con fonti rinnovabili dobbiamo sostituire sei centrali (che hanno una capacità cumulata sovrabbondante di ca. 7.800 MWp) con 17.000 MWp se fotovoltaico, 11.000 MWp se eolico, 2.800 MWp se biomasse;
- Nella prima ipotesi avremmo bisogno di ca. 250 kmq di copertura fotovoltaica (1,4 % della superficie regionale) nella seconda 4.000 pale eoliche, nella terza 280 centrali a biomasse da 10 MWp;
- Dato che la soluzione sarà necessariamente un mix delle diverse fonti, e sia l'eolico sia le biomasse hanno limiti significativi (il primo ha bisogno di territori vocati nei quali tende a

concentrarsi con significativi impatti paesaggistici; le seconde hanno bisogno della materia prima per produrre la quale evidentemente non basterebbe l'intero Lazio), è inevitabile che il territorio sia investito da un certo numero di impianti fotovoltaici;

- Tra l'altro anche nelle stime fatte a livello europeo il centro-sud italiano è vocato in particolare a questa tecnologia.

Obiettivamente gli impatti significativi della tecnologia fotovoltaica a terra sono i seguenti:

- Sottrazione provvisoria di suolo agricolo all'uso produttivo (0,001 ha/MWh);
- Possibile alterazione della idrografia superficiale;
- Rischio di alterazione del contenuto di umidità del suolo e sua aridificazione;
- Alterazione del paesaggio in ordine al suo assetto naturale o tradizionale;
- Rischio di incompleta o imperfetta dismissione con conseguente conservazione di elementi artificiali nel suolo e nel paesaggio agrario.

Gli impatti significativi della tecnologia eolica, invece, sono:

- Alterazione per paesaggio per ampie visuali;
- Rischio di incompleta o imperfetta dismissione con conseguente conservazione di elementi artificiali nel suolo e nel paesaggio agrario.
- Conservazione di opere infrastrutturali al termine del ciclo di vita come strade, elettrodotti;
- Possibile disturbo della quiete e della avifauna.

Gli impatti significativi della tecnologia di combustione delle biomasse sono:

- Sottrazione provvisoria di suolo agricolo all'uso produttivo (0,14 ha/MWh);
- Emissioni in atmosfera di fumi di combustione (CO₂, NO_x, SO_x, polveri, ...);
- Utilizzi della risorsa idrica per il raffreddamento e la produzione di vapore per la turbina;
- Alterazione del paesaggio nell'intorno;
- Massive alterazioni del paesaggio per le coltivazioni di biomasse su amplissimi territori entro i 70 km di distanza (colture a rapido accrescimento).

Gli impatti significativi della tecnologia di produzione ciclo diesel da biomasse liquide sono:

- Sottrazione provvisoria di suolo agricolo all'uso produttivo (0,18 ha/MWh);
- Emissioni in atmosfera di fumi di combustione (CO₂, NO_x, SO_x, polveri, ...);
- Utilizzi della risorsa idrica per il raffreddamento e la produzione di vapore per la turbina;
- Alterazione del paesaggio nell'intorno;
- Massive alterazioni del paesaggio per le coltivazioni di biomasse su amplissimi territori in altre zone del mondo (olio di palma in paesi tropicali);
- Trasporto della risorsa per migliaia di chilometri.

In alternativa, ed è l'unica, ci sono le esistenti centrali a fonti fossili, in tal caso gli impatti significativi sono (bisogna notare che la taglia delle centrali in questo caso estremizza gli impatti da combustione per l'effetto di concentrazione delle emissioni):

- Massive emissioni in atmosfera di fumi di combustione (CO₂, NO_x, SO_x, polveri, ...);
- Importante utilizzo della risorsa idrica per il raffreddamento e la produzione di vapore per la turbina;
- Alterazione del paesaggio nell'intorno;
- Consumo di una risorsa non rinnovabile;
- Incremento della dipendenza dall'estero e da mercati potenzialmente volatili quanto al prezzo ed alle modalità di approvvigionamento;
- Trasporto della risorsa per migliaia di chilometri;
- Emissioni di CO₂ in atmosfera aggiuntivo e non neutro come per le biomasse³¹.

Tra queste alternative, in definitiva:

- A. Per le emissioni (inquinamento) sono da preferire eolico e fotovoltaico;
- B. Per la salvaguardia della risorsa idrica l'eolico e poi il fotovoltaico;
- C. Per l'indipendenza energetica eolico, fotovoltaico e biomasse lignee;
- D. Per la lotta ai cambiamenti climatici eolico e fotovoltaico mentre le biomasse sono neutre;
- E. Per la sottrazione di suolo agricolo la meno impattante è l'eolico seguita dal fotovoltaico;
- F. Per l'impatto sul paesaggio la più alterante è l'eolico mentre il fotovoltaico è quella meno significativa (probabilmente insieme agli oli vegetali che richiedono piccoli stabilimenti industriali e camini non molto invasivi).

Chiaramente bisogna lavorare per ridurre, dove possibile, al massimo gli impatti, quindi:

- I. salvaguardare la fertilità del suolo,
 - a. nel caso del fotovoltaico con l'opportuna distanza ed altezza tra i moduli;
 - b. nel caso delle biomasse con le opportune tecniche di coltura;
- II. proteggere l'idrografia superficiale con una buona progettazione esecutiva;
- III. garantire, con gli strumenti finanziari opportuni, la corretta dismissione a fine vita;
- IV. rispetto ai punti visuali primari e al carattere tipico, garantire che l'impianto sia correttamente

³¹ - È convenzionalmente considerato neutro dalla norma l'emissione di CO₂ in atmosfera dalle biomasse perché essa viene catturata dalla pianta nel suo processo di crescita tramite la sintesi clorofilliana e poi riemessa durante la produzione elettrica. Tale ciclo avviene alla scala umana. La CO₂ emessa da fonte fossile rappresenta la restituzione all'atmosfera di stock ritirati in ere geologiche passate e quindi è aggiuntiva.

inserito, ove possibile non sia visibile da ampie prospettive o comunque presenti un carattere regolare e ben disegnato al fine di consentire la decodifica e l'appropriazione culturale da parte del fruitore;

- V. salvaguardare la salute pubblica e l'avifauna ma anche la flora e l'ambiente in generale dall'emissione di inquinanti oltre le soglie di pericolosità anche nel tempo o per effetti cumulati o sinergici.

0.4- *Il quadro normativo Nazionale*

Per quanto attiene il quadro normativo/legislativo, abbiamo nel seguito preso in considerazione le normative principali di settore avendo di riferimento le norme ambientali, energetiche e quelle inerenti alla valutazione di impatto ambientale.

0.4.1- Legge n. 415 del 10 novembre 1997.

Con la legge n. 415 del 10 novembre 1997, il Presidente della Repubblica ha ratificato il Trattato sulla Carta Europea dell'Energia, adottata nel documento conclusivo della Conferenza Europea dell'Aja del 16/17 dicembre 1991. Il Trattato istituisce un quadro giuridico per la promozione della cooperazione a lungo termine nel settore dell'energia, basata su complementarità e vantaggi reciproci, in conformità con gli obiettivi ed i principi della Carta. Sostanzialmente gli obiettivi sono di catalizzare la crescita economica mediante misure volte a liberalizzare l'investimento e gli scambi nel settore dell'energia. In tal modo saranno rafforzati la sicurezza degli investimenti provenienti dall'Unione Europea, nei paesi produttori esterni all'Unione e dell'approvvigionamento energetico proveniente da tali paesi.

In tale direzione il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, recante l'attuazione della direttiva 96/92CE, relativo alla liberalizzazione del mercato italiano, prevede la separazione dell'ENEL in almeno cinque società, che si occuperanno rispettivamente:

1. della gestione e manutenzione della rete;
2. della produzione elettrica e quindi della gestione delle centrali;
3. della distribuzione e della gestione delle reti locali;
4. della vendita ai consumatori finali;
5. della dismissione definitiva del nucleare.

Il decreto prevedeva che, entro il 2003, nessun soggetto possa produrre o importare la metà dell'energia elettrica totale prodotta o importata in Italia. A tal fine l'ENEL è tenuta a cedere almeno 15 mila MW della propria capacità produttiva. Secondo la norma la liberalizzazione del mercato si deve realizzare in tre fasi:

1. 1° aprile 1999. A partire da questa data, può accedere al mercato libero ogni cliente che nel 1998 abbia consumato più di 30 milioni di kilowattora; rientrano in questa categoria anche i raggruppamenti di clienti, residenti nello stesso comune o in comuni contigui, che consumino

insieme 30 milioni di kilowattora e almeno 2 milioni di kilowattora ciascuno.

2. 1° gennaio 2000. Ogni cliente che nel 1999 avrà consumato più di 20 milioni di kilowattora potrà acquistare sul mercato libero; analogamente ne avranno accesso anche i raggruppamenti di consumatori che, nello stesso comune o in comuni contigui, consumeranno più di 20 milioni di kilowattora insieme e almeno un milione di kilowattora ciascuno.
3. 1° gennaio 2002. Ogni cliente finale che nel 2001 avrà consumato più di 9 milioni di kilowattora avrà accesso al mercato libero ed il beneficio verrà esteso anche ai raggruppamenti di consumatori che, nello stesso comune o in comuni contigui, consumeranno più di 9 milioni di kilowattora insieme e almeno un milione di kilowattora ciascuno.

0.4.2 Legge n. 9 del 9 gennaio 1991.

Norme per l'attuazione del nuovo Piano Energetico Nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali.

L'aspetto più significativo introdotto dalla Legge n. 9/91 è una parziale liberalizzazione della produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, che per diventare operativa deve solo essere comunicata. La produzione da fonti convenzionali, invece, rimane vincolata all'autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (MICA).

L'art. 20, modificando la legge n. 1643 del 6 dicembre 1962, consente alle imprese di produrre energia elettrica per autoconsumo o per la cessione all'Enel. L'impresa autoproduttrice, se costituita in forma societaria, può produrre anche per uso delle società controllate o della società controllante. Questo principio attenua solo in parte il monopolio dell'Enel, perché vincola la cessione delle eccedenze energetiche all'Enel stessa. Tali eccedenze vengono ritirate a un prezzo definito dal Comitato Interministeriale dei Prezzi (CIP) e calcolato in base al criterio dei costi evitati, cioè i costi che l'Enel avrebbe dovuto sostenere per produrre in proprio l'energia elettrica che acquista. In questo modo si cerca di fornire benefici economici a quei soggetti che, senza ridurre la propria capacità produttiva, adottano tecnologie che riducono i consumi energetici.

L'art. 22 introduce incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabili o assimilate e in particolare da impianti combinati di energia e calore. I prezzi relativi alla cessione, alla produzione per conto dell'Enel, al vettoriamiento ed i parametri relativi allo scambio vengono fissati dal Comitato Interministeriale Prezzi (CIP), il quale dovrà assicurare prezzi e parametri incentivanti. Gli impianti con potenza non superiore ai 20 KW “vengono esclusi dal pagamento dell'imposta e dalla categoria di officina elettrica, in caso di funzionamento in servizio separato rispetto alla rete pubblica”.

Nel 1992, con il provvedimento n. 6, il CIP ha fissato in 8 anni dall'entrata in funzione dell'impianto, il termine per la concessione degli incentivi; allo scadere di questo periodo il prezzo di cessione rientra nei criteri del costo evitato. Sempre nello stesso provvedimento il CIP ha stabilito la condizione di efficienza energetica per l'assimilabilità alle fonti rinnovabili calcolata con un indice energetico che premia le soluzioni a più alto rendimento elettrico.

La legge n. 9/91 prevede, inoltre, una convenzione tipo con l'ENEL, approvata dal Ministero dell'Industria con proprio decreto il 25 settembre 1992, che regoli la cessione, lo scambio, la produzione per conto terzi e il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dagli impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate. Tale convenzione deve stabilire, tra l'altro, che la tensione di riconsegna dell'energia sulla rete ENEL deve essere superiore a 1 kilo Volt indipendentemente dai vincoli tecnici o da eventuali problemi di sicurezza. Questa condizione limita gli incentivi per quegli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate al servizio di edifici civili che lavorano a bassa tensione e che quindi dovrebbero installare una cabina di trasformazione, i cui costi non giustificano l'investimento.

L'art. 23 è dedicato alla circolazione dell'energia elettrica prodotta da impianti che usano fonti rinnovabili e assimilate. "All'interno di consorzi e società consortili fra imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree e i nuclei di sviluppo industriale (...) aziende speciali degli enti locali e a società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti" (comma 1), l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate può circolare liberamente. Qualora il calore prodotto in cogenerazione sia ceduto a reti pubbliche di riscaldamento, le relative convenzioni devono essere stipulate sulla base di una convenzione tipo approvata dal Ministero dell'Industria e i prezzi massimi del calore prodotto in cogenerazione sono determinati dal CIP, tenendo conto dei costi del combustibile, del tipo e delle caratteristiche delle utenze.

0.4.3 Legge n. 10 del 9 gennaio 1991

Norme per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.

Il Titolo I della Legge reca norme in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti di energia. In particolare, all'art. 5 prescrive che le Regioni e le Province autonome predispongano, d'intesa con l'ENEA, i piani energetici regionali o provinciali relativi all'uso di fonti rinnovabili di energia. I piani devono contenere:

- il bilancio energetico;
- l'individuazione dei bacini energetici territoriali, ovverosia quei bacini che costituiscono, per

caratteristiche, dimensioni, esigenze dell'utenza, disponibilità di fonti rinnovabili, risparmio energetico realizzabile e preesistenza di altri vettori energetici, le aree più idonee ai fini della fattibilità degli interventi di uso razionale dell'energia e di utilizzo delle fonti rinnovabili di energia;

- la localizzazione e la realizzazione degli impianti di teleriscaldamento;
- l'individuazione delle risorse finanziarie da destinare alla realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia;
- la destinazione delle risorse finanziarie, secondo un ordine di priorità relativo alla quantità percentuale e assoluta di energia risparmiata, per gli interventi di risparmio energetico;
- la formulazione di obiettivi secondo priorità d'intervento;
- le procedure per l'individuazione e la localizzazione di impianti per la produzione di energia fino a 10 MW elettrici.

I piani regionali sono supportati da specifici piani energetici comunali realizzati dai Comuni con popolazione superiore a cinquantamila abitanti, inseriti nei rispettivi piani regolatori generali.

Le Regioni e gli enti locali delegati hanno il compito di concedere contributi in conto capitale a sostegno dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell'edilizia (art. 8) e del contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, artigianale e terziario (art. 10) e nel settore agricolo (art. 13).

Nel settore edilizio i contributi previsti per la climatizzazione e l'illuminazione degli ambienti, per la produzione di energia elettrica e di acqua calda sanitaria nelle abitazioni adibite a usi diversi possono essere stanziati nella misura minima del 20% e nella misura massima del 40% della spesa di investimento ammissibile documentata per ciascuno dei seguenti interventi:

- coibentazione degli edifici esistenti se consente un risparmio non inferiore al 20%;
- installazione di nuovi generatori di calore ad alto rendimento, se consentono un rendimento, misurato con metodo diretto, non inferiore al 90% sia negli edifici di nuova costruzione sia in quelli esistenti;
- installazione di pompe di calore per il riscaldamento ambientale o di acqua sanitaria o di impianti di utilizzo di fonti rinnovabili, se consentono la copertura di almeno del 30% del fabbisogno termico dell'impianto in cui è effettuato l'intervento;
- installazione di apparecchiature per la produzione combinata di energia elettrica e di calore;
- installazione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica, in questo caso il contributo può essere elevato all'80%;
- installazione di sistemi di controllo integrati e di contabilizzazione differenziata di consumi

- di calore, se consentono di ridurre i consumi di energia e di migliorare le condizioni di compatibilità ambientale dell'utilizzo di energia a parità di servizio reso e di qualità della vita;
- trasformazione di impianti centralizzati di riscaldamento in impianti unifamiliari a gas per il riscaldamento e la produzione di acqua sanitaria dotati di sistema automatico di regolazione della temperatura, inseriti in edifici composti da più unità immobiliari, con determinazione dei consumi per le singole unità immobiliari;
 - installazione di sistemi di illuminazione ad alto rendimento anche nelle aree esterne.
 - Nei settori industriale, artigianale e terziario, per il contenimento dei consumi energetici, l'art. 10 prevede la concessione di contributi in conto capitale fino al 30% della spesa ammissibile preventivata per realizzare o modificare impianti con potenza fino a dieci MW termici o fino a tre MW elettrici che consentano risparmio energetico attraverso:
 - l'utilizzo di fonti alternative di energia;
 - un miglior rendimento degli impianti;
 - la sostituzione di idrocarburi con altri combustibili.

Nel settore agricolo, come incentivo alla produzione di energia da fonti rinnovabili di energia l'art. 13 prevede la concessione di contributi in conto capitale nella misura massima del 55% per la realizzazione di impianti con potenza fino a dieci MW termici o fino a tre MW elettrici per la produzione di energia termica, elettrica e meccanica da fonti rinnovabili di energia. Il contributo è elevabile al 65 % per le cooperative.

I soggetti operanti nei settori industriale, civile, terziario e dei trasporti per accedere ai contributi devono nominare un tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia. Questi responsabili sono tenuti ad individuare le azioni, gli interventi e le procedure per promuovere l'uso razionale dell'energia e predisporre bilanci e dati energetici relativi alle proprie strutture e imprese. Questi dati devono essere comunicati (se richiesti) al MICA per la concessione dei contributi (art. 19).

Il Titolo II concerne norme per il contenimento del consumo di energia negli edifici condominiali. A tal fine gli edifici pubblici e privati devono essere progettati e messi in opera in modo tale da contenere al massimo, in relazione al progresso della tecnica, i consumi di energia termica ed elettrica. Nell'art. 26, in deroga agli articoli 1120 e 1136 del Codice civile, si introduce il principio della decisione a maggioranza nell'assemblea di condominio per le innovazioni relative all'adozione di sistemi di termoregolazione e di contabilizzazione del calore e per il conseguente riparto degli oneri di riscaldamento in base al consumo effettivamente registrato. Sempre allo stesso articolo si stabilisce che gli impianti di riscaldamento al servizio di edifici di nuova costruzione devono essere progettati

e realizzati in modo tale da consentire l'adozione di sistemi di termoregolazione e di contabilizzazione del calore per ogni singola unità immobiliare. Un ruolo prioritario per la diffusione delle fonti rinnovabili di energia o assimilate è affidato alla Pubblica Amministrazione, poiché è tenuta a soddisfare il fabbisogno energetico degli edifici di cui è proprietaria ricorrendo alle fonti menzionate, salvo impedimenti di natura tecnica o economica.

L'art. 30 relativo alla certificazione energetica degli edifici, in mancanza dei decreti applicativi che il MICA, Ministero dei Lavori Pubblici e l'ENEA avrebbero dovuto emanare, è rimasto inapplicato. Il certificato energetico in caso di compravendita e locazione dovrebbe essere comunque portato a conoscenza dell'acquirente o del locatario dell'intero immobile o della singola unità immobiliare. L'attestato relativo alla certificazione energetica ha una validità temporanea di cinque anni.

0.4.4 CIP 6/1992

Il prezzo a cui è possibile vendere energia elettrica alla rete nazionale è regolato dal provvedimento n. 6 del 1992 del Comitato Interministeriale dei Prezzi (CIP). I prezzi sono stabiliti in base al criterio del costo evitato, ma nel caso di nuova produzione da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate si ha, per i primi otto anni, un prezzo incentivante, variabile a seconda della tipologia di impianto. Attualmente, per i nuovi impianti con potenza inferiore a 3 MW, l'energia viene pagata circa 154 lire per kiloWatt/ora nei primi otto anni (prezzo incentivante) e 99 £/KWh (secondo il criterio del costo evitato) negli anni successivi. Il provvedimento in questione è stato, di fatto, ritirato nel 1996. Solo gli impianti che hanno concluso un Contratto preliminare con l'ENEL entro il 31.12.96 ricevono il pagamento stabilito dal provvedimento, nessun altro impianto o progetto può beneficiare di queste tariffe. Nel corso di privatizzazione dell'ENEL e in seguito alla ratifica della Direttiva europea n. 92 del 19.12.1996, che reca norme generali e regole per il mercato interno europeo dell'energia elettrica, il sistema tariffario verrà reintrodotta dal Parlamento italiano.

0.4.5 Decreto Legislativo 387/2003

Per quanto attiene all'evoluzione normativa in corso può essere citato il decreto di recepimento della Direttiva 2001/77/CE sulla promozione delle fonti rinnovabili nel quale viene incrementata la quota obbligatoria di energia verde da immettere sul mercato, introdotte semplificazioni burocratiche per gli impianti. Con il Decreto 387/2003, infatti, si può dire parta la promozione dell'utilizzo dell'energia

elettrica da fonti rinnovabili.

Riprendendo una tabella di Vincenzo Dragani su www.Reteambiente.it si legge:

La promozione delle fonti rinnovabili, i punti di forza del D. Lgs. 387/2003	
Costruzione ed esercizio impianti	Autorizzazioni. In base al nuovo D. Lgs. 387/2003, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (unitamente agli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi) sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla Regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla Regione. L'autorizzazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate. Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato. Il termine massimo per la conclusione del procedimento di cui al presente comma non può comunque essere superiore a centottanta giorni. Semplificazioni. Gli impianti di produzione di energia elettrica di potenza complessiva non superiore a 3 MW termici ubicati all'interno di impianti di smaltimento rifiuti, alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas sono "attività ad inquinamento atmosferico poco significativo" ex D.P.R. 203/1988 ed il loro esercizio non richiede autorizzazione.
Collegamento impianti	L'Autorità per l'energia elettrica e il gas adotterà nuove disposizioni per favorire il collegamento degli impianti alimentati da fonti rinnovabili alla rete di distribuzione elettrica.
Specifiche fonti	Biomasse. Un'apposita commissione nominata dal Min. Ambiente studierà le modalità per la valorizzazione energetica delle biomasse. Solare. I Ministeri Attività produttive e Ambiente stabiliranno nuovi incentivi per la produzione elettrica da energia solare. Impianti ibridi. Gli esercenti degli impianti ibridi potranno chiedere al Gestore della rete la precedenza nel dispacciamento di energia.
Informazione	Campagne di sensibilizzazione e informazione sulle fonti rinnovabili e il risparmio energetico.
Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili	È istituito un Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali dell'energia, con compiti di monitoraggio e consultazione sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza negli usi finali dell'energia. Saranno, in particolare, compiti dell'Osservatorio: - verificare la coerenza tra le misure incentivanti e normative promosse a livello statale e a livello regionale;

	- effettuare il monitoraggio delle iniziative di sviluppo del settore; - valutare gli effetti delle misure di sostegno, nell'ambito delle politiche e misure nazionali per la riduzione delle emissioni dei gas serra; - esaminare le prestazioni delle varie tecnologie; - proporre le misure e iniziative eventualmente necessarie per salvaguardare la produzione di energia elettrica degli impianti alimentati a biomasse e rifiuti, degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA.
Impianti alimentati da rifiuti	Gli impianti alimentati da rifiuti - nel rispetto del D. Lgs. 22/1997 e decreti attuativi - sono ammessi agli stessi benefici stabiliti per le fonti rinnovabili. Da tali benefici sono però esclusi: - le fonti assimilate alle fonti rinnovabili, di cui alla legge 10/1991; - i beni, i prodotti e le sostanze derivanti da processi il cui scopo primario sia la produzione di vettori energetici o di energia; - i prodotti energetici che non rispettano le caratteristiche definite nel del D.P.C.M. 8 marzo 2002.

Ma veniamo più in dettaglio su alcuni punti:

- In primo luogo, il D.Lgs. 387/03, attuazione della Direttiva Europea 2001/77/CE, chiarisce all'art 12, c.7, in modo certo e in linea con una univoca giurisprudenza, che *“gli impianti di cui all'art. 2, comma 1, lettera b) e c) possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti strumenti urbanistici”*. In merito si può consultare la recente sentenza del Consiglio di Stato n. 1298 del 2017, nella quale con riferimento ad un impianto di cui all'art.2, comma 1, lettera b) si chiarisce che la compatibilità con la destinazione agricola del suolo *deve essere determinata in sede di corretto temperamento degli interessi concorrenti e tenuto conto della sensibilità dei luoghi dentro il procedimento di autorizzazione* che quindi è la sede propria di tale valutazione. Ancora, la sentenza n. 4755 del 26 settembre 2013, applicata ad impianto da 48 MW su suolo agricolo, che indica chiaramente la prevalenza del D.Lgs. 387/03 sulla normativa anche regionale se opposta, o, molto più pertinente Consiglio di Stato, sez. V, 29 aprile 2020, n. 2724. In stralcio: *“V'è, al termine dell'esposizione, poi, una critica sulla portata dell'effetto di variante riconosciuto dall'art. 12, comma 3, D.lgs. n. 387 del 2003 all'autorizzazione unica, che, secondo l'appellante, non potrebbe giustificare il trasferimento all'autorità delegata al rilascio dell'autorizzazione di competenze nella gestione del territorio e nella rappresentanza delle istanze locali, unitamente alla salvaguardia delle condizioni di vita. Al riguardo, anche a voler superare la genericità della censura, va rammentato che **la giurisprudenza ha precisato che l'autorizzazione alla realizzazione di un impianto di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili in una zona in cui per i divieti contenuti negli strumenti urbanistici tale opera non sarebbe realizzabile determina la variazione della destinazione urbanistica della zona e rende conforme alle disposizioni urbanistiche la localizzazione dell'impianto** (Cons. Stato, V, 15 gennaio 2020, n. 377; V, 13 marzo 2014, n. 1180, anche in presenza di parere negativo del Comune), **senza la necessità di alcun ulteriore provvedimento di assenso all'attività privata**. Tale effetto*

legale non comporta deroga al riparto di competenze e, segnatamente, alle competenze dei Comuni nel governo del territorio necessariamente coinvolti, invece, nella conferenza di servizi e tenuti in detta sede ad esercitare le prerogative di tutela dell'ordinato assetto urbanistico (e, in generale, degli interessi della comunità di riferimento), senza, però, che ne possa per ciò solo venire paralizzata l'azione amministrativa, nel caso, come quello qui esaminato, in cui il Comune opponga ragioni di impedimento superabili dall'Autorità procedente.”

- È naturalmente possibile che nell'ambito del procedimento le amministrazioni reputino comunque necessaria una variante urbanistica, per ragioni sistematiche o per addivenire ad una valutazione più informata, ma in questo caso soccorre ancora il D.Lgs. 387/03, art. 12, c.3, che recita testualmente: “la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, [...] *sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione, [...] che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico*”.
- Un impianto fotovoltaico di potenza superiore a quanto previsto nella Tab A (20 kW) è invece soggetto all'Autorizzazione Unica di cui all'art 12, c. 3. “3. La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, ivi inclusi gli interventi, anche consistenti in demolizione di manufatti o in interventi di ripristino ambientale, occorrenti per la riqualificazione delle aree di insediamento degli impianti, **sono soggetti ad una autorizzazione unica**, rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione, ovvero, per impianti con potenza termica installata pari o superiore ai 300 MW, dal Ministero dello sviluppo economico, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, **che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico**”.
- Questo procedimento può essere assorbito nel nuovo procedimento di cui all'art 27/bis del D.Lgs. 152/06.
- La procedura di esproprio non si può applicare al caso degli impianti fotovoltaici. Ciò deriva dalla lettura dell'art 12, c.4-bis. “Per la realizzazione di impianti alimentati a biomassa, ivi inclusi gli impianti a biogas e gli impianti per produzione di biometano di nuova costruzione e per impianti fotovoltaici, ferme restando la pubblica utilità e le procedure conseguenti per le opere connesse, *il proponente deve dimostrare nel corso del procedimento, e comunque prima dell'autorizzazione, la disponibilità del suolo su cui realizzare l'impianto*”.
- Si sottolinea, da ultimo, che gli espropri possono essere però previsti per le opere accessorie di connessione a rete nazionale, collocate di solito al di fuori del sito occupato dall'impianto su terreni di varie proprietà (solitamente cavidotti e cabine di consegna). Tale attività è svolta dalla Regione su richiesta del proponente, trattandosi di opere considerate di pubblica utilità.

0.4.6 D.Lgs. 42/04 “Codice del Paesaggio”

Il Decreto Legislativo si inserisce in una evoluzione dei profili legislativi di tutela del paesaggio che

muovono dalla promulgazione della Convenzione Europea del Paesaggio (ratificata il 9 gennaio 2006 con legge n.14) e definisce un nuovo concetto di paesaggio e quindi regole per la tutela. Il “paesaggio” viene liberato dalla gabbia concettuale che lo confinava in isole, ovvero lo descriveva per quadri esemplari (‘pittorica’, se così si può dire), per attribuita una accezione che tiene conto piuttosto della presenza di risorse ed elementi naturali e dalla stratificazione dei segni umani nella sua evoluzione. L’insieme del territorio è ora considerata una ‘tela senza cuciture’ (Ian McHarg) e in una accezione dinamica (più un film che un quadro) che punta a comprendere le trasformazioni indotte nel tempo dai processi di sviluppo sociali, economici e ambientali e la loro evoluzione verso forme capaci di produrre nuovi valori, nuove qualità, e opportunità. Ciò che costituisce ‘patrimonio culturale’ è quindi l’insieme continuo dei beni storici, monumentali e delle caratteristiche fisiche e naturali del territorio. Emerge come valore particolare l’identità e riconoscibilità come fattore della qualità dei luoghi nella loro correlazione con la qualità della vita delle popolazioni.

All’articolo 2 definisce “patrimonio culturale” come insieme dei “beni culturali” e dei “beni paesaggistici”. I primi sono “le cose immobili e mobili che, ai sensi degli articoli 10 e 11, presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico e le altre cose individuate dalla legge o in base alla legge quali testimonianze aventi valore di civiltà”, i secondi sono “gli immobili e le aree indicati all'articolo 134, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio, e gli altri beni individuati dalla legge o in base alla legge”.

Nell’articolo 3 si specifica che “la tutela consiste nell'esercizio delle funzioni e nella disciplina delle attività dirette, sulla base di un'adeguata attività conoscitiva, ad individuare i beni costituenti il patrimonio culturale ed a garantirne la protezione e la conservazione per fini di pubblica fruizione”. Nel Titolo I, “tutela”, si parte, art. 10, con i “beni culturali”, specificandone elencazione, limiti, modalità di verifica e procedure amministrative.

Dall’articolo 45 sono tipizzate “altre forme di protezione”, tra le quali le “prescrizioni di tutela indiretta” quali distanze, misure ed altre norme volte a proteggere la prospettiva, la luce, le condizioni di ambiente e decoro del bene culturale tutelato. Queste prescrizioni devono essere accolte negli strumenti urbanistici.

Nella Parte Terza sono trattati i “Beni paesaggistici”. Al Titolo I la “Tutela e valorizzazione”. Quindi all’art. 131 è descritto il concetto di “paesaggio”, come “il territorio espressivo di identità, il cui carattere deriva dall'azione di fattori naturali, umani e dalle loro interrelazioni”. Ciò che viene tutelato dal Codice sono “quegli aspetti e caratteri che costituiscono rappresentazione materiale e visibile dell'identità nazionale, in quanto espressione di valori culturali”.

Dunque “La tutela del paesaggio, ai fini del presente Codice, è volta a riconoscere, salvaguardare e,

ove necessario, recuperare i valori culturali che esso esprime”.

Al fondamentale articolo 134 sono elencati i “Beni paesaggistici”:

1. Sono beni paesaggistici:

- a. gli immobili e le aree di cui all'articolo 136, individuati ai sensi degli articoli da 138 a 141;
- b. le aree di cui all'articolo 142;
- c. gli ulteriori immobili ed aree specificamente individuati a termini dell'articolo 136 e sottoposti a tutela dai piani paesaggistici previsti dagli articoli 143 e 156.

All’articolo 136 si elencano come “immobili ed aree di notevole interesse pubblico”:

- a. le cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali;
- b. le ville, i giardini e i parchi, non tutelati dalle disposizioni della Parte seconda del presente codice, che si distinguono per la loro non comune bellezza;
- c. i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici;
- d. le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze.

All’articolo 142 sono elencate le “Aree tutelate per legge”:

1. Sono comunque di interesse paesaggistico e sono sottoposti alle disposizioni di questo Titolo:

- a. i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i terreni elevati sul mare;
- b. i territori contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i territori elevati sui laghi;
- c. i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna;
- d. le montagne per la parte eccedente 1.600 metri sul livello del mare per la catena alpina e 1.200 metri sul livello del mare per la catena appenninica e per le isole;
- e. i ghiacciai e i circhi glaciali;
- f. i parchi e le riserve nazionali o regionali, nonché i territori di protezione esterna dei parchi;
- g. i territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento, come definiti dall'articolo 2, commi 2 e 6, del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 227;
- h. *le aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici;*
- i. le zone umide incluse nell'elenco previsto dal decreto del Presidente della Repubblica 13 marzo

1976, n. 448;

j. i vulcani;

k. le zone di interesse archeologico.

Dall'articolo 143 è descritto il "Piano paesaggistico" e il suo coordinamento con altri piani di gestione.

L'art 146, riguarda l'"Autorizzazione paesaggistica".

L'articolo 149 elenca gli interventi non soggetti ad autorizzazione, tra questi gli interventi di manutenzione, quelli riguardanti l'esercizio dell'attività agro-silvo-pastorale che non comportino alterazione permanente dello stato dei luoghi e l'assetto idrogeologico del territorio, le operazioni forestali, purché autorizzate.

0.4.7 D.M. 24 ottobre 2005

Il decreto stabilisce le direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239.

In essa si stabilisce che ha diritto ai certificati verdi:

- a) l'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano l'idrogeno;
- b) l'energia elettrica prodotta da impianti statici vale a dire da celle a combustibile;
- c) l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento.

0.4.8 DPCM 12 dicembre 2005, "Autorizzazione paesaggistica"

Il DPCM 12 dicembre 2005, formulato ai sensi dell'articolo 146, comma 2, del D.Lgs. 42/04, è costituito da una premessa normativa, quattro articoli e un allegato tecnico "Relazione Paesaggistica". La "Relazione paesaggistica" è una documentazione autonoma e specifica, che inquadra in modo metodologicamente misurato gli effetti paesaggistici degli interventi in una compiuta analisi della sua struttura e carattere.

La Relazione paesaggistica deve dare conto dello stato dei luoghi ante operam e delle caratteristiche progettuali dell'intervento e rappresentare quindi nel modo più completo possibile lo stato dei luoghi ad intervento realizzato. Dunque devono essere forniti tutti quegli elementi necessari per la valutazione di compatibilità, quali simulazione dei luoghi ad intervento realizzato tramite rendering, previsione degli effetti delle trasformazioni, indicazione delle opere di mitigazione.

Collegandosi con la concettualizzazione di “paesaggio” promossa dalla Convenzione Europea sul Paesaggio e dal “Codice del paesaggio”, si tratta di interpretare correttamente i territori nella loro dinamica caratteristica per intervenire con azioni che siano compatibili con le qualità e la direzione riconosciuta. Idealmente gli interventi dovranno tenersi in contatto e sottolineare la storia, il significato, l’immagine ed i caratteri del territorio, legandosi ad essi e ponendo trasformazioni (perché il “territorio” non è un quadro ma un film dinamico) in sintonia con la specificità del contesto. Le opere devono puntare a diventare esse stesse parte integranti di un paesaggio che hanno mutato e di un ordine che hanno modificato, ma in continuità con una evoluzione riconosciuta e leggibile.

I progetti non devono inserirsi “nel” paesaggio, ma essere “progetti di paesaggio”, ovvero progetti che includano una visione del paesaggio sin dalla loro ideazione.

L’intervento dovrà essere verificato, con il supporto della “Relazione” sotto il profilo della:

- 1- conformità alle prescrizioni contenute nei piani paesaggistici e negli strumenti urbanistici sia generali sia locali;
- 2- la coerenza con gli obiettivi di qualità paesaggistica formulati dagli enti di governo del territorio o dalla Commissione per il Paesaggio sulla base dello stato del territorio e le previsioni del suo sviluppo;
- 3- la compatibilità rispetto ai valori paesaggistici riconosciuti dal vincolo che caratterizzano l’area tutelata o espressione delle comunità locali;
- 4- la congruità con le modalità di gestione più idonee per la conservazione dell’area tutelata;
- 5- la correttezza formale e funzionale dell’inserimento nel contesto sia paesaggistico-ambientale, sia socio-economico.

Idealmente un progetto ben concepito e raccontato non dovrebbe avere bisogno di interventi di mascheramento o mitigazione, in quanto dovrebbe essere concepito e realizzato come elemento funzionale alla definizione di nuove e più avanzate identità locali ed andare a costituire riferimenti fisici e significati culturali in un territorio che costantemente si determina e modifica nel tempo.

Secondo l’Allegato tecnico del DPCM:

1. ogni intervento deve essere finalizzato ad un miglioramento della qualità paesaggistica dei luoghi, o, quanto meno, deve garantire che non vi sia una diminuzione delle sue qualità, pur nelle trasformazioni;
2. la conoscenza dei caratteri dei luoghi e dei significati, che essi hanno avuto ed hanno per le popolazioni, è il fondamento indispensabile per ogni progetto che sia di qualità paesaggistica;
3. è necessario valutare gli effetti paesaggistici dei progetti di trasformazione e darsi delle regole e degli strumenti per indirizzare tali effetti e rispondere ad essi;
4. le proposte progettuali, basate sulla conoscenza puntuale delle caratteristiche del contesto

paesaggistico, dovranno evitare atteggiamenti di semplice sovrapposizione, indifferente alle specificità dei luoghi.

Il termine chiave è dunque “compatibilità” tra il nuovo ed il preesistente. La questione sarebbe di integrare con coerenza a quanto esiste, consapevolmente alle istanze poste dalla contemporaneità. Le opere di mitigazione e compensazione sono solo eventuali e di ultima istanza. Si deve quindi passare per la conoscenza dei luoghi (morfologia, materiali naturali e artificiali, colori, tecniche costruttive, elementi visivi, comprensione delle vicende storiche e delle relative tracce, ciò non per punti ma per sistemi di paesaggio, comprensione dei significati culturali e delle dinamiche di trasformazione in atto. E per la comprensione ed interpretazione degli appropriati contesti.

Viene anche compiuto uno sforzo per indicare i *parametri di lettura* dei caratteri paesaggistici dei luoghi, quali:

- qualità e criticità (diversità, integrità, qualità visiva, degrado),
- rischio (sensibilità, vulnerabilità/fragilità, capacità di assorbimento visuale, stabilità, instabilità),

Un elenco delle possibili *modificazioni* da valutare:

- della morfologia,
- dello skyline,
- dell’assetto insediativo,
- della compagine vegetale,
- dell’assetto percettivo e scenario-panoramico,
- della funzionalità ecologica (nei suoi effetti sull’assetto paesaggistico, i margini costruiti, i caratteri materici, coloristici, costruttivi, gli elementi strutturanti del territorio agricolo).

Quindi le principali *alterazioni*:

- intrusione, suddivisione, frammentazione, riduzione, eliminazione delle relazioni visive o storico-culturali, concentrazione, interruzione, destrutturazione, deconnotazione, ...

il tutto aggravato o attenuato dalla *reversibilità*.

Venendo ad un’analisi dei principali articoli:

- art 2, La relazione paesaggistica costituisce per l'amministrazione competente la base di riferimento essenziale per le valutazioni previste dall'art. 146, comma 5 del Codice.

Allegato:

La Relazione paesaggistica contiene tutti gli elementi necessari alla verifica della compatibilità paesaggistica dell'intervento, con riferimento ai contenuti e alle indicazioni del piano paesaggistico ovvero del piano urbanistico-territoriale con specifica considerazione dei valori paesaggistici. Deve,

peraltro, avere specifica autonomia di indagine ed essere corredata da elaborati tecnici preordinati altresì a motivare ed evidenziare la qualità dell'intervento anche per ciò che attiene al linguaggio architettonico e formale adottato in relazione al contesto d'intervento.

Criteri per la redazione

La relazione paesaggistica, mediante opportuna documentazione, dovrà dar conto sia dello stato dei luoghi (contesto paesaggistico¹ e area di intervento) prima dell'esecuzione delle opere previste, sia delle caratteristiche progettuali dell'intervento, nonché rappresentare nel modo più chiaro ed esaustivo possibile lo stato dei luoghi dopo l'intervento.

A tal fine, ai sensi dell'art. 146, commi 4 e 5 del Codice la documentazione contenuta nella domanda di autorizzazione paesaggistica indica:

- lo stato attuale del bene paesaggistico interessato;
- gli elementi di valore paesaggistico in esso presenti, nonché le eventuali presenze di beni culturali tutelati dalla parte II del Codice;
- gli impatti sul paesaggio delle trasformazioni proposte;
- gli elementi di mitigazione e compensazione necessari;

Deve contenere anche tutti gli elementi utili all'Amministrazione competente per effettuare la verifica di conformità dell'intervento alle prescrizioni contenute nei piani paesaggistici urbanistici e territoriali ed accertare:

- la compatibilità rispetto ai valori paesaggistici riconosciuti dal vincolo;
- la congruità con i criteri di gestione dell'immobile o dell'area;
- la coerenza con gli obiettivi di qualità paesaggistica.

È documentazione tecnica minima:

- 1- gli elaborati di analisi dello stato attuale,
- 2- elaborati di progetto,
- 3- simulazione dettagliata dello stato dei luoghi,
- 4- previsione degli effetti delle trasformazioni,
- 5- eventuali opere di mitigazione o di compensazione

0.4.9 Linee guida nazionali della 387: DM 10 settembre 2010

Il DM 10 settembre 2010, “Linee guida per i procedimenti di cui all’art. 12 del D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387”, si compone di una Parte Prima, “Disposizioni generali”, di una Parte Seconda, “Regime

giuridico delle autorizzazioni”, una Parte Terza, “Procedimento Unico”, ed infine di una Parte Quarta, “Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio”, quindi di alcuni allegati, “Elenco atti di assenso”, “Criteri per la fissazione delle misure compensative”, “Criteri per l’individuazione di aree non idonee”, “Impianti eolici, elementi per un corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio”.

- La *Parte Prima*, al paragrafo 1.1 è indicato che l’attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è attività libera, al 1.2 che “le sole Regioni possono porre limitazioni e divieti in atti di tipo programmatico o pianificatorio per l’installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati a fonti rinnovabili ed esclusivamente con le modalità di cui al paragrafo 17”. Ai paragrafi 3 indica quali opere vadano considerate ‘connesse’ e quali no. Al paragrafo 6.2 gli obblighi di pubblicità delle aree e siti non idonei secondo i criteri del paragrafo 17 e i procedimenti.
- La *Parte Seconda* individua gli interventi soggetti ad autorizzazione unica e i criteri (10.5) in base ai quali un progetto, qualora interessi il territorio di più regioni o province delegate, afferisce ad una di queste: installazione del maggior numero di pannelli.
- La *Parte Terza* elenca i contenuti minimo dell’istanza per l’autorizzazione unica (13.1):
 - Progetto definitivo dell’iniziativa, comprensivo delle opere per la connessione alla rete, delle altre infrastrutture indispensabili previste, della dismissione dell’impianto e del ripristino dello stato dei luoghi;
 - Relazione tecnica riportante i dati del proponente, la descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata, della producibilità attesa, la descrizione dell’intervento, delle fasi e dei tempi delle modalità di esecuzione dei lavori previsti, una stima dei costi di dismissione dell’impianto e di ripristino dello stato dei luoghi, un’analisi delle ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell’intervento a livello locale; “la documentazione da cui risulti la disponibilità dell’area su cui realizzare l’impianto e le opere connesse e, nel caso in cui sia necessaria la richiesta di dichiarazione di pubblica utilità delle opere connesse e di apposizione del vincolo preordinato all’esproprio”; preventivo di connessione accettato dal proponente, “al preventivo sono allegati gli elaborati necessari al rilascio dell’autorizzazione degli impianti di rete per la connessione, predisposti dal gestore di rete competente [il codice di rete, come modificato successivamente, consente anche di elaborarli da parte del proponente], nonché gli elaborati relativi agli eventuali impianti di utenza per la connessione”; certificato di destinazione urbanistica ed estratto dei mappali e delle norme d’uso del piano paesaggistico regionale di riferimento; ove prescritta la documentazione per la Via; ricevuta pagamento oneri; impegno alla corresponsione della garanzia; copia della comunicazione effettuata alla soprintendenza per verificare la

sussistenza di procedimenti di tutela (13.3);

- È specificato (13.4) che “le regioni non possono subordinare la ricevibilità, la procedibilità dell’istanza o la conclusione del procedimento alla presentazione di preve convenzioni ovvero atti di assenso o gradimento da parte dei comuni il cui territorio è interessato dal progetto”;
- Al paragrafo 14.5 chiarisce che il superamento di eventuali limitazioni di tipo programmatico contenute nel Piano Energetico regionale non preclude l’avvio e la conclusione favorevole del procedimento;
- Al paragrafo 14.8 che è fatta salva la possibilità per il proponente di presentare istanza di valutazione di impatto ambientale senza previo espletamento della procedura della verifica di assoggettabilità;
- Le “aree contermini” a quelle sottoposte a tutela ai sensi del D.Lgs. 42/2004, ai sensi dell’esercizio unicamente dei poteri di cui all’art 152, sono quelle il cui ambito distale viene calcolato sulla base dell’Allegato 4, par. 3.1, b) e 3.2 e) con riferimento alla massima altezza da terra dell’impianto;
- Al par. 15.3 è ricordato che ove occorra l’autorizzazione unica costituisce variante allo strumento urbanistico e che gli impianti possono essere ubicati in zone classificate agricole dai vigenti strumenti urbanistici;
- La *Parte Quarta* elenca i criteri per l’inserimento degli impianti nel paesaggio, partendo da quelli che sono, in generale, elementi per la valutazione positiva dei progetti:
 - 16.1, a) buona progettazione comprovata dall’adesione del progettista ai sistemi di gestione della qualità ed ambientali; b) la valorizzazione dei potenziali energetici delle diverse rinnovabili presenti nel territorio nonché della loro capacità di sostituzione delle fonti fossili; c) il ricorso a criteri progettuali volti ad ottenere il minor consumo possibile di territorio, sfruttando al meglio le risorse energetiche disponibili; d) il riutilizzo di aree già degradate da attività antropiche, pregresse o in atto; e) una progettazione legata alle specificità dell’area in cui viene realizzato l’intervento, con riguardo alla localizzazione in aree agricole, assume rilevanza l’integrazione dell’impianto nel contesto delle tradizioni agroalimentari locali e del paesaggio rurale; f) la ricerca e la sperimentazione di soluzioni progettuali e componenti tecnologici innovativi, volti ad ottenere una maggiore sostenibilità degli impianti e delle opere connesse da un punto di vista dell’armonizzazione e del migliore inserimento degli impianti stessi nel contesto storico, naturale e paesaggistico; g) il coinvolgimento dei cittadini in un processo di comunicazione e informazione preliminare all’autorizzazione e realizzazione

degli impianti o di formazione per personale e maestranze future;

- al paragrafo 16.5 è specificato che eventuali misure di compensazione per i Comuni potranno essere individuate secondo le modalità di cui all'allegato 2, 14.15 ed i criteri allegato 4, 16.1
- l'importante paragrafo 17 "Aree non idonee", specifica al paragrafo 17.1 che le Regioni possono procedere a identificare aree non idonee allo scopo di accelerare l'iter "attraverso un'apposita istruttoria" e nell'ambito del riparto di cui al "burden sharing".
- L'Allegato 2 "*Criteri per l'eventuale fissazione delle misure compensative*", dopo aver specificato che l'autorizzazione non può esservi subordinata ammette che nella AU possono essere incluse misura "a carattere non meramente patrimoniale" a favore dei Comuni da orientare su interventi di efficienza energetica, diffusione delle installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza e con riferimento ai seguenti criteri: si riferiscono alla concentrazione degli impianti, concrete e realistiche, definite in Cds e non unilateralmente dal Comune, non possono eccedere il 3% dei proventi della vendita di energia.

0.4.10 Decreto legislativo 28/2011.

La Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili fissa, per ogni Stato Membro dell'UE, obiettivi vincolanti di sviluppo delle FER al 2020 espressi in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili. L'obiettivo assegnato all'Italia per il 2020 è pari al 17%. La Direttiva prevede inoltre che gli Stati membri impongano l'uso di livelli minimi di energia da fonti rinnovabili in tutti gli edifici nuovi, nonché negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti.

Il Decreto recepisce la direttiva europea e disciplina essenzialmente le procedure amministrative, semplificandole e accelerandole, per la costruzione e messa in esercizio di impianti da energia rinnovabile. Parallelamente, il provvedimento legislativo delinea le misure di sostegno e gli incentivi pubblici previsti a favore delle energie rinnovabili, eolico e soprattutto fotovoltaico.

Il regime autorizzatorio viene ridisegnato con specifica finalità di semplificare, accelerare e snellire le procedure amministrative in essere per la costruzione e messa in esercizio dei futuri impianti da fonti rinnovabili. A tal fine si introduce una nuova procedura per installare impianti alimentati da fonti rinnovabili definita "*Procedura abilitativa semplificata*", anche detta la PAS che sostituisce la Dia/Scia. Permane il regime fondato sulla "*Comunicazione relativa alle attività in edilizia libera*", secondo quanto già previsto dalle Linee guida nazionali (art. 6, commi 1-9, DLgs. n. 28/2011) che all'art. 12 disciplinano gli impianti fotovoltaici sottoposti a Comunicazione da inoltrare al Comune competente prima dell'inizio dei lavori. Permane, con valenza di regola generale l'autorizzazione

unica, disciplinata dall'art.12 del D.lgs n. 387/2003, che resta in vigore per tutti gli altri impianti di fonte rinnovabile non sottoposti alla PAS o alla Comunicazione. Le Regioni possono, ai sensi dell'art.6, comma 9, prevedere altri impianti sottoposti alla PAS fino ad una potenza nominale di 1MW. Tale disposizione viene ad aprire maggiori spazi all'intervento delle Regioni che possono pertanto estendere la soglia di potenza nominale degli impianti entro cui applicare la disciplina della PAS.

Il termine di conclusione del “procedimento autorizzatorio unico”, che rimane quello disciplinato dall'art. 12 del D.lgs 387 del 2003 e s.m.i., viene ridotto da 180 a 90 giorni, inteso come termine massimo, previo espletamento della verifica di assoggettabilità e “*al netto dei tempi previsti per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale*” (art. 5, comma 2, DLgs. n. 28/2011) che deve concludersi entro 150 giorni dalla presentazione dell'istanza di avvio del procedimento di VIA ai sensi del Dlgs 152 del 2006 e s.m.i. (Quindi in totale si arriva ad un tempo di 150 giorni per rilascio della VIA più 90 giorni per il rilascio dell'autorizzazione unica, sempre previa aggiunta del termine per l'esperimento della procedura di verifica di assoggettabilità o screening che per legge si svolge in 90 giorni).

0.4.11 Il Decreto del Mi SE 15 marzo 2012 (cosiddetto “Burden Sharing”)

Il Decreto tratta della “regionalizzazione” dell'obiettivo nazionale, assegnato dall'Unione Europea all'Italia con Direttiva 2009/28/CE, recepita con D.Lgs. 28/2011, ripartendolo tra le regioni in proporzione alle quote regionali dei consumi finali lordi (CFL) e di fonti rinnovabili al 2020 stabiliti nel *Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili* (PAN 2010).

0.4.12 DM 23 giugno 2016 - Incentivazione dell'energia prodotta da FER diverse dal fotovoltaico

Pubblicato sulla Gazzetta ufficiale n. 150 del 29 giugno 2016, il Decreto mette a disposizione, a regime, oltre 400 milioni di euro all'anno a favore dei nuovi impianti che verranno selezionati nel 2016. Il periodo di incentivazione avrà durata di vent'anni (venticinque per il solare termodinamico): nel complesso verranno investiti nelle energie verdi circa 9 miliardi di euro nel ventennio. I nuovi incentivi verranno comunque erogati nel rispetto del tetto complessivo di 5,8 miliardi di euro annui previsto per le energie rinnovabili, diverse dal fotovoltaico, oggi in bolletta.

Gli incentivi verranno assegnati attraverso procedure di aste al ribasso differenziate per tecnologia per gli impianti di grandi dimensioni (>5 MW), mentre gli impianti inferiori a tale soglia dovranno chiedere l'iscrizione ad appositi registri. Lo schema di Decreto era stato preventivamente autorizzato

dalla Commissione Europea per garantirne la compatibilità con le linee guida sugli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente. Il Decreto garantisce incentivi specifici per ciascuna fonte. In particolare, alle tecnologie “mature” più efficienti (come l’eolico) viene assegnata circa la metà delle risorse disponibili. La restante parte è equamente distribuita tra le tecnologie ad alto potenziale, con forti prospettive di sviluppo e penetrazione sui mercati esteri (come il solare termodinamico), e alle fonti biologiche il cui utilizzo è connesso alle potenzialità dell’economia circolare.

0.4.13 DM 16 febbraio 2016 - Nuovo Conto Termico 2016

Pubblicato sulla Gazzetta ufficiale n. 51 del 2 marzo 2016 il Decreto interministeriale del 16 febbraio 2016, definito “Nuovo conto termico”, riguarda l’aggiornamento della disciplina per l’incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l’incremento dell’efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Le novità riguardano:

- l’inserimento di nuovi interventi incentivati,
- l’innalzamento delle soglie massime dell’incentivo economico previsto,
- la predisposizione di un catalogo di prodotti di mercato idonei e pre-qualificati per l’accesso al meccanismo attraverso una procedura semi-automatica di riconoscimento.

0.4.14 Legge n. 168 del 20 novembre 2017 “Norme in materia di domini collettivi”

Gli “usi civici” sono una antica consuetudine ed una categoria giuridica complessa ed incerta al contempo. Nell’ordinamento italiano sono stati riconosciuti dalla legge n.1766 del 1927³² nella quale indistintamente venivano indicati usi promiscui su terre private e terre a proprietà collettiva. In senso stretto andrebbe definito un “uso civico” le forme di promiscuo godimento di terre private o di pubblica proprietà (*pascolatico*, *seminatico*, *legnatico*, *fungatico*...) originariamente concesse da un feudatario sulle terre nel suo controllo.

Ma sono civiche anche le proprietà collettive che nelle diverse regioni assumono diversi nomi (“Vicinie”, in Friuli-Venezia Giulia, “Partecipante”, in Emilia-Romagna, “Magnifiche Comunità”, in Veneto, “Regole”, nell’arco alpino, “Università Agrarie”, nel Lazio...). Ulteriori forme di gestione collettiva del suolo, sono i **tratturi** e i Masi chiusi. I primi, diffusi soprattutto in Molise, in Abruzzo e in Puglia, sono il retaggio dell’antica civiltà contadina italiana, oggi protetti da un’apposita

³² - https://www.provinz.bz.it/land-forstwirtschaft/landwirtschaft/downloads/Legge_1766-1927.pdf

legislazione nazionale e regionale. Sono entità storico – giuridiche assestanti, definiti come «demani armentizi», dall'altro presentano valenze socioeconomiche simili a quelle degli «usi civici in senso stretto». Alle greggi e ai pastori, infatti, erano consentite il transito e la sosta notturna o diurna su terreni privati o di proprietà pubblica. A tutti gli effetti, quindi, si tratta di forma di servitù simili ai tradizionali usi civici.

Gli usi civici sono recentemente ripresi dalla legge n. 168 del 20 novembre 2017 “*Norme in materia di domini collettivi*”³³ e dalla normativa regionale pugliese (legge regionale n. 7 del 28 gennaio 1998³⁴ e dalla Legge regionale e 25 agosto 2003, n. 13, art 10³⁵).

0.4.15 DM 04 luglio 2019

Ha il fine di promuovere, attraverso un sostegno economico, la diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di piccola, media e grande taglia. Gli impianti che possono beneficiare degli incentivi previsti dal Decreto sono quelli fotovoltaici di nuova costruzione, eolici on shore, idroelettrici e infine quelli a gas di depurazione. Potranno presentare richiesta di accesso agli incentivi solo gli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie di una delle sette procedure concorsuali di Registro o Asta al ribasso sul valore dell'incentivo, redatte dal GSE sulla base di specifici criteri di priorità. L'iscrizione ai Registri o alle Aste può essere effettuata per impianto singolo o per più impianti in forma aggregata, purché tutti di nuova costruzione. Per i soli impianti risultati in posizione utile, effettuata la valutazione tecnica e amministrativa dei requisiti previsti, il GSE dispone l'accesso agli incentivi.

Il D.M. 04/07/2019 suddivide gli impianti che possono accedere agli incentivi in quattro gruppi in base alla tipologia, alla fonte energetica rinnovabile e alla categoria di intervento:

- Gruppo A: comprende gli impianti:
 - eolici “on-shore” di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento
 - fotovoltaici di nuova costruzione
- Gruppo A-2: comprende gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto

³³ - <https://www.demaniocivico.it/attachments/article/1755/legge%20sui%20domini%20collettivi.pdf>

³⁴ - http://www.edizionieuropee.it/law/html/134/pu4_01_067.html

³⁵ - <https://www.ambientediritto.it/Legislazione/Fauna%20e%20Flora/2003/puglia%20r2003%20n.13.htm>

- Gruppo B: comprende gli impianti:
 - idroelettrici di nuova costruzione, integrale ricostruzione (esclusi gli impianti su acquedotto), riattivazione o potenziamento
 - a gas residuati dei processi di depurazione di nuova costruzione, riattivazione o potenziamento
- Gruppo C: comprende gli impianti oggetto di rifacimento totale o parziale:
 - eolici “on-shore”
 - idroelettrici
 - a gas residuati dei processi di depurazione

0.4.16 Legge di delegazione europea 2019

La legge di delegazione europea è, insieme alla legge europea, uno dei due strumenti di adeguamento all'ordinamento dell'Unione Europea introdotti dalla legge 24 dicembre 2012, n. 234, che ha attuato una riforma organica delle norme che regolano la partecipazione dell'Italia alla formazione e all'attuazione della normativa e delle politiche dell'UE³⁶.

La legge di delegazione europea, ai sensi dell'articolo 30 della legge n. 234 del 2012, contiene le disposizioni di deleghe legislative necessarie per il **recepimento delle direttive** e degli altri atti dell'Unione Europea che devono essere recepiti nell'ordinamento italiano.

Il disegno di legge di delegazione europea, con l'indicazione dell'anno di riferimento, deve essere presentato dal Governo **entro il 28 febbraio di ogni anno**.

La Legge di delegazione europea 2019 è stata approvata in prima lettura dal senato il 29 ottobre 2020, si compone di 29 articoli ed un allegato. Tra le Direttive europee incluse nell'allegato, e quindi inserite nell'ordinamento italiano troviamo: direttiva (UE) 2018/2001³⁷ del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'**energia da fonti rinnovabili**. Detta Direttiva tra le altre cose introduce all'art. 3 l'obiettivo vincolante complessivo della Unione per il 2030 al 32% di quota di energia rinnovabile sul consumo finale lordo dell'energia. Si sottolinea inoltre l'art 16, “Organizzazione e durata della procedura autorizzativa” che al comma 6 specifica: *“Gli Stati membri facilitano la revisione della potenza degli impianti esistenti di produzione di energie rinnovabili garantendo una procedura autorizzativa semplificata e rapida. Tale procedura non può durare più di un anno”*.

³⁶ - Si veda <http://www.politicheeuropee.gov.it/it/normativa/legge-di-delegazione-europea/>

³⁷ - Si veda <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001&from=IT#d1e1676-82-1>

0.4.14 Legge 29 luglio 2021, n. 108

Sulla Gazzetta Ufficiale del 30 luglio, Serie Generale n. 181, è stata pubblicata la Legge 29 luglio 2021, n. 108, di conversione del DL 30 maggio 2021, n. 77 cf. “Decreto semplificazioni”. La legge ha titolo “*Recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure*”.

Breve presentazione del contenuto essenziale:

- Governance per il PNRR – i progetti necessari per l’attuazione del PNRR e del PNIEC vengono dichiarati di *preminente valore per l’interesse nazionale*
- Sono istituiti nuovi Organi – *Cabina di Regia, Segreteria Tecnica, Tavolo partenariato, Struttura di missione, Sogei*
- Sono definiti nuovi Poteri sostitutivi – *su proposta della Cabina di Regia, emanazione di atti in deroga*
- Viene impostata un’accelerazione delle procedure:
 - **VIA Nazionale**, impianti FV sopra 10 MW, «Commissione tecnica»; PUA – include le autorizzazioni elencate (AIA, Paesaggistica, Archeologica, Idrogeologica, Sicurezza industriale, antisismica); Soprintendenza speciale
 - **VIA Regionale** – Fase preliminare; PAUR – riduzione termini, esclusione Ministero Cultura se non c’è vincolo,
 - **PAS** - Per FV fino a 20 MW in aree industriali
 - **Incentivabilità** per agrovoltaiico secondo definizione unificata
 - **Repowering**, interventi in edilizia libera e specifica variazione non sostanziale

Parte Prima Governance del PNRR

Art 1

- La legge definisce il quadro normativo nazionale per semplificare ed agevolare la realizzazione del PNRR, del PNIC (investimenti complementari) e del PNIEC 2030,
- Gli interventi inclusi nei piani assumono «*preminente valore per l’interesse nazionale*»
- Le disposizioni del Decreto definiscono livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali
- Sono «soggetti attuatori» i «soggetti pubblici e privati che provvedono alla realizzazione degli interventi previsti nel PNRR
- Art 2 - È istituita una Cabina di Regia per il PNRR
- Art 3 - È istituito con DPCM un Tavolo permanente per il partenariato economico, sociale territoriale, che include parti sociali, regioni, enti locali, università, etc. con funzioni

consultive

- Art 4 - Con DPCM è costituita una struttura con funzioni di Segreteria tecnica che dura fino al completamento del PNRR (e non oltre il 31 dicembre 2026), segnala i casi di esercizio del potere sostitutivo (art 12) e superamento del dissenso (art 13)
- Art 5- Presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri è istituita una «Struttura di missione» dotata di 200.000 euro (400 per gli anni successivi)
- Art 7 – sono istituiti uffici di Audit, la SOGEI S.p.a. (comma 6) assicura il supporto di competenze tecniche e funzionali per l’attuazione del PNRR. Studiare Sviluppo S.r.l. può selezionare esperti cui affidare attività di supporto (selezione con deroghe alla 175/2016).
- (Nel DL 23 giugno 2021, n.92 «Misure urgenti per il rafforzamento del MinTraEco» sono presenti avvallimenti e assunzioni per potenziare le strutture tecniche)
- Art. 10 – le amministrazioni possono avvalersi del supporto tecnico di società in house, inclusa la fase di definizione attuazione monitoraggio e valutazione degli interventi e il rafforzamento della capacità amministrativa anche attraverso la messa a disposizione di esperti.
- Art 11 – Consip spa mette a disposizione delle pubbliche amministrazioni specifici contratti accordi quadri e servizi di supporto tecnico. Il Ministero dell’Economia e delle Finanze stipula un disciplinare nel limite di spesa di 40 milioni di euro, dal 2021 al 2026.
- Art. 12 – In caso di mancato rispetto da parte delle regioni delle città metropolitane delle province dei comuni degli obblighi impegni finalizzati all'attuazione del PNRR il presidente del Consiglio dei ministri su proposta della Cabina di regia assegna al soggetto attuatore interessato un termine non superiore a 30 giorni. In caso di inerzia il Consiglio dei ministri individua l'amministrazione lente l'organo l'ufficio nomina uno più commissario ad acta a cui attribuisce il potere di adottare gli atti OI provvedimenti necessari.
- L'amministrazione, l'ente, l'organo o l'ufficio individuato provvedono all'adozione degli relativi atti mediante ordinanza motivata in deroga ad ogni disposizione di legge diversa da quella penale. Nel caso in cui la deroga riguardi la legislazione regionale, l'ordinanza adottata, previa intesa con la conferenza permanente per i rapporti tra lo stato le regioni e province autonome. Nel caso in cui la deroga riguardi la legislazione in materia di tutela della salute della sicurezza o della incolumità pubblica dell'ambiente o del patrimonio culturale l'ordinanza adottata previa autorizzazione della cabina di regia PNRR.

Superamento del dissenso

- Art 13 – In caso di dissenso, diniego, opposizione o altro atto equivalente proveniente da un organo statale che secondo la legislazione vigente sia idoneo a precludere, in tutto in parte, la

realizzazione di un intervento rientrante nel PNRR, la Segreteria tecnica di cui all'articolo quattro, ove un meccanismo di superamento del dissenso non sia già previsto dalle vigenti disposizioni, propone al presidente del Consiglio dei ministri entro i successivi 5 giorni di sottoporre la questione all'esame del Consiglio dei ministri. Ove il dissenso provenga da un organo della regione o di un ente locale la segreteria tecnica propone al presidente del Consiglio dei ministri entro i successivi 5 giorni di sottoporre la questione alla conferenza permanente per i rapporti tra lo stato le regioni e le province autonome che devono essere definite entro 15 giorni. Decorso tale termine in mancanza di soluzioni condivise che consentano la sollecita realizzazione dell'intervento il presidente del Consiglio dei ministri propone al Consiglio dei ministri le opportune iniziative ai fini dell'esercizio dei poteri sostitutivi.

Parte II Accelerazione e snellimento delle procedure

- capo primo - *Valutazione di impatto ambientale di competenza statale.*
Art 21 - Al decreto legislativo 3 Aprile 2006 numero 152 sono apportate le seguenti modificazioni:

Al comma 2bis **«per lo svolgimento delle procedure di valutazione ambientale di competenza statale dei progetti ricompresi nel PNRR o attuativi del PNIEC è istituita una «commissione tecnica PNRR-PNIEC»** posta alle dipendenze funzionali del Ministero della transizione ecologica è formata da un massimo di 40 unità. I membri della commissione sono nominati con decreto ministeriale entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione e restano in carica per 5 anni.

- Per lo svolgimento delle istruttorie tecniche la commissione si avvale del sistema nazionale a rete per la protezione dell'ambiente e degli altri enti pubblici di ricerca.

Trasferimento competenza progetti

- I Progetti fotovoltaici sopra i 10 MW, art. 31, c.6 sono demandati alla VIA Nazionale
- *(Norma a valere dal 31 luglio 2021 per effetto del DL 23 giugno 2021, n.92 «Misure urgenti per il rafforzamento del MinTraEco», art. 7)*
- Termine ridotto a 60 giorni Dal termine della fase di consultazione Decreto emesso di concerto del competente direttore generale del Ministero della cultura, entro 30 giorni.
- In caso di inerzia nella conclusione del procedimento da parte delle Commissioni di quell'articolo 8 il titolare del potere sostitutivo nominato ai sensi dell'articolo 2 della legge 241/90, qualora la competente commissione non si sia pronunciata, acquisisce il parere dell'Ispra entro il termine di 30 giorni e provvede all'adozione dell'atto emesso entro i

successivi 30 giorni.

- Art 22 – Al decreto legislativo 152/2006 all'articolo 27 sono apportate le seguenti modificazioni: al Comma 1 «ogni autorizzazione intesa parere concerto nulla osta» sono sostituite da «le autorizzazioni ambientali tra quelle elencate al comma due». Ciò significa che nel nuovo procedimento di VIA Nazionale nella *Commissione tecnica PNRR-PNIEC* possono essere inclusi solo:
 - a) autorizzazione integrata ambientale;
 - b) autorizzazione riguardante la disciplina degli scarichi nel sottosuolo e nelle acque sotterranee;
 - c) autorizzazione riguardante la disciplina dell'immersione in mare di materiale derivante da attività di escavo;
 - d) autorizzazione paesaggistica di cui all'[articolo 146 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42](#);
 - e) autorizzazione culturale di cui all'[articolo 21 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42](#);
 - f) autorizzazione riguardante il vincolo idrogeologico R.D. 30 dicembre 1923, n. 3267, e al [decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n. 616](#);
 - g) nulla osta di fattibilità di cui all'articolo 17, comma 2, del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105;
 - h) autorizzazione antisismica di cui all'[articolo 94 del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380](#).
- **Le altre procedure (come l'art 12 D.Lgs 387/03, necessario per autorizzare gli impianti da fonti rinnovabili) devono essere completate presso gli Enti preesistenti (regioni o provincie delegate).**
- Al comma due è inserito: «è facoltà del proponente richiedere l'esclusione dal presente provvedimento dell'acquisizione di autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, concerti, nulla osta e assensi comunque denominati, nel caso in cui le relative normative di settore richiedano, per consentire una compiuta istruttoria tecnico amministrativa, o livello di progettazione esecutivo.»

Procedure regionali

- (progetti fotovoltaici sotto i 10 MW)
- Art 23 – Il proponente può richiedere prima della presentazione dell'istanza di cui all'articolo 27 bis l'avvio di una fase preliminare finalizzato alla definizione delle informazioni da inserire nello studio di impatto ambientale il proponente trasmette uno Studio preliminare ambientale.

- L'amministrazione convoca una Conferenza dei servizi preliminare di cui all'art 13, c.3 della 241/90-
- Le amministrazioni che non si esprimono nella Cds preliminare non possono porre condizioni, formulare osservazioni o evidenziare motivi ostativi nel procedimento 27 bis

PAUR

- Art 24 – al comma 3 la parola «L'adeguatezza e» è soppressa,
- Integrazioni entro 30 gg,
- Termine finale di 90 gg, dalla convocazione dei lavori
- Livello esecutivo. «Qualora in base alla normativa di settore per rilascio di uno più titoli abilitativi sia richiesto un livello progettuale esecutivo, l'amministrazione competente indica in conferenza le condizioni da verificare, secondo un cronoprogramma stabilito nella conferenza stessa, per il rilascio del titolo definitivo»

Capo V Disposizioni in materia paesaggistica

- Art 29 – Istituzione della **Soprintendenza Speciale per il PNRR**
- La SS svolge le funzioni di tutela nei casi in cui i beni siano interessati dagli interventi previsti da PNRR e *sottoposti a VIA in sede Statale o rientrino nella competenza territoriale di almeno due uffici periferici del Ministero.*
- La SS può esercitare poteri di avocazione delle Soprintendenze. Presso di essa è istituita una Segreteria Tecnica entro il limite di spesa di 1,5 milioni.

Capo VI – Accelerazione delle procedure per le fonti rinnovabili

- Art 30 – all'articolo 12 del D.Lgs 387/03 dopo il comma 3 è inserito:
- Comma 3 bis. «Il Ministero della cultura partecipa al procedimento unico ai sensi del presente articolo in relazione ai progetti aventi ad oggetto impianti alimentati da fonti rinnovabili localizzati in aree sottoposte a tutela, anche in itinere, ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, numero 42, nonché nelle aree contermini ai beni sottoposti a tutela ai sensi del medesimo decreto legislativo»
- Nelle aree contermini il Ministero si esprime «con parere obbligatorio non vincolante». Inoltre, «decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere da parte del Ministero l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione».
- Infine, «in tutti i casi di cui al presente comma, il rappresentante del Ministero della cultura non può attivare i rimedi per le amministrazioni dissenzienti di cui all'articolo 14 quinquies della legge 7 agosto 1990, n. 241»
- Art 31 – gli impianti di accumulo di tipo «stand-alone» non sono sottoposti alle procedure di valutazione di impatto ambientale e di verifica di assoggettabilità

- L'articolo 6 del D.Lgs 28/11 (Procedura di PAS) si applica anche agli impianti fotovoltaici di potenza sino a 10 MW connessi alla rete di Media Tensione e localizzati in area a destinazione industriale, produttiva o commerciale o nelle aree SIN. Le soglie per la procedura di assoggettabilità per questa tipologia di impianti sono elevate alla medesima soglia (purché non ricorrano le condizioni di esclusione del DSM 10 settembre 2010, allegato 3, lettera f).

Agrovoltaico, nuova definizione nazionale ed incentivabilità.

- L'articolo 65 del decreto legge 24 gennaio 2012 numero 1 è modificato come segue:
- **"1-quater. Il comma 1 non si applica agli impianti agrovoltaici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione. 1-quinquies. L'accesso agli incentivi per gli impianti di cui al comma 1-quater è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate. 1-sexies. Qualora dall'attività di verifica e controllo risulti la violazione delle condizioni di cui al comma 1-quater, cessano i benefici fruiti"»;**

Repowering

- Art, 32 - All'articolo 5 del decreto legislativo 3 Marzo 2011 numero 28 sono apportate le seguenti modificazioni:
- Al comma tre : «non sono considerati sostanziali e sono sottoposti alla disciplina di cui all'articolo sei, comma 11, gli interventi da realizzare sui progetti sugli impianti fotovoltaici ed idroelettrici che, anche se consistenti nella modifica della soluzione tecnologica utilizzata, non comportano variazioni delle dimensioni fisiche degli apparecchi, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi, né delle opere connesse a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento. Restano ferme, laddove previste, le procedure di verifica di assoggettabilità e valutazione di impatto ambientale di cui al decreto legislativo 3 Aprile 2006 numero 152.»

0.5- *Il Quadro Regolatorio Nazionale*

Alcuni brevi cenni al complesso quadro regolatorio nazionale.

0.5.1 Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili

In sintonia con gli indirizzi di politica energetica europea, il Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili, contiene gli obiettivi nazionali specifici e le strategie idonee per conseguirli. In parallelo con quanto stabilito dalla Commissione Europea, anche l'Italia ha deciso di raddoppiare al 2010 il contributo delle fonti rinnovabili nel bilancio energetico. In ambito nazionale si doveva passare dai 12,7 Mtep del 1996 a circa 24 Mtep nel 2010, con un duplice effetto positivo sull'ambiente e sui livelli occupazionali. Per raggiungere questo obiettivo un ruolo importante viene dato agli Enti Locali in particolare per:

- il Decentramento e sussidiarietà: funzioni e strutture per le Regioni e gli Enti Locali. Verrà favorito un ampio e crescente coinvolgimento delle Regioni e degli Enti Locali nell'amministrazione dei programmi di diffusione, garantendo, in una prima fase, la disponibilità di sufficienti risorse finanziarie necessarie per l'incentivazione diretta della produzione di energia rinnovabile; inoltre, si renderanno disponibili le necessarie strutture tecniche di supporto, fornendo anche assistenza per la creazione e il potenziamento delle agenzie per l'energia.
- Diffondere una consapevole cultura energetico-ambientale. Si promuoveranno, con il supporto tecnico degli organismi pubblici competenti nel settore, iniziative per la creazione di una diffusa cultura delle rinnovabili e, in generale, di una più equilibrata coscienza energetico-ambientale, a livello di Amministrazioni locali e di cittadini. Inoltre, si incentiveranno le iniziative volte alla formazione specialistica e professionale, in ambito nazionale e mediterraneo. Si attribuisce, infine, particolare rilievo agli "accordi volontari" che costituiscono uno strumento rilevante per conseguire obiettivi o attuare iniziative funzionali ad essi, con il coinvolgimento preventivo degli attori interessati.

0.5.2 PAN 2010 - Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia

Il PAN, inviato a luglio 2010 dall'Italia alla Commissione Europea in adempimento a quanto previsto dalla Direttiva 2009/28/CE (Direttiva Fonti Rinnovabili) e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009, fornisce una panoramica sintetica della politica nazionale in materia di energie rinnovabili descrivendo gli obiettivi (ad esempio sicurezza dell'approvvigionamento, benefici

socioeconomici e ambientali) e le principali linee di azione strategica.

0.5.4 Deliberazione 300/2017/R/eel

Più in particolare, con la Deliberazione 300/2017/R/eel, nelle more della redazione del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico l'Autorità ha previsto una prima apertura di MSD, tramite progetti pilota, per consentire di acquisire elementi utili per la riforma organica del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento. I progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel sono individuati da Terna previa consultazione e successivamente inviati all'Autorità per l'approvazione.

0.5.5 La SEN 2017

La Strategia Energetica Nazionale è il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico: un documento che guarda oltre il 2030 e che pone le basi per costruire un modello avanzato e innovativo.

Riduzione dei consumi finali di 10 Mtep cumulati al 2030; 28% dei consumi totali al 2030 coperti da fonti rinnovabili; 55% dei consumi elettrici al 2030 coperti da fonti rinnovabili; rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento; riduzione dei gap di prezzo dell'energia; promozione della mobilità pubblica e dei carburanti sostenibili, abbandono del carbone per la produzione elettrica entro il 2025. L'obiettivo della SEN, da raggiungere entro il 2030 è del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi da declinarsi in:

- rinnovabili elettriche al 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015
- rinnovabili termiche al 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015
- rinnovabili trasporti al 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015

Interventi

- contratti a lungo termine per i grandi impianti, promozione dell'autoconsumo per i piccoli impianti,
- semplificazione dell'iter autorizzativo di repowering per gli impianti eolici e idrici,
- mantenimento delle produzioni esistenti da bioenergie, senza distorsioni sulla filiera agricola,
- aumento della produzione idroelettrica con progetti innovativi nei grandi impianti esistenti.

La SEN prevede un'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema energetico, a partire dall'uso del carbone nell'elettrico per intervenire gradualmente su tutto il processo energetico, per conseguire rilevanti vantaggi ambientali e sanitari e contribuire al raggiungimento degli obiettivi europei. La Strategia prevede quindi l'impegno politico alla **cessazione della produzione termoelettrica a carbone al 2025**. Per realizzare questa azione in condizioni di sicurezza, è necessario realizzare in

tempo utile il piano di interventi indispensabili per gestire la quota crescente di rinnovabili elettriche e completarlo con ulteriori, specifici interventi in termini di infrastrutture e impianti, anche riconvertendo gli attuali siti con un piano concordato verso poli innovativi di produzione energetica.

0.5.6 Il PNIEC 2019

Il *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*³⁸ è stato inviato alla Commissione europea alla fine del 2018 e approvato alla fine del 2019. Gli obiettivi hanno a che fare con la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso sia razionale sia equo delle risorse naturali secondo un approccio definito come "olistico".

Gli obiettivi generali sono:

- 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;
- b) mettere il cittadino e le imprese (in particolare piccole e medie) al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica e non solo soggetti finanziatori delle politiche attive; ciò significa promozione dell'autoconsumo e delle comunità dell'energia rinnovabile, ma anche massima regolazione e massima trasparenza del segmento della vendita, in modo che il consumatore possa trarre benefici da un mercato concorrenziale;
- c) *favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito* basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili;
- d) adottare misure che migliorino la capacità delle stesse rinnovabili di contribuire alla sicurezza e, allo stesso tempo, favorire assetti, infrastrutture e regole di mercato che, a loro volta contribuiscano all'integrazione delle rinnovabili;
- e) continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali, perseguendo la sicurezza e la continuità della fornitura, con la consapevolezza del progressivo calo di fabbisogno di tali fonti convenzionali, sia per la crescita delle rinnovabili che per l'efficienza energetica;
- f) 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;
- g) promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, come

³⁸ - Si veda https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf

strumento per migliorare anche la qualità dell'aria e dell'ambiente;

- h) accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione che, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda, sviluppino soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità di forniture basate in modo crescente su energia rinnovabile in tutti i settori d'uso e favoriscano il riorientamento del sistema produttivo verso processi e prodotti a basso impatto di emissioni di carbonio che trovino opportunità anche nella domanda indotta da altre misure di sostegno;
- i) adottare, anche tenendo conto delle conclusioni del processo di Valutazione Ambientale Strategica e del connesso monitoraggio ambientale, misure e accorgimenti che riducano i potenziali impatti negativi della trasformazione energetica su altri obiettivi parimenti rilevanti, quali la qualità dell'aria e dei corpi idrici, il contenimento del consumo di suolo e la tutela del paesaggio;
- j) continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'Unione.

Nel Piano è specificato che l'Italia promuoverà l'ulteriore sviluppo delle rinnovabili associandolo alla tutela e al potenziamento delle produzioni esistenti, “se possibile superando l'obiettivo del 30%, che comunque è da assumere come contributo che si fornisce per il raggiungimento dell'obiettivo comunitario”.

Le rinnovabili impattano sulla dimensione della sicurezza energetica, ovvero la riduzione della dipendenza dalle importazioni e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Continua: “quanto a sicurezza e flessibilità del sistema elettrico, ferma la promozione di un'ampia partecipazione di tutte le risorse disponibili - compresi gli accumuli, le rinnovabili e la domanda - occorrerà tener conto della trasformazione del sistema indotta dal crescente ruolo delle rinnovabili e della generazione distribuita, sperimentando nuove architetture e modalità gestionali, anche con ruolo attivo del TSO. Parimenti, occorre considerare l'ineludibile necessità dei sistemi di accumulo, a evitare l'overgeneration da impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili: a evidenza di tale necessità, si rimarca che le stime di potenza di soli eolico e fotovoltaico necessaria per gli obiettivi rinnovabili 2030 sono dello stesso ordine del picco annuo di potenza richiesta sulla rete”.

Inoltre, gli impatti climatici sul sistema energetico possono essere raggruppati attraverso le seguenti componenti:

- *Vulnerabilità fisica*: rischi causati dall'aumento dell'intensità e della frequenza di eventi meteorologici estremi, cioè dalle modifiche climatiche già in corso: siccità, alluvioni, frane, esondazioni, ecc. Tali rischi riguardano direttamente anche le infrastrutture energetiche, sia

impianti che reti di trasmissione e distribuzione.

- *Vulnerabilità operativa*: impatto delle variazioni quantitative nei cicli idrologici, la loro variazione stagionale, l'innalzamento delle temperature medie e le modifiche del regime dei venti sull'energia erogata e sul bilancio energetico degli impianti (EROEI-Energy Return On Energy Invested) nonché sulle caratteristiche tecniche dei generatori eolici.
- *Impatti sulla domanda*: variazione della domanda di energia per il condizionamento degli edifici a seguito delle modifiche del clima così come evidenziate nei diversi scenari evolutivi considerati dal PNACC. Anche nel settore agricoltura, dovranno essere considerate le variazioni della domanda dei cicli e delle modalità colturali.

Per questi motivi il Piano propone di costruire un sistema energetico resiliente che rimanga affidabile attraverso gli scenari climatici di breve e medio termine, e in grado di evolvere coerentemente anche negli scenari di lungo termine attraverso:

- la promozione dello sviluppo di micro grids e smart grids per favorire l'autoproduzione ad alta efficienza di comunità urbane e distretti industriali, nel rispetto della sicurezza del sistema e sfruttando preferibilmente la rete esistente;
- la realizzazione di programmi e strumenti per la gestione e l'orientamento della domanda (demand side management);
- la promozione dell'applicazione, in tutti i settori, delle migliori tecnologie (BAT) per la gestione dell'efficienza energetica;
- il miglioramento dell'interconnessione con le reti europee per compensare il ricorso a fonti rinnovabili discontinue;
- l'utilizzo di un mix energetico tale da garantire la capacità di adattamento a situazioni climatiche estreme per mantenere la continuità delle forniture di energia;
- la valutazione, il monitoraggio e la verifica della resilienza del sistema energetico a seguito dell'attuazione e implementazione del PNIEC.

In definitiva il Piano prescrive per l'Italia un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema.

In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili. L'evoluzione della quota fonti rinnovabili rispetta la traiettoria indicativa di minimo delineata nell'articolo 4, lettera a, punto 2 del Regolamento Governance.

Figura 6 - Traiettoria della quota FER complessiva [Fonte: GSE e RSE]

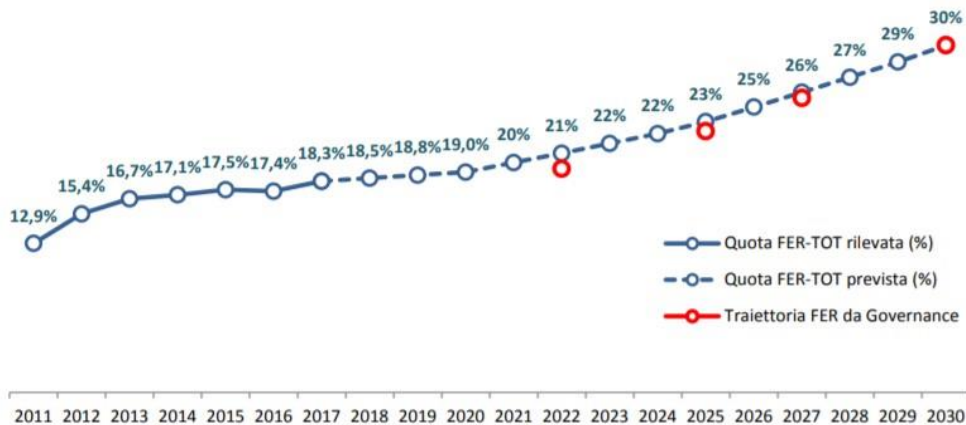


Figura 34 - Percorso di crescita delle FER

Per le rinnovabili tale obiettivo si traduce nel 55% nel settore elettrico al 2030, con un andamento espresso alla seguente tabella.

Figura 8 - Traiettoria della quota FER elettrica [Fonte: GSE e RSE]

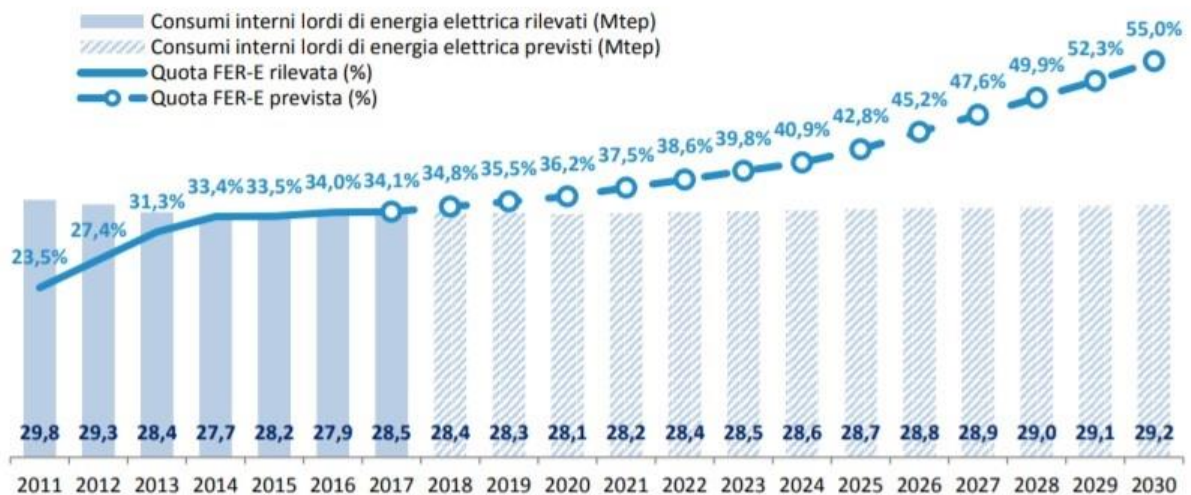


Figura 35 - Percorso FER elettriche

La gran parte di questo obiettivo sarà perseguito attraverso la crescita del fotovoltaico ed eolico. In parte da nuova produzione in parte da revamping e repowering.

Tabella 10 - Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	68.130	95.210

Tabella 11 - Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh)

	2016	2017	2025	2030
Produzione rinnovabile	110,5	113,1	142,9	186,8
Idrica (effettiva)	42,4	36,2		
Idrica (normalizzata)	46,2	46,0	49,0	49,3
Eolica (effettiva)	17,7	17,7		
Eolica (normalizzata)	16,5	17,2	31,0	41,5
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	40,1	73,1
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	325,0	331,8	334	339,5
Quota FER-E (%)	34,0%	34,1%	42,6%	55,0%

* Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Figura 36 - Obiettivo di crescita al 2030

Come è scritto nel Piano:

“Si seguirà un simile approccio, ispirato alla riduzione del consumo di territorio, per indirizzare la diffusione della significativa capacità incrementale di fotovoltaico prevista per il 2030, promuovendone l’installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc. *Rimane tuttavia importante per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 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 (con riferimento alla classificazione SNPA), siti contaminati, discariche e aree lungo il sistema infrastrutturale”.

In particolare, le misure per l’energia rinnovabile previste nel Piano, nel settore elettrico sono finalizzate a sostenere la realizzazione di nuovi impianti e la salvaguardia e il potenziamento del parco

di impianti esistenti.

Due temi possono essere sottolineati:

- le *Comunità di energia rinnovabile* le quali saranno promosse prioritariamente valorizzando la rete elettrica esistente e costituiranno strumento, da un lato (anche) per sostenere le economie dei piccoli Comuni oltre che per fornire opportunità di produzione e consumo locale di energia rinnovabile anche in quei contesti nei quali l'autoconsumo è tecnicamente difficile. La promozione economica delle comunità di energia verrà assicurata attraverso meccanismi di sostegno diretto sulla produzione, anche da più impianti (in analogia ai meccanismi generali per il sostegno alla produzione) e sull'energia consumata localmente, tenendo conto anche dei benefici che, in questo ultimo caso, si ottengono in termini di utilizzo della rete, e comunque avendo riguardo ai diritti e agli obblighi dei membri della comunità quali clienti. Particolare attenzione sarà posta sulle interrelazioni tra le comunità di energia rinnovabile e le comunità energetiche dei cittadini, che sembra offrire a tale ultima organizzazione la possibilità, oltre che di produrre, stoccare e consumare energia anche da fonti rinnovabili, opportunità di fornire ulteriori servizi come i servizi di efficienza energetica, i servizi di ricarica per veicoli elettrici e la fornitura di altri servizi energetici. Quest'ultimo aspetto sarà esaminato anche per valutare la possibilità di promuovere forme di aggregazione e cooperazione per la produzione e il consumo di energia rinnovabile, nonché per la fornitura di servizi energetici, anche in ambito di distretti produttivi.
- *I Contratti di lungo termine (PPA)* questo strumento sarà affiancato ai contratti per differenza, con una regolamentazione che favorisca la stipula da parte di investitori di contratti Power Purchase Agreement (PPA) con soggetti interessati ad acquistare l'energia che l'impianto produrrà su un intervallo temporale sufficientemente lungo per garantire l'ammortamento dell'investimento necessario per la realizzazione di un nuovo impianto di produzione, ovvero per ricostruire o potenziare un impianto esistente. Il D.M. 4 luglio 2019 ha previsto che, entro 180 giorni dalla sua entrata in vigore, sia stabilita la disciplina per la realizzazione di una piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine. A questo scopo, è stato già avviato uno studio che ha lo scopo di approfondire quale sia il contesto legale, regolatorio e tecnico per un diffuso utilizzo dei PPA. In esito dello studio si dovrebbe pervenire a una nomenclatura di riferimento, alla definizione delle possibili tipologie di PPA e dei relativi elementi minimi per la stipula dei contratti, con esame delle esigenze delle diverse parti in causa (grandi consumatori, trader, aggregatori, produttori, finanziatori), nonché alla individuazione di eventuali barriere da rimuovere, di natura normativa o regolatoria. Scopo ultimo è favorire la diffusione di tali schemi

contrattuali senza che ne derivino oneri a carico dello Stato e dei consumatori. In una prima fase, sarà valutata la possibilità che lo Stato fornisca una “spinta iniziale”, tramite progetti pilota nell’ambito del Piano d’azione nazionale sugli acquisti verdi della Pubblica Amministrazione e delle procedure di acquisto per forniture di energia tramite le gare svolte dalla Consip, società pubblica la cui missione è di rendere più efficiente e trasparente l'utilizzo delle risorse pubbliche, fornendo alle amministrazioni strumenti e competenze per gestire i propri acquisti e stimolare le imprese al confronto competitivo con il sistema pubblico. Un contributo allo sviluppo dei PPA deriverà dal D.M. 4 luglio 2019: questo decreto prevede, infatti, che il Gestore dei Mercati Energetici (GME) predisponga una disciplina per la realizzazione di una piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili, per promuovere la contrattazione delle produzioni da impianti a fonti rinnovabili di nuova costruzione, integralmente ricostruiti o riattivati, oggetto di un intervento di potenziamento o di rifacimento, entrati in esercizio successivamente al 1 gennaio 2017 e che non beneficino di incentivi sull’energia prodotta. Sono previste forme di sostegno non economico, come la qualifica degli impianti (a cura del GSE), la rimozione (a cura di ARERA) di eventuali barriere regolatorie.

0.5.7 Deliberazione 200/2020/R/eel

A seguito dell’interlocuzione con Terna l’Autorità ha emanato la Deliberazione 200/2020/R/eel. Più in dettaglio, con la lettera del 25 maggio 2020, Terna ha trasmesso all’Autorità la documentazione relativa a un progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione ultrarapida di frequenza (servizio di regolazione ultrarapida), come risultante a seguito di propria consultazione. Nella lettera Terna ha evidenziato la necessità di definire nuovi servizi ancillari per gestire le conseguenze della diminuzione attesa di inerzia (dovuta alla riduzione di impianti di produzione dotati di macchine rotanti e al contestuale aumento di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili dotati di elementi statici quali gli inverter), alla luce degli scenari prospettici definiti nel *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima*.

La progressiva riduzione dell’inerzia sistemica determina infatti un inasprimento delle variazioni di frequenza che devono essere contenute in tempi di risposta estremamente rapidi, non sempre compatibili con l’attuale contributo della regolazione primaria di frequenza: pertanto, il nuovo servizio non è in sostituzione alla regolazione primaria ma un servizio coordinato con essa per contribuire alla sicurezza del sistema elettrico nel contesto futuro prospettato nel PNIEC.

La proposta di Terna prevede che il servizio di regolazione ultrarapida consista nel:

- fornire una risposta continua ed automatica all’errore di frequenza in rete (in termini di

scostamento dal valore nominale di 50 Hz) entro 1 secondo dall'evento che ha determinato l'attivazione del servizio oppure in risposta a una variazione di set-point inviata da Terna e con un tempo di avviamento non superiore a 300 millisecondi;

- mantenere il valore di potenza richiesto per almeno 30 secondi continuativi e successivamente eseguire una de-rampa lineare fino ad annullare in 5 minuti (eventualmente modificabili all'interno di un range opportunamente definito) il contributo attivato;

La proposta di Terna prevede che, ai fini della partecipazione al progetto pilota, le Fast Reserve Unit, oltre a essere in grado di erogare il servizio di regolazione ultra-rapida come sopra descritto: possano essere costituite da singoli dispositivi o aggregati di dispositivi, dove per “dispositivo” si intende un'unità di produzione “stand alone”, o una unità di produzione che condivide il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo, o un'unità di consumo (ad eccezione di quelle che prestano il servizio di interrompibilità), o un sistema di accumulo (equiparato alle unità di produzione ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel). In questo caso non potrebbero rientrare anche le unità qualificate alle procedure concorsuali del mercato della capacità; nel caso siano costituite da aggregati di dispositivi, dovranno: avere un perimetro di aggregazione non più esteso della zona di mercato; rendere disponibile un valore di potenza (a salire e a scendere), denominata “Potenza Qualificata”, pari ad almeno 5 MW e non superiore a 25 MW; disporre di una capacità energetica tale da consentire stabilmente lo scambio con la rete di un valore di potenza almeno pari alla Potenza Qualificata, a salire e a scendere, per almeno 15 minuti consecutivi.

In merito alla procedura concorsuale per l'approvvigionamento a termine delle risorse per il servizio di regolazione ultra-rapida, Terna ha proposto che il fabbisogno sia suddiviso tra l'area Continente Centro Nord (costituita dalle zone di mercato Nord e Centro Nord), per un quantitativo pari a 100 MW, l'area Continente Centro Sud (costituita dalle zone di mercato Centro Sud, Sud, Calabria e Sicilia), per un quantitativo pari a 100 MW, e l'area Sardegna (costituita dalla zona di mercato Sardegna), per un quantitativo pari a 30 MW. I soggetti richiedenti dovrebbero essere selezionati sulla base di procedure concorsuali con asta al ribasso, con remunerazione di tipo pay as bid, rispetto ad un prezzo di riserva posto pari a 80.000 €/MW/anno da riconoscere per la durata del contratto, pari a 5 anni. Il prezzo di riserva, come si evince dalla relazione che Terna aveva già allegato alla propria consultazione, deriva da una stima del valore del servizio (intesa come stima dei costi che il sistema elettrico potrebbe non dover sostenere grazie all'erogazione del nuovo servizio). Il periodo di consegna, in considerazione dei tempi necessari per l'iter autorizzativo, per la realizzazione dei dispositivi, nonché per lo sviluppo e l'implementazione dei sistemi informatici a supporto, dovrebbe decorrere dal 1° gennaio 2023.

0.5.8 Deliberazione 109/2021/R/eel

Con un recente provvedimento, l'Arera ha quindi definito le modalità di erogazione per il servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete; si parla, quindi, dei prelievi di energia elettrica dalla rete per alimentare i servizi ausiliari di generazione e i sistemi di accumulo, come le batterie. Detti prelievi, si spiega nella delibera 109/2021/R/eel, dal primo gennaio 2022 saranno trattati come immissioni negative, ai fini dell'accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento, indipendentemente dal fatto che il punto di connessione tramite il quale sono effettuati i prelievi sia condiviso o meno con altre unità di consumo, in linea quindi con l'Opzione 1 prevista nella precedente consultazione 345/2019.

L'Autorità, con il documento per la consultazione 345/2019/R/eel, ha definito i propri orientamenti al fine di:

- uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete nel caso di punti di connessione tramite i quali i prelievi sono esclusivamente destinati ad alimentare i sistemi di accumulo e/o servizi ausiliari di generazione;
- estendere la regolazione anche ai casi, più complessi, in cui i prelievi di energia elettrica per il tramite del medesimo punto di connessione non siano destinati solo ai sistemi di accumulo e/o ai servizi ausiliari di generazione, ma anche a ulteriori carichi distinti da essi.

Con il medesimo documento per la consultazione 345/2019/R/eel, ha:

- individuato le modalità con le quali poter quantificare l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete a seconda delle diverse configurazioni impiantistiche realizzabili prospettando l'uso di algoritmi, l'installazione di nuove apparecchiature di misura, qualora necessarie, con l'utilizzo del rendimento di round trip (determinato in funzione del rapporto fra l'energia elettrica ceduta dal sistema di accumulo nella fase di scarica e l'energia elettrica assorbita dal sistema di accumulo nella fase di carica);
- proposto il giorno ovvero il mese come orizzonte temporale da prendere a riferimento per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete (al fine di definire quanta dell'energia elettrica prelevata e assorbita

dall'accumulo sia stata re-immessa in rete è infatti necessario prendere a riferimento un intervallo di tempo coerente sia con la durata del ciclo di carica e scarica dell'accumulo, sia con l'utilizzo che generalmente viene fatto dell'accumulo stesso);

- definito due possibili modalità alternative per il raggiungimento delle finalità di cui al precedente considerato:
 - i. una metodologia, ritenuta dall'Autorità preferibile, basata sul trattare i prelievi dalla rete per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione e per l'alimentazione dei sistemi di accumulo ai fini della successiva re-immissione in rete come immissioni negative, indipendentemente dal fatto che il punto di connessione tramite il quale sono effettuati i predetti prelievi sia condiviso o meno con altre unità di consumo (Opzione 1). Non è, quindi, più necessaria l'individuazione di alcuna unità di consumo relativa ai consumi dei servizi ausiliari di generazione e/o ai sistemi di accumulo, né la sottoscrizione dei contratti di trasporto e di dispacciamento per il prelievo dell'energia elettrica;
 - una metodologia in cui sia il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. a ricondurre ex post le partite economiche alla situazione che si otterrebbe dall'applicazione delle modifiche regolatorie di cui al precedente punto (Opzione 2).

Secondo l'Autorità, infatti, evidenzia il documento, l'Opzione 1 “è l'unica in grado di perseguire, in un'ottica di forte diffusione dei sistemi di accumulo nel Sistema Elettrico Nazionale, l'obiettivo di uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete, nonché l'obiettivo di superare alcune delle barriere attualmente presenti che potrebbero ostacolare ai sistemi di accumulo in bassa e media tensione l'accesso al mercato per il servizio di dispacciamento”.

In definitiva l'Autorità, con le deliberazioni descritte, ha definito una prima regolazione in materia di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento ai sistemi di accumulo finalizzata a favorire l'integrazione nel sistema elettrico dei medesimi sistemi di accumulo.

0.5.9 Piano Nazionale per la Transizione Ecologica

A fine luglio 2021 il governo ha presentato alle competenti Commissioni parlamentari ed alle regioni

una Proposta di Piano per la Transizione Ecologica emesso per ricevere il parere ai sensi dell'art. 57-bis, comma 4, del D.Lgs. 152/06.

Il documento muove dalla descrizione della sfida del Green Deal europeo per la crescita sostenibile, la proposta EU Fit for 55, e inquadra il Piano nel contesto delle misure del PNRR. Segue un allegato di approfondimento sulle linee guida, cronogrammi e indicatori.

Il Piano Nazionale di Transizione Ecologica è la risposta italiana che la Ue ha proposto con il Green Deal, ed il suo obiettivo di azzerare entro metà secolo le emissioni di gas serra per stabilizzare il pianeta entro i limiti concordati negli Accordi di Parigi. Il secondo tema è quello di rivoluzionare la mobilità per portarla a condizioni di completa sostenibilità climatica ed ambientale, minimizzare gli inquinamento, contrastare i fenomeni di dissesto idrogeologico, lo spreco delle risorse idriche, la distruzione progressiva della biodiversità e promuovere una agricoltura sana e sostenibile in una economia circolare.

Il Piano è il frutto del lavoro del CITE (Comitato Interministeriale della Transizione Ecologica) e si sviluppa a partire dal Piano di Ripresa e Resilienza (PNRR).

Le principali misure sono:

- 1- *decarbonizzazione*, arrivare al “Net zero” al 2050 e ad una riduzione del 55% entro il 2030 delle emissioni di CO₂ (rispetto al 1990). Per ottenere questi risultati la quota di elettrificazione del sistema dovrà progressivamente superare la quota del 50% e per questo sarà necessario un contributo cruciale delle energie rinnovabili. L’apporto alla produzione elettrica dovrà salire fino al 72% nel 2030 e al 100% del mix energetico complessivo nel 2050. Chiaramente a tal fine saranno necessari sia l’ulteriore sviluppo delle reti di trasmissione sia la crescita degli accumuli. Un ruolo lo dovrà svolgere anche il settore agricolo e forestale per potenziare la capacità di stoccaggio di carbonio.
- 2- *Mobilità sostenibile*, poiché i trasporti sono responsabili del 30% delle emissioni nazionali bisognerà arrivare a 30 milioni di veicoli elettrici in Europa e almeno 6 milioni in Italia al 2030. Ma bisognerà investire anche nel trasporto navale ed aereo e su quello ferroviario. Il PNRR investe nel periodo 2021-26 circa 38 miliardi di euro (Missioni 2 e 3). Nel periodo successivo la metà delle motorizzazioni dovrà essere elettrica.
- 3- *Miglioramento della qualità dell’aria*, le misure previste nel PNRR hanno impatti sugli obiettivi della Direttiva National Emission Ceilings (NEC) e il Piano Toward Zero Pollution della Commissione. In particolare saranno previste politiche e misure in relazione all’impiego di biomasse, bioenergie e una riduzione progressiva delle emissioni di ammoniaca nel settore agricolo.
- 4- *Contrasto al consumo di suolo*, allo stato l’8% del territorio italiano è impermeabilizzato e una

porzione maggiore è interessata da fenomeni di degrado naturale e frammentazione degli habitat. L'obiettivo è arrivare ad un consumo zero netto al 2030, e di mettere in sicurezza il territorio migliorando, al contempo, la tutela delle risorse idriche e relative infrastrutture. Nel 2026 interventi per 4,3 miliardi di euro interesseranno reti di distribuzione, fognature, depuratori, digitalizzazione delle reti, riduzione delle perdite, ottimizzazione dei sistemi di irrigazione.

- 5- *Ripristino e rafforzamento della biodiversità*, si prevedere un potenziamento delle aree protette (passando dal 10 al 30%) la digitalizzazione di parchi ed aree protette al fine di monitorare le pressioni e lo stato delle specie, promuovere la tutela attiva delle foreste, rafforzare la biodiversità nelle aree metropolitane.
- 6- *Tutela e sviluppo del mare*, si prevede il potenziamento delle attività di ricerca ed osservazione dei fondali e degli habitat marini, e della relativa flotta. L'obiettivo è di giungere ad avere il 90% dei sistemi marini e costieri mappati e monitorati ed il 20% restaurati. Inoltre si vuole portare al 30% l'estensione delle aree marine protette di cui il 10% con protezione rigorosa entro il 2030.
- 7- *La promozione dell'economia circolare, bioeconomia e agricoltura sostenibile*, entro il 2022 sarà pubblicata una nuova "Strategia Nazionale per l'Economia Circolare", e definiti nuovi strumenti amministrativi e fiscali per potenziare il mercato delle materie prime seconde e la responsabilità estesa. L'obiettivo di promuovere una economia circolare avanzata e quindi la riduzione del 50% della produzione di scarti e rifiuti al 2040. La strategia punterà anche al potenziamento della bioenergia circolare, valorizzando le biomasse vegetali le colture non alimentari e di secondo raccolto per produrre energia, i bioprodotto ed i biocarburanti. Saranno promosse "isole verdi" e "comunità verdi".
- 8- *Il successo della transizione ecologica*, dipenderà dalla capacità della pubblica amministrazione, delle imprese e del no-profit di lavorare in sintonia di intenti, aumentando la consapevolezza della popolazione allo sviluppo sostenibile.

Lo scopo è anche si preparare il tessuto economico e produttivo del paese ad entrare a pieno titolo nelle nuove catene del valore europee ed internazionali, cercando di posizionarsi nei settori che rappresentano il maggiore valore aggiunto e contenuto tecnologico.

0.6- Sentenze e giurisprudenza

0.6.1 Corte costituzionale, sentenza n. 286 del 2019

La sentenza³⁹, avverso la legge regionale della Regione Basilicata n. 38/2018, censura e rigetta l'imposizione, quali aree di esclusione, di soglie dimensionali fisse (1 km da opere puntuali o areali, 500 metri da opere lineari). Ed inoltre la previsione per la quale gli impianti fotovoltaici “devono avere la disponibilità di un suolo la cui estensione sia pari o superiore a 3 volte la superficie del generatore fotovoltaico, attraverso l'asservimento di particelle catastali contigue, sul quale non potrà essere realizzato altro impianto di produzione di energia da qualunque tipo di fonte rinnovabile”.

Ricorda, accogliendo, la sentenza che il Governo nella sua impegnativa ha precisato:

- “Ad avviso del ricorrente, in base alla giurisprudenza costituzionale in subiecta materia è **consentito alle regioni soltanto individuare, caso per caso, «aree e siti non idonei»** con specifico riguardo alle diverse fonti e alle diverse taglie di impianto, **in via di eccezione e solo se necessario per proteggere interessi costituzionalmente rilevanti**, mentre al legislatore regionale **non sarebbe permesso di stabilire limiti generali**, specie nella forma di distanze minime. Ciò contrasterebbe con il principio fondamentale di massima diffusione delle fonti di energia rinnovabili, stabilito dal legislatore statale in conformità alla normativa dell'Unione europea (sono citate le sentenze di questa Corte n. 69 del 2018 e n. 13 del 2014, che hanno dichiarato l'illegittimità costituzionale di disposizioni regionali prescrittive di distanze minime per la costruzione e collocazione di impianti a fonte rinnovabile applicabili in via generale sul territorio regionale)”;
- Inoltre, “La soluzione adottata dalla Regione Basilicata con la norma impugnata, nello stabilire in via generale distanze minime non previste dalla normativa statale, destinate a limitare gli impianti da fonti energetiche rinnovabili senza istruttoria e valutazione in concreto dei luoghi nell'ambito del procedimento amministrativo, come richiedono i principi di efficacia, imparzialità, pubblicità e trasparenza di cui all'art. 1 della legge 7 agosto 1990, n. 241 (Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e diritto di accesso ai documenti amministrativi), **violerebbe i citati principi e non permetterebbe un'adeguata tutela dei molteplici interessi coinvolti**. Solo nella sede procedimentale prevista al paragrafo 17.1 delle citate linee guida, sarebbe possibile individuare la non idoneità delle aree attraverso la valutazione di tutti i pertinenti interessi pubblici, e in particolare di quelli della salute, del paesaggio,

³⁹ - <https://www.cortecostituzionale.it/actionSchedaPronuncia.do?anno=2019&numero=286>

dell'ambiente e dell'assetto urbanistico del territorio, in presenza dei quali il principio di massima diffusione degli impianti di energia a fonte rinnovabile potrebbe subire un'eccezione (sono citate le sentenze di questa Corte n. 13 del 2014 e n. 224 del 2012)". *Questione fondata.*

- Con riferimento, invece alla norma sulla necessità di non impegnare più del 30% del suolo, recita: "L'art. 32 della legge reg. Basilicata n. 38 del 2018 è impugnato anche nella parte in cui introduce la lettera b.4) nel comma 1 del nuovo art. 6 della legge reg. Basilicata n. 8 del 2012, ove è previsto, quale ulteriore condizione per la costruzione e l'esercizio degli impianti FER con potenza nominale non superiore a 200 kW, che gli impianti solari di conversione fotovoltaica «devono avere la disponibilità di un suolo la cui estensione sia pari o superiore a 3 volte la superficie del generatore fotovoltaico, attraverso l'asservimento di particelle catastali contigue, sul quale non potrà essere realizzato altro impianto di produzione di energia da qualunque tipo di fonte rinnovabile». La norma violerebbe in primo luogo l'art. 117, terzo comma, Cost., in quanto, ledendo il «principio cardine in materia richiamato», introdurrebbe **un aggravamento ingiustificato degli oneri** a carico dell'operatore anche sotto il profilo del divieto di altre iniziative nell'area, in contrasto con l'art. 12, comma 10, del d.lgs. n. 387 del 2003 e con il paragrafo 1.2 delle citate linee guida di cui al d.m. 10 settembre 2010, che rinvia, come visto, al successivo paragrafo 17 per le modalità di individuazione delle aree non idonee. Essa violerebbe altresì l'art. 41 Cost. «sulla libertà di iniziativa economica privata» e l'art. 117, primo comma, Cost., «in riferimento all'art. 1 del D.Lgs. n. 79/1999, che sancisce, in attuazione della Direttiva 96/92/CE, la liberalizzazione del mercato elettrico, ivi comprese le attività di produzione di energia elettrica)". *Questione fondata.*

0.6.2 Consiglio di Stato, sez. V, 29 aprile 2020, n. 2724

- “V’è, al termine dell’esposizione, poi, una critica sulla portata dell’effetto di variante riconosciuto dall’art. 12, comma 3, D.lgs. n. 387 del 2003 all’autorizzazione unica, che, secondo l’appellante, non potrebbe giustificare il trasferimento all’autorità delegata al rilascio dell’autorizzazione di competenze nella gestione del territorio e nella rappresentanza delle istanze locali, unitamente alla salvaguardia delle condizioni di vita. Al riguardo, anche a voler superare la genericità della censura, va rammentato che **la giurisprudenza ha precisato che l’autorizzazione alla realizzazione di un impianto di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili in una zona in cui per i divieti contenuti negli strumenti urbanistici tale opera non sarebbe realizzabile determina la variazione della destinazione urbanistica della zona e rende conforme alle disposizioni urbanistiche la localizzazione dell’impianto** (Cons. Stato, V, 15 gennaio 2020, n. 377; V, 13 marzo 2014, n. 1180, anche in presenza di parere negativo del

Comune), **senza la necessità di alcun ulteriore provvedimento di assenso all'attività privata.** Tale effetto legale non comporta deroga al riparto di competenze e, segnatamente, alle competenze dei Comuni nel governo del territorio necessariamente coinvolti, invece, nella conferenza di servizi e tenuti in detta sede ad esercitare le prerogative di tutela dell'ordinato assetto urbanistico (e, in generale, degli interessi della comunità di riferimento), senza, però, che ne possa per ciò solo venire paralizzata l'azione amministrativa, nel caso, come quello qui esaminato, in cui il Comune opponga ragioni di impedimento superabili dall'Autorità procedente.”

0.6.3 Corte costituzionale, sentenza 106 del 2020

La sentenza⁴⁰, avversa la regione Basilicata, chiarisce che:

- “[...] le Regioni **non possono** prescrivere **«limiti generali inderogabili, valevoli sull'intero territorio regionale, specie nella forma di distanze minime, perché ciò contrasterebbe con il principio fondamentale di massima diffusione delle fonti di energia rinnovabili, stabilito dal legislatore statale in conformità alla normativa dell'Unione europea»** (sentenza n. 286 del 2019).”
- “[...] le Regioni (e le Province autonome) possono soltanto individuare, caso per caso, aree e siti non idonei alla localizzazione degli impianti, purché nel rispetto di specifici principi e criteri stabiliti dal paragrafo 17.1 dell'Allegato 3 alle medesime Linee guida. In particolare, il giudizio sulla non idoneità dell'area deve essere espresso dalle Regioni **all'esito di un'istruttoria**, volta a prendere in considerazione tutti gli interessi coinvolti (la tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale), la cui protezione risulti incompatibile con l'insediamento, in determinate aree, di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti (sentenza n. 86 del 2019, punto 2.8.2. del Considerato in diritto). **Una tale valutazione può e deve utilmente avvenire nel procedimento amministrativo, la cui struttura «rende possibili l'emersione di tali interessi, la loro adeguata prospettazione, nonché la pubblicità e la trasparenza della loro valutazione, in attuazione dei principi di cui all'art. 1 della legge 7 agosto 1990, n. 241»** (sentenza n. 69 del 2018).”

0.6.4 Consiglio di Stato, sentenza 2983/2021

La recentissima sentenza del Consiglio di Stato⁴¹ ha rigettato un appello del Ministero per i Beni e le attività culturali contro il provvedimento di autorizzazione relativo al progetto presentato dalla Limes

⁴⁰ - <https://www.cortecostituzionale.it/actionSchedaPronuncia.do?anno=2020&numero=106>

⁴¹ - https://cdn.qualenergia.it/wp-content/uploads/2021/04/CdS-sentenza-2983_2021_Limes.pdf

1 S.r.l. nel comune di Tuscania (VT), della potenza di 17,28 MW⁴². Nella sentenza, che rigetta in quanto “infondato nel merito” il ricorso del Ministero, sono ribaditi alcuni principi molto rilevanti:

- “nella materia i principi fondamentali fissati dalla legislazione dello Stato costituiscono attuazione delle direttive comunitarie che manifestano **un favor per le fonti energetiche rinnovabili**, ponendo le condizioni per una diffusione dei relativi impianti (cfr., ex plurimis, Corte costituzionale, sentenza 106 del 2020)”;
- “il sistema delineato nell’art 12 del D.Lgs 387/03 (e nello specifico nel comma 10, fondato sull’approvazione in Conferenza Unificata delle linee guida e sul riconoscimento alle Regioni del potere di ‘procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti’) è espressivo di una norma fondamentale di principio nella materia “energia”, vincolante anche per le regioni a statuto speciale; e, nel contempo, **costituisce un punto di equilibrio rispettoso di tutte le competenze**, statali e regionali, che confluiscono nella disciplina della localizzazione degli impianti (sentenze n.205 del 2011 e 224 del 2012)”;
- Secondo la Corte, la disciplina del regime abilitativo degli impianti di energia da fonte rinnovabile rientra, oltre che nella materia della tutela dell’ambiente, anche nella materia «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell’energia», attribuita alla competenza legislativa concorrente dello Stato;
- «alle regioni è consentito soltanto di individuare, caso per caso, aree e siti non idonei, avendo specifico riguardo alle diverse fonti e alle diverse taglie di impianto, **in via di eccezione e solo qualora ciò sia necessario per proteggere interessi costituzionalmente rilevanti**, all’esito di un procedimento amministrativo nel cui ambito deve avvenire la valutazione sincronica di tutti gli interessi pubblici coinvolti e meritevoli di tutela. Tale margine di intervento riconosciuto al legislatore regionale non permette, invece, che le regioni prescrivano limiti generali inderogabili, valevoli sull’intero territorio regionale, specie nella forma di distanze minime, perché ciò contrasterebbe con il principio fondamentale di massima diffusione delle fonti di energia rinnovabili, stabilito dal legislatore statale in conformità alla normativa dell’Unione europea» (Corte costituzionale, sentenza n. 286 del 2019).
- In forza della previsione di apposizione della dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza, ai progetti (previsto dall’art 12 del D.Lgs 387/03) come recita la sentenza di Corte Costituzionale n. 267 del 2016, “La disposizione legislativa che determina tale coinvolgimento è, infatti, il risultato di una scelta di politica programmatica nella quale **l’obiettivo di interesse**

⁴² - http://www.regione.lazio.it/rl_rifiuti/?vw=documentazioneDettaglio&id=50270 (risorsa non disponibile in seguito all’attacco hacker).

generale, la realizzazione di impianti energetici alternativi, anziché essere affidato esclusivamente alla mano pubblica, **viene ritenuto perseguibile attraverso l’iniziativa economica privata**, quando non ostino altri interessi di carattere generale”;

- Quindi, **“La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è infatti un’attività di interesse pubblico che contribuisce anch’essa non solo alla salvaguardia degli interessi ambientali ma, sia pure indirettamente, anche a quella dei valori paesaggistici** (cfr., Cons. Stato, sez. VI, 23 marzo 2016, n. 1201)”;
- La Regione, nell’esprimere l’atto conclusivo della Conferenza, è rimasta nei suoi termini, in quanto “Le scelte tecnico-valutative in materia di tutela del bene culturale, discendenti dall’applicazione di cognizioni tecnico-scientifiche proprie di settori caratterizzati da ampi margini di opinabilità, sono infatti sindacabili, in sede giudiziale, esclusivamente sotto i profili della logicità, coerenza e completezza della valutazione, eventualmente anche sotto l’aspetto della correttezza del criterio tecnico e del procedimento applicativo prescelto, fermo restando il limite della relatività delle valutazioni scientifiche”;
- “La determinazione conclusiva ed il rilascio dell’autorizzazione unica sono infatti il frutto - come evidenziato dal primo giudice - di “una valutazione più ampia degli interessi coinvolti”, e, segnatamente, del **bilanciamento tra tutela del territorio e il particolare favor riconosciuto alle fonti energetiche rinnovabili dalla disciplina interna e sovranazionale**. Deve infatti convenirsi con le parti resistenti che il giudizio di prevalenza non è stato effettuato dalla Regione rispetto ad un mero interesse economico, bensì con riferimento all’interesse pubblico alla realizzazione degli impianti FER”;
- “L’individuazione delle aree non idonee dovrà essere effettuata dalle Regioni con propri provvedimenti tenendo conto dei pertinenti strumenti di pianificazione ambientale, territoriale e paesaggistica, secondo le modalità indicate al paragrafo 17 e sulla base dei seguenti principi e criteri [...]” (Allegato 3, par. 17) (Corte costituzionale, sentenza n. 199 del 2014)”.