

FEDERMANAGER

UNA STRATEGIA ENERGETICA PER L'ITALIA

**Compatibilità tra sicurezza,
economia, efficienza ed ambiente**

Aggiornamento al 29 marzo 2017





Una strategia energetica per l'Italia

Compatibilità tra sicurezza, economia, efficienza ed ambiente

L'Italia si trova di fronte agli obiettivi di politica climatica dell'UE al 2020 e 2030 in una posizione sicuramente migliore di un decennio fa, ma molto resta ancora da fare. Da una parte occorre riconoscere gli sforzi di rinnovamento del settore energetico compiuti dopo la liberalizzazione nella prima decade del secolo. Dall'altra si affaccia con sempre maggiore vis politica l'impegno per la decarbonizzazione dell'economia. Il Paese, negli ultimi anni, ha investito massicciamente, prima in tecnologie tradizionali e poi in rinnovabili/efficienza, ma la strategia si è rivelata sovradimensionata rispetto agli effettivi bisogni, dopo la caduta dell'economia sotto la scure della crisi globale. Ora, il superamento dell'*impasse* economico appare molto lento, mentre la spinta all'efficientamento ed il rallentamento delle attività produttive, comuni nei paesi dell'UE, tendono a ridimensionare il fabbisogno energetico dal 2005.

Sulla base di queste premesse, lo studio mira ad evidenziare le questioni ancora aperte, elaborando degli scenari del sistema energetico italiano al 2030, con un primo *step* di verifica al 2020. Ne emergono delle chiare indicazioni di politica energetica.

Al 2020, pur con una crescita moderata dell'economia, l'Italia, continuando sulla strada intrapresa fino ad oggi, raggiungerebbe i traguardi fissati dall'UE.

Al 2030, una mancata accelerazione sul fronte della decarbonizzazione, e quindi del risparmio energetico e delle energie pulite, condannerebbe l'Italia a non raggiungere il traguardo del -40% di emissioni di gas serra rispetto al 1990. I necessari interventi per l'efficientamento e la penetrazione delle fonti energetiche comporterebbero dei costi legati all'installazione ed implementazione delle nuove tecnologie, che vengono stimati allo 0,4-0,8% del PIL previsto per il 2030. D'altra parte, essi apporterebbero dei benefici anche a livello paese, come la riduzione della spesa per l'approvvigionamento energetico, ricadute positive a livello produttivo e occupazionale, oltre alla riduzione dell'inquinamento collegato allo sfruttamento delle fonti di energia tradizionali.

Per questi motivi, uno dei temi più importanti sull'agenda dei futuri governi e per le istituzioni è proprio quello energetico.

Principali risultati

- **Raggiungimento degli obiettivi UE al 2020.** Con una crescita del PIL dello 0,8% annuo, l'Italia dovrebbe centrare tutti gli obiettivi del "Pacchetto clima-energia" 2020.
- **Obiettivi al 2030.** Nell'ipotesi di una crescita economica dell'1,0% nel decennio successivo, l'Italia dovrebbe compiere uno sforzo significativo per la decarbonizzazione del sistema energetico, se volesse raggiungere l'obiettivo del -40% alle emissioni causa di effetto serra. Il recente passato dimostra che il Paese è in grado di passare dalle parole ai fatti.
- **Cambiamenti del sistema per il raggiungimento degli obiettivi 2030.** Questo obiettivo comporta un cambiamento radicale del sistema rispetto a quello che si avrebbe in uno scenario tendenziale, per il quale le variabili economiche ed energetiche e le politiche proseguirebbero secondo gli attuali *trend*.
- **Mix di fonti primarie.** Se nello scenario tendenziale il gas e olio si equiparerebbero, rimanendo saldamente le fonti principali di energia, nello scenario di decarbonizzazione il loro consumo diminuirebbe, mentre le rinnovabili crescerebbero considerevolmente, tanto da superare il gas e raggiungere l'olio.



- **Risparmi di energia primaria.** L'efficientamento al 2030 porterebbe ad una riduzione del 26% nei consumi di fonti primarie rispetto al 2005. La riduzione dell'intensità energetica del PIL, riconducibile all'efficienza ed al cambiamento strutturale dell'economia, si tradurrebbe in un risparmio di 42 Mtep l'anno al 2030, ovvero 10 Mtep in più rispetto allo scenario tendenziale.
- **Domanda di energia per usi termici.** Il fabbisogno di energia per usi termici al 2030 scenderebbe del 30% rispetto al 2005 e del 13% rispetto al 2014.
- **Domanda di combustibili solidi.** La domanda di carbone ed altri combustibili solidi, in calo dal 2007, è attesa ad un'ulteriore contrazione. Le variazioni al 2030 sarebbero del -57% rispetto all'anno di picco e del -45% rispetto all'ultimo anno di consuntivo, il 2014.
- **Domanda di olio.** La domanda di combustibili liquidi è in fase di declino dal 1996. Da questa data ci si aspetta una riduzione al 2030 del 50% ed una più contenuta variazione rispetto al 2014, pari al -17%.
- **Domanda di gas naturale.** La domanda di gas, la fonte più pulita tra le fossili, è destinata a diminuire del 23% rispetto al 2014 e del 45% rispetto all'anno di picco, il 2005. Per il settore termoelettrico le percentuali dovrebbero scendere a -46% sul 2014 e -70% sul picco del 2007.
- **Domanda di fonti rinnovabili.** Le fonti rinnovabili, di contro, crescerebbero del 65% rispetto al 2014. Gli usi termici sono dati in crescita del 28%, mentre per la produzione elettrica la crescita sarebbe nettamente superiore e pari al 91%. Le fonti rinnovabili, così, arriverebbero al 71% del *mix* elettrico nel 2030, con una produzione di 231 TWh.
- **Domanda di energia elettrica.** Al 2030 è prevista una crescita della richiesta di energia elettrica fino quasi al picco toccato nel 2007. Tale crescita sarebbe dovuta sia alla ripresa economica che ad un maggiore uso di energia elettrica negli usi finali dell'energia. L'indice di penetrazione elettrica arriverebbe, così, al 26%.
- **Efficienza negli usi finali.** In tutti i settori finali, pur nell'ipotesi di crescita economica dal 2015, è prevista al 2030 una riduzione dei consumi di energia, nello stesso periodo, che va dal 9% al 12%. I consumi finali di energia risulterebbe in calo del 24% rispetto al 2005, in conseguenza, per la gran parte, dell'efficientamento generale messo in atto, oltre che per il cambiamento strutturale dell'economia e per la riduzione del volume delle attività economiche del periodo 2008-2014.
- **Trasporti.** Rispetto al 2015, la mobilità elettrica comporterebbe un aumento del fabbisogno di energia elettrica di 9 TWh al 2030, che arriverebbe, così, al 6% del mix settoriale. I prodotti petroliferi coprirebbero ancora l'83% della domanda proveniente da questo settore. Il parco auto sarebbe destinato a rimanere pressoché costante, pur considerando un leggero aumento della popolazione.
- **Costi per il sistema.** Per il settore elettrico, i costi di installazione di nuova potenza rinnovabile ammonterebbero a 7-14 miliardi di € l'anno tra il 2021 ed il 2030 rispetto al tendenziale. Questi investimenti comporterebbero l'innalzamento della quota di produzione da rinnovabili al 71% ed un taglio alle emissioni di questo settore del 57% rispetto al 1990, contro il 40% globale (obiettivo UE al 2030).
- **Dipendenza e bolletta energetiche.** La decarbonizzazione del settore energia garantirebbe una riduzione della dipendenza energetica dall'84% del 1990, anno base per il calcolo della riduzione delle emissioni, al 64% al 2030, abbassando la bolletta di 3-4 miliardi di € rispetto allo scenario tendenziale e coprendo dal rischio prezzi delle *commodities* energetiche importate.
- **Costi del cambiamento climatico.** Grazie al processo di decarbonizzazione, l'Italia vedrebbe le proprie emissioni di anidride carbonica di origine energetica ridursi al 2030 di 94 milioni di t rispetto al 2015 (-28%). Ad un prezzo della CO₂ di 30 € per tonnellata, che riflette realmente i costi del cambiamento climatico, ciò genererebbe un risparmio di 1,5 miliardi di € rispetto allo scenario tendenziale.



Sommario

Premessa	1
Parte I - Il fabbisogno energetico italiano al 2030	2
1.1 Evoluzione del fabbisogno energetico italiano.....	2
1.2 Scenari 2030	8
Lo scenario <i>Tendenziale AIEE</i>	15
Lo scenario <i>UE-2030</i>	24
Mobilità elettrica	34
1.3 Il gettito fiscale e la relativa incidenza fiscale per fonte.....	38
Parte II – Implicazioni delle Convenzioni internazionali	41
2.1 L’Accordo di Parigi	41
2.2 Gli impegni europei al 2030	46
2.3 I primi risultati dell’Energy Union	48
Parte III – Le implicazioni per l’Italia.....	51
3.1 Situazione e stato delle infrastrutture.....	51
3.2 La situazione della raffinazione in Italia	54
3.3 La situazione degli impianti di generazione elettrica	57
3.4 La situazione dei gasdotti e rigasificatori	66
Parte IV – I riflessi del nuovo costo del petrolio.....	69
4.1 I costi di produzione	70
4.2 Il raffronto dei costi tra fonti	76
4.3 Costi esterni.....	78
Conclusioni.....	82
Riferimenti	84



Premessa

Nel 2013, Federmanager Roma ed AIEE hanno svolto assieme un'analisi sull'impatto del costo dell'energia sulla competitività del sistema Paese, rilevando alcune criticità nel nostro sistema energetico.

In particolare, dallo studio emerse come il costo dell'energia in Italia fosse notevolmente più alto, mediamente del 30%, ponendo così vincoli allo sviluppo legata all'elevato costo dell'approvvigionamento energetico: greggio a 100 \$/b (oggi 50 \$/b) e fattura energetica a 65 miliardi di euro.

A tre anni da quello studio, il contesto energetico è profondamente cambiato.

A livello macro, abbiamo assistito all'abbandono di diversi progetti di gasdotti, come il South Stream ed il Galsi; al dimezzamento del prezzo del Brent (passando da circa 100 \$/b a circa 50 \$/b); alla contrazione della produzione da *shale* gas americano, alla messa in moratoria della tecnologia di fracking in quasi tutti i Paesi europei; all'emanazione del Pacchetto Europeo sull'Energy Union e, non ultimo, al raggiungimento dell'Accordo di Parigi (COP21).

A livello micro, in Italia, abbiamo assistito all'emanazione di un Terzo Piano di Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica (PAEE 2014); alla revisione dei sistemi di incentivazione delle FER (compreso l'istituzione di un conto termico e della sua evoluzione); all'avvio del processo di riforma della bolletta elettrica dei clienti domestici, ponendo fine alla progressività delle tariffe elettriche; riordino delle zone marine aperte alla ricerca e coltivazione di idrocarburi, sblocco delle concessioni estrattive, ecc.

La crescente sensibilità a livello internazionale verso le problematiche climatiche/ambientali con lo sviluppo di direttive e normative, che indirizzano le giurisdizioni nazionali verso lo sviluppo di fonti rinnovabili ed un sistema sempre più decarbonizzato rappresentano le sfide del futuro.

Risulta, pertanto, opportuno un nuovo studio che fornisca elementi di riflessione e, al contempo, fornisca un contributo all'aggiornamento di una strategia energetica per il nostro Paese, giacché la Strategia energetica nazionale approvata con Decreto interministeriale dell'8 marzo 2013 appare ormai superata dagli eventi.

Oggetto e contenuto dello studio

Lo studio in oggetto si pone l'obiettivo di investigare sugli impatti che le mutate condizioni del contesto energetico hanno avuto e potranno avere sulla competitività del nostro Paese.

Parte I - Il fabbisogno energetico italiano al 2030

1.1 Evoluzione del fabbisogno energetico italiano

Nella presentazione dei dati circa i consumi di energia primaria e per usi finali, occorre fare una premessa di carattere statistico.

I dati discussi in questo paragrafo fanno riferimento alla metodologia tradizionale di contabilità energetica ancora utilizzata dal Ministero dello Sviluppo Economico¹, che consente di confrontare dati per il periodo dal 1971 al 2015. Tuttavia, a partire dal successivo paragrafo sarà utilizzata la metodologia Eurostat, l'unica che possa essere considerata valida per il calcolo degli obiettivi di politica energetica decisi in sede europea. Il periodo di osservazione viene di conseguenza ristretto al 1990-2014.

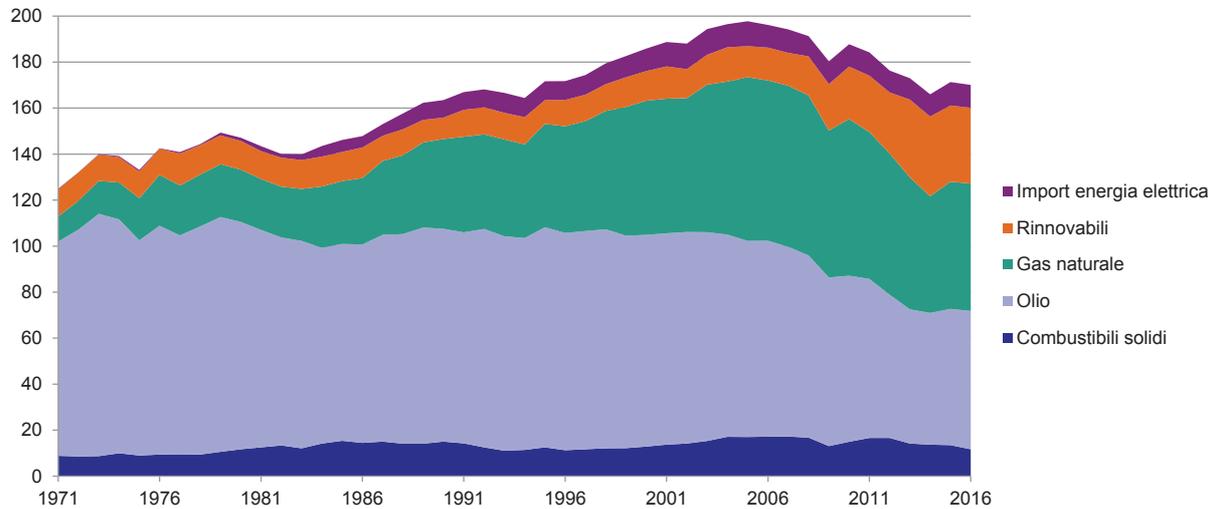
Questa metodologia è in diversi aspetti più moderna e consente, senza aggiustamenti, confronti internazionali. Oltre che per alcuni punti puramente formali come, ad esempio, la metodologia di contabilizzazione delle fonti rinnovabili elettriche primarie (eolica, fotovoltaica e idrica) e dell'energia elettrica importata, essa si distingue anche per presenza del calore derivato (cogenerazione) e di fonti rinnovabili termiche come il solare e il geotermico. Nelle statistiche energetiche Eurostat, inoltre, i settori finali *Servizi* e *Residenziale* sono distinti ed i *Bunkeraggi* non sono inclusi nei consumi di energia.

Va precisato, comunque, che, in entrambi i casi, i dati sono raccolti dal medesimo istituto, ovvero il MiSE, il quale è tenuto a pubblicarli nelle due diverse configurazioni del Bilancio Energetico Nazionale (BEN) e delle statistiche energetiche Eurostat.

Passando all'analisi dei dati del BEN, negli ultimi 45 anni i consumi sono aumentati del 37%, da 125 Mtep (dato 1971) a 171 Mtep (dato 2015). La dinamica è stata crescente fino al 2005, nonostante già nel 1979 si fosse manifestato un primo picco, superato solo 8 anni più tardi, a testimonianza del fatto che solo una crisi dal forte impatto come quella che ha seguito i due *shocks* petroliferi degli anni settanta è riuscita a scalfire il sistema in modo evidente. La nuova fase discendente, invece, ha effettivamente subito un arresto nel 2015, ma essa sembra riprendere già dall'anno in corso, come suggeriscono i dati mensili costantemente monitorati dall'AIEE, con i quali si è provveduto ad aggiungere una previsione del dato 2016.

¹ I dati fanno riferimento alla metodologia usata nell'ambito del sistema statistico nazionale in materia di energia dal Ministero dello Sviluppo Economico. Si ricorda che con D.M. 14 gennaio 2012 si è approvata la metodologia da applicare per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali fissati in sede UE.

Graf. 1.1 – Domanda di energia primaria per fonte in Italia (Mtep)



Fonte: AIEE

Dal 2006 al 2016 il sistema si è profondamente ridimensionato, perdendo 28 Mtep di consumi primari, equivalente ad una variazione del -14%, e portandosi a livelli inferiori del 1995.

Nell'ultimo anno per cui si hanno dati ufficiali, per quanto provvisori, ovvero il 2015, la variazione annuale del consumo di energia primaria è stata del +3,2%, che fa seguito ad un 2014 i cui consumi sono stati limitati da un clima particolarmente mite. L'AIEE prevede per il 2016 una variazione negativa vicina all'1%, che porterebbe il consumo interno lordo di poco sopra i 170 Mtep.

Tab. 1.1 – Bilancio Energetico Nazionale (Mtep)

	2014		2015(1)				Totale	Var % (2015/14)
	Totale	Solidi	Gas	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica		
Produzione	44,579	0,299	5,545	5,470	31,407		42,722	-4,2%
Importazione	142,833	13,193	50,124	81,281	1,860	11,180	157,638	10,4%
Esportazione	21,552	0,257	0,181	27,041	0,108	0,982	28,569	32,6%
Variazioni scorte	-0,105	-0,221	0,187	0,504	0,032		0,501	
Consumo interno lordo	165,965	13,456	55,301	59,206	33,127	10,198	171,289	3,2%

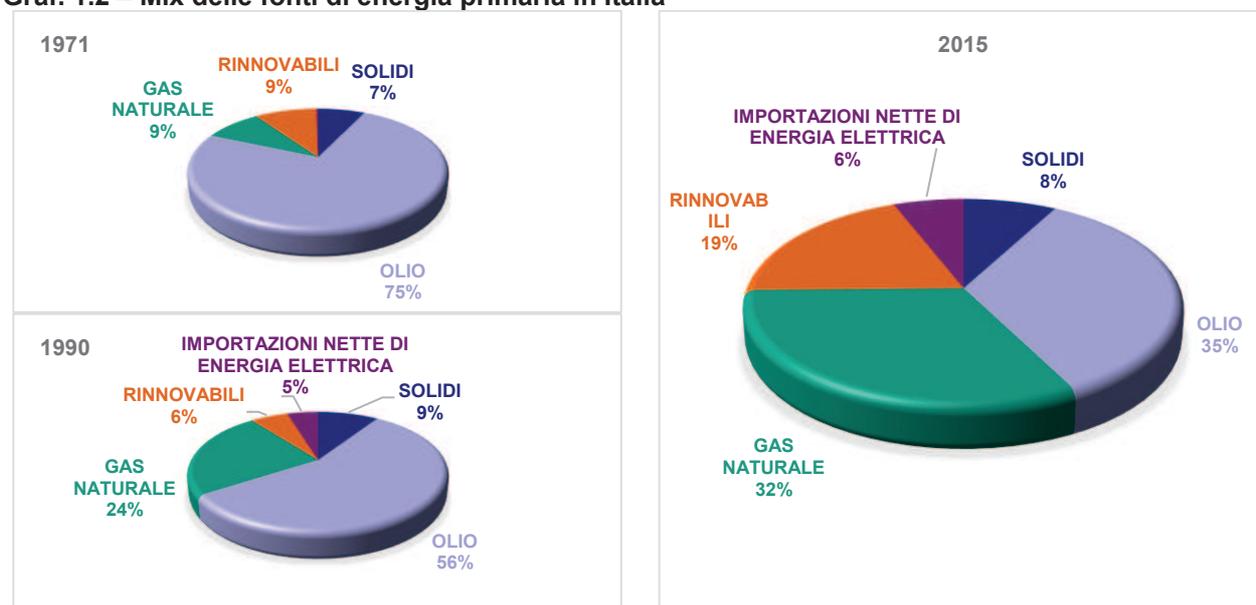
(1) Dati provvisori

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Tra le fonti utilizzate predomina l'olio, ma con un ruolo calante in favore di gas e rinnovabili. La frazione di fabbisogno primario soddisfatto dai liquidi nei primi anni settanta era pari al 75%. La

quota è passata al 56% nel 1990 per finire al 35% in tempi recenti, di poco sopra la quota soddisfatta con il gas. I combustibili solidi si sono aggirati su una quota sempre inferiore al 10%. Le rinnovabili sono tornate alla ribalta negli ultimi anni, superando di 10 punti percentuali la quota detenuta nel 1971, quando l'idroelettrico, per quanto con un'importanza che andava scemando, era una delle alternative principali ai combustibili liquidi. L'import netto di energia elettrica ha assunto un ruolo via via crescente fino al 2003, per poi calare leggermente. L'Italia rimane comunque tra i primi tre importatori mondiali di energia elettrica.

Graf. 1.2 – Mix delle fonti di energia primaria in Italia

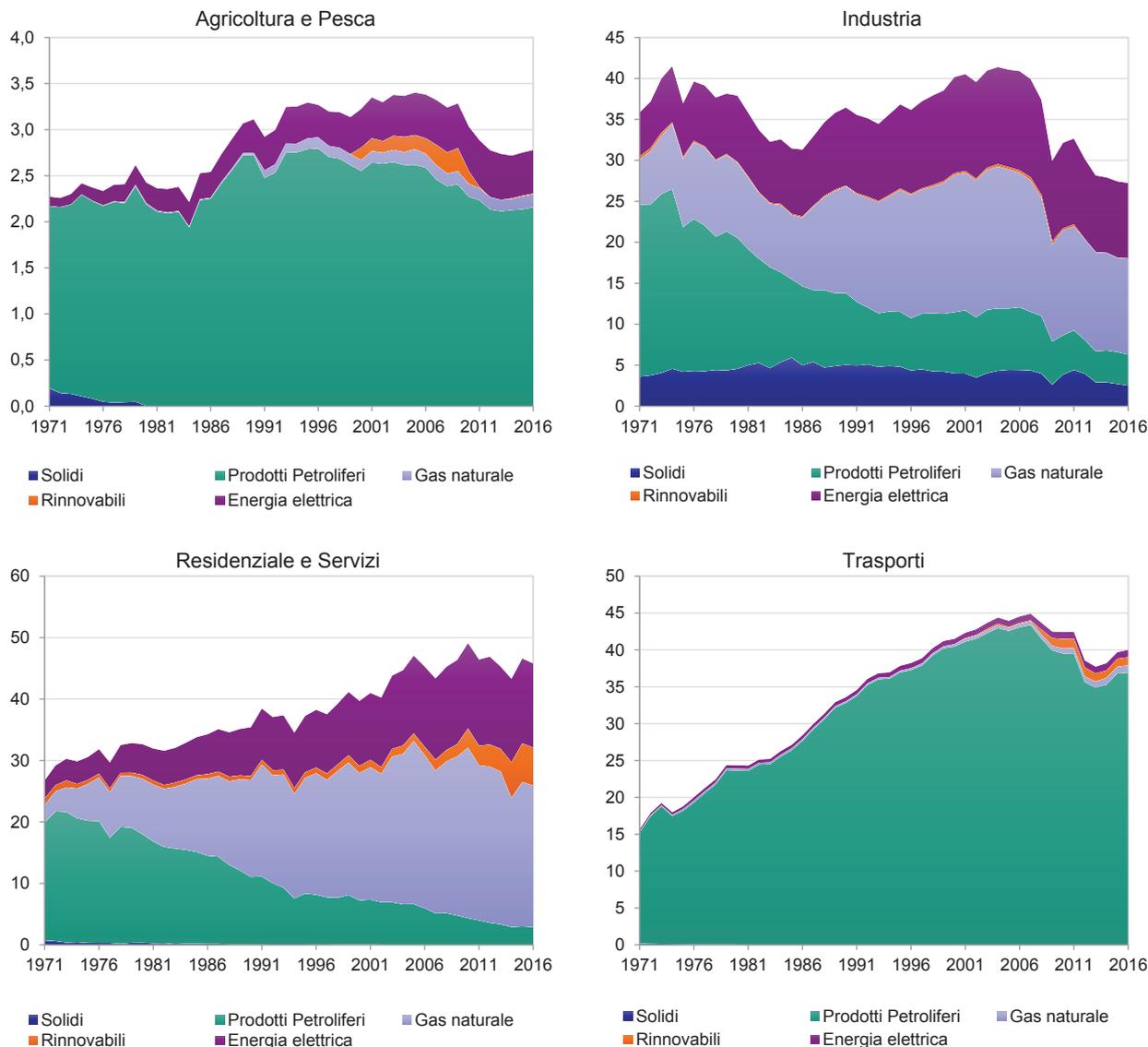


Fonte: AIEE

Sul lato degli usi finali dell'energia, emerge l'*Industria* come settore che negli ultimi anni ha fatto registrare i cambiamenti più profondi. I consumi, dopo l'arresto del *trend* ascendente avvenuto attorno alla metà della prima decade di questo secolo, hanno subito un vero e proprio tracollo, con una riduzione che, ad oggi, è pari ad un terzo dei consumi registrati nell'anno di picco. Anche il settore primario si è fortemente ridimensionato energeticamente, con un calo 2005-2016 del 18%. A seguire il settore *Trasporti*, -9%, ed il *Civile*, -3%.

Nell'ultimo anno i consumi finali di energia sono cresciuti del 4,1% su base annuale. Dal punto di vista settoriale, la variazione maggiore in termini percentuali è spettata agli Usi civili, +7,2%, che ben rappresenta le differenti condizioni climatiche del 2015 rispetto all'anno precedente. Anche i *Trasporti*, tuttavia, risultano in ripresa, con un +4,1%. In calo dell'1,8% l'*Industria*.

Graf. 1.3 – Consumi finali di energia per settore e per fonte in Italia (Mtep)



Fonte: AIEE

Quest'ultimo settore rappresenta il 22% della domanda di energia per usi finali nel 2015. Una quota del 31,8% spetta al settore *Trasporti*. La frazione più grande tocca, però, al settore civile: 37,4%. Segue l'*Agricoltura e pesca*, con la piccola quota del 2,2%. La restante parte, inferiore al 7%, è rappresentata dagli *Usi non energetici* e dai *Bunkeraggi*.

Tab. 1.2 – Consumi finali di energia per settore e per fonte in Italia (Mtep)

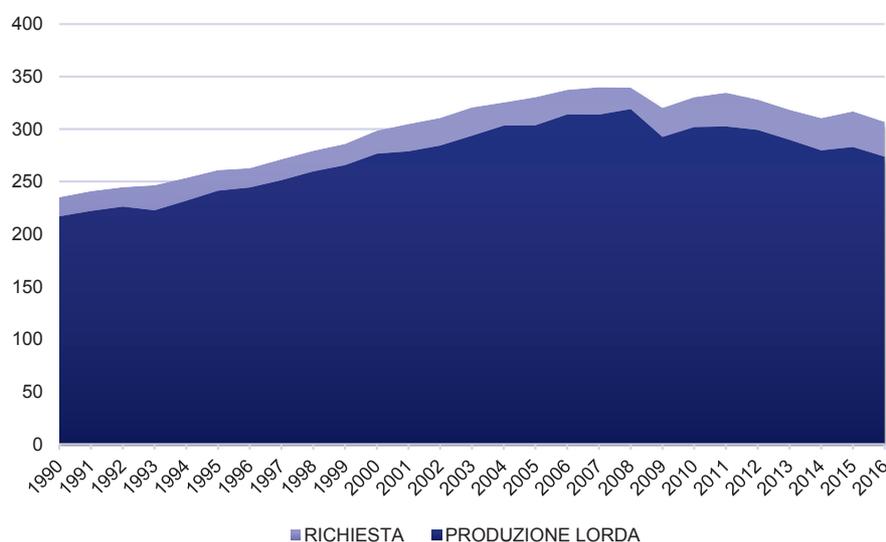
	2014	2015 ⁽¹⁾					Totale	Var % 2015/14
	Totale	Solidi	Gas	Petrolio	Rinnovabili	Energia.el.		
Industria	27,929	2,677	11,471	3,948	0,034	9,308	27,437	-1,8
Trasporti	38,117		0,901	36,735	1,145	0,911	39,691	4,1
Usi civili	43,422		23,504	3,007	6,292	13,816	46,619	7,4
Agricoltura	2,712		0,139	2,136	0,009	0,468	2,752	1,5
Usi non energetici	5,298	0,057	0,568	4,948			5,573	5,2
Bunkeraggi	2,291			2,578			2,578	12,5
	119,769	2,734	36,583	53,352	7,479	24,501	124,649	4,1

(1) Dati provvisori

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Anche il settore elettrico è attualmente in ridimensionamento. La richiesta di energia elettrica ha continuato a crescere anche dopo il 2005, raggiungendo il picco di 340 TWh nel 2007. Dopo aver sperimentato un tracollo senza precedenti nel biennio successivo in concomitanza con la crisi economica ed essere tornata su un livello di 335 TWh nel 2011, è iniziata una fase di declino in conseguenza della quale la richiesta ha toccato un nuovo minimo nel 2014 a 311 TWh. Peraltro, la ripresa verificatasi nel 2015 non dovrebbe avere seguito: le previsioni AIEE per il 2016 danno la domanda lorda di questa fonte secondaria a -2,5% sull'anno precedente.

Graf. 1.4 – Richiesta e produzione lorda di energia elettrica in Italia (TWh)



Fonte: Terna e previsioni AIEE 2016

Sul fabbisogno energetico italiano e sull'attuale quadro di sviluppo pesano due fattori principali. Uno è la crisi economica, da cui a stento si può dire di essere usciti. Essa è andata ad incidere negativamente su un sistema che già aveva manifestato segnali di declino.

Su questo declino ha inciso il fattore tecnologico, che è andato a scardinare uno

dei principi su cui si fondava il vecchio modello energetico: maggiori volumi produttivi comportano maggiori consumi di energia. Ad esso si è aggiunto, pur se in secondo piano, anche il fattore



strutturale di lungo periodo, legato al processo di smantellamento dell'industria pesante ed alla maggiore vivacità dei settori produttivi a minore intensità energetica.

La tendenza negativa dei consumi energetici a partire dalla metà degli anni duemila, del resto, accomuna tutti gli altri paesi dell'Europa occidentale. E le motivazioni rimangono, fatte le dovute proporzioni, le stesse².

² Cfr. (AIEE, 2016).

1.2 Scenari 2030

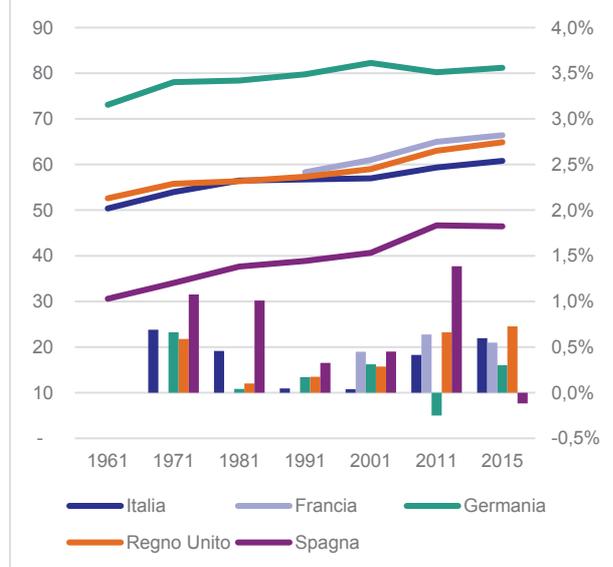
Lo scenario energetico della Commissione Europea

L'Italia ha una popolazione in crescita arrivata nel 2015 a 60,8 milioni di unità (+0,02% su 2014). Negli ultimi 4 anni il tasso di crescita medio annuo della popolazione è stato dello 0,6%, più alto rispetto al decennio 2001-11 (+0,4%) ed anche dei due decenni precedenti, quando la popolazione è rimasta sostanzialmente stabile. I tassi di crescita non sono stati significativamente più alti neanche quando la popolazione si attestava attorno ai 50 milioni, ovvero nel periodo 1961-70.

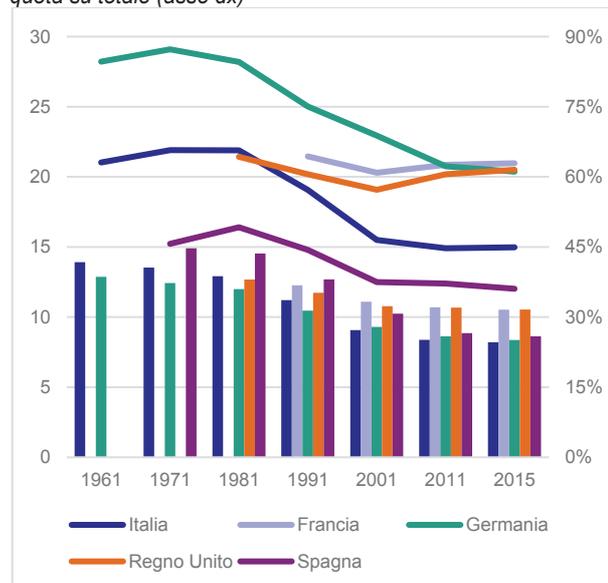
Non si notano forti differenze rispetto alle altre grandi nazioni europee. Solo il Regno Unito ha fatto segnare nell'ultimo periodo un tasso di crescita superiore a quello italiano (+0,7% nel 2011-15). In Spagna si è ultimamente verificata una brusca frenata, che fa seguito all'incremento mediamente più sostenuto dei 50 anni precedenti tra i paesi considerati, con tassi anche superiori all'1% l'anno.

Graf. 1.5 – Popolazione e invecchiamento

Popolazione (milioni - asse sx) e tasso di crescita medio annuo (variazione percentuale rispetto a periodo precedente - asse dx)



Popolazione di età non superiore a 25 anni (milioni - asse sx) e quota su totale (asse dx)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Il titolo di nazione con la popolazione più giovane, con età non superiore ai 25 anni, spetta alla Francia, che detiene il record in termini assoluti (21,0 milioni nel 2015), e contende al Regno Unito il record in termini percentuali sul totale della popolazione (entrambi a 31,6% nel 2015). L'Italia si piazza indietro a tutti in quest'ultima classifica, con il 24,6%, percentuale leggermente più bassa di Spagna e Germania. Una forte riduzione del numero di giovani si è concentrata nel periodo 1981-01,

passando da 22 a 15 milioni. Nell'ultimo periodo si è avuto un timido accenno di ripresa (+0,1% annuo).

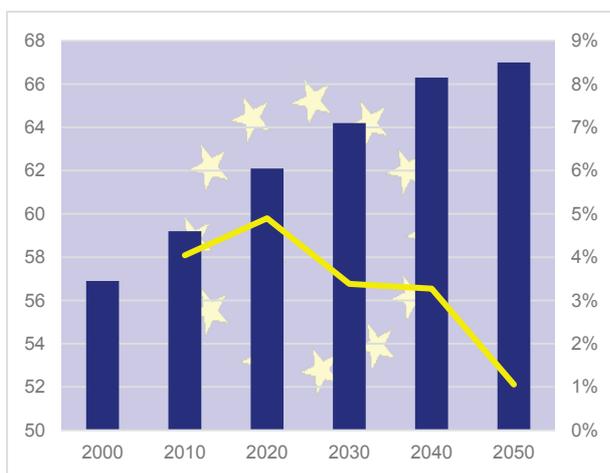
Secondo l'*EU Reference Scenario 2016*³ la popolazione dell'UE dovrebbe aumentare nei prossimi decenni fino al 2050, anche se con tassi di crescita in diminuzione. Le proiezioni sono basate su un atteso lieve aumento della fertilità ed una consistente ascesa dell'aspettativa di vita, un saldo migratorio positivo, seppur in discesa, ed un conseguente invecchiamento della popolazione che dovrebbe portare la quota degli ultrasessantacinquenni oltre il 24% al 2030 ed il 28% al 2050, rispetto all'attuale 18%.

Per l'Italia, è previsto un aumento della popolazione al 2030 a 64,2 milioni e 67 milioni al 2050. Ci si attende, dunque, un incremento di 5 e 7,8 milioni di abitanti rispetto al 2010. All'attuale fabbisogno energetico pro capite (2,95 tep/ab. all'anno, dato 2010⁴), ciò comporterebbe un aumento di 15 e 23 Mtep di energia primaria al 2030 e 2050. All'attuale consumo pro capite (1,97 tep/ab. all'anno⁵), la domanda di energia per usi finali si accrescerebbe di 11 e 16 Mtep nelle stesse date.

La Commissione, tuttavia, prospetta per l'Italia un fabbisogno di energia primaria in netto calo rispetto all'anno base 2010 già nel 2020. La riduzione, secondo lo scenario di riferimento, sarebbe di 14 Mtep. Al 2030 ammonterebbe a 25 Mtep e al 2050 a 30 Mtep. Anche per i consumi finali, si assisterebbe ad un progressivo calo fino al 2040, con 2 Mtep di domanda in meno nel 2020 e 9 Mtep al 2030, ma soli 8 Mtep al 2050.

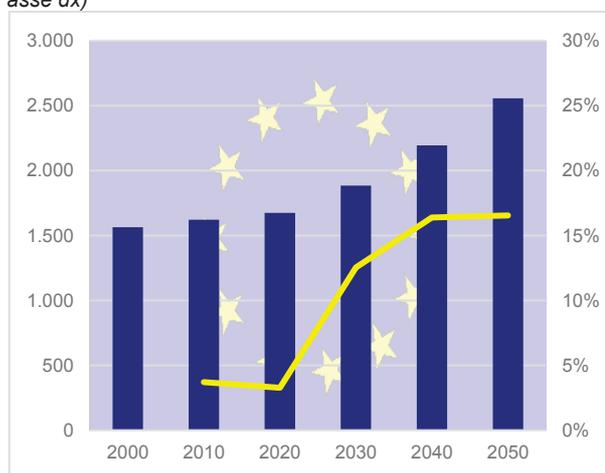
Graf. 1.6 – Popolazione e PIL in Italia – Proiezioni della Commissione Europea al 2050

Popolazione (milioni - asse sx) e tasso di crescita (variazione percentuale rispetto a periodo precedente - asse dx)



Fonte: elaborazioni su Commissione Europea (2016)

Prodotto Interno Lordo (miliardi di €₂₀₁₃ - asse sx) e tasso di crescita (variazione percentuale rispetto a periodo precedente - asse dx)



³ Cfr. (Commissione Europea, 2016).

⁴ Elaborazione su dati (Commissione Europea, 2016).

⁵ Elaborazione su dati (Commissione Europea, 2016).

Tenendo in considerazione le variabili di attività economica si giunge ad uguali conclusioni. Alla crescita del Prodotto Interno Lordo, che viene data quasi nulla nella seconda decade del secolo (+0,3% il tasso di variazione medio annuo), ma in ripresa all'1,2% all'anno tra il 2020 ed il 2030 ed all'1,5% tra il 2030 ed il 2050, non fa seguito, come appena visto, una crescita dei consumi energetici.

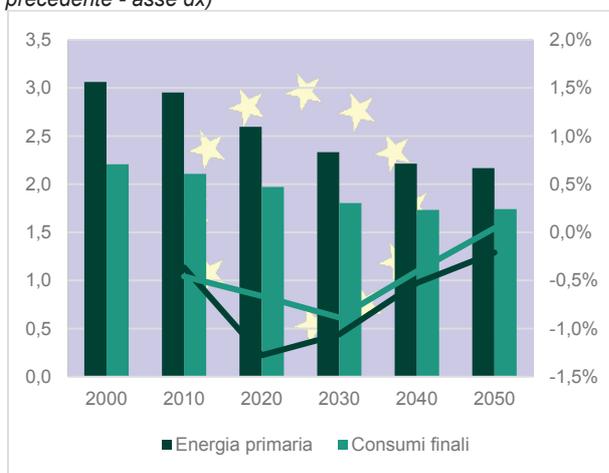
I fattori che stanno dietro al disaccoppiamento tra variabili economiche e consumi di energia, che viene evidenziato anche nello scenario tendenziale delineato, sono costituiti dai cambiamenti nelle tecnologie, nelle abitudini e nel paniere di beni e servizi prodotti.

In questo momento storico, a dominare la scena energetica sono il risparmio e l'efficienza, che hanno preso il sopravvento sull'incremento dell'attività economica come principale *driver* della domanda di energia. È dal 2005, infatti, che in Italia si è invertito il percorso di crescita dei consumi. E questo è un processo slegato dalla crisi economica, avvenuta due anni dopo il raggiungimento del picco della domanda energetica dell'UE in aggregato.

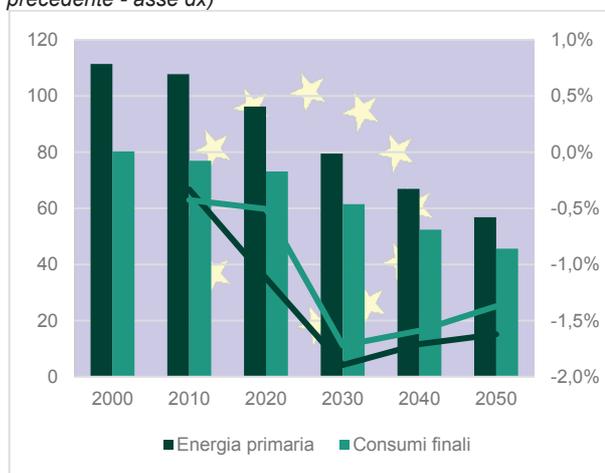
Queste tendenze vengono colte, oltre che dalla riduzione dell'indice dei consumi pro capite, anche dall'indice di intensità energetica dell'economia, in riduzione, in Italia come in quasi tutti gli altri Membri della Comunità Europea, già dagli anni settanta del novecento.

Graf. 1.7 – Indice dei consumi energetici pro capite e dell'intensità energetica in Italia – Proiezioni al 2050

Indice dei consumi energetici pro capite (tep/ab. - asse sx) e tasso di crescita medio annuo (variazione percentuale rispetto a periodo precedente - asse dx)



Indice dell'intensità energetica (kgep/€₂₀₁₃ - asse sx) e tasso di crescita medio annuo (variazione percentuale rispetto a periodo precedente - asse dx)



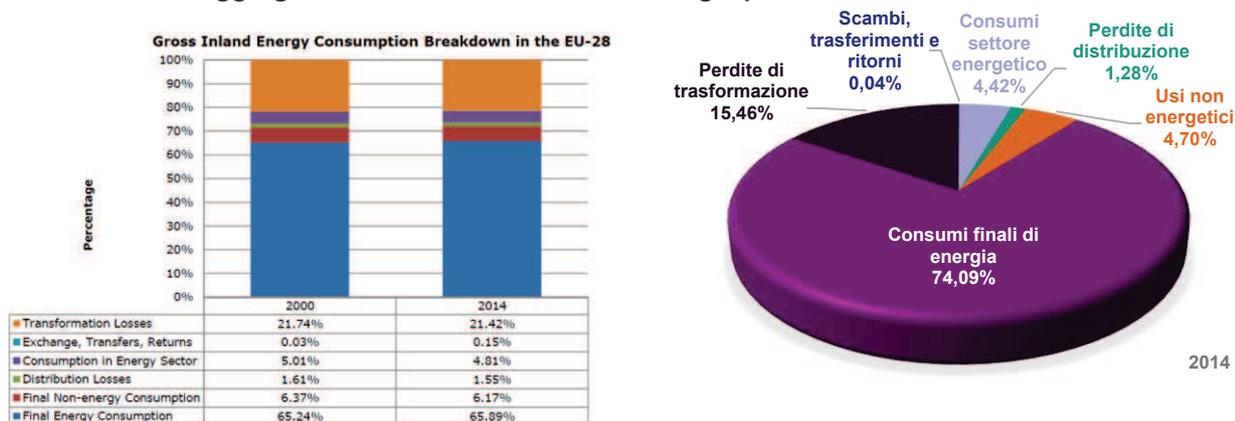
Fonte: elaborazioni su Commissione Europea (2016)

Questa variabile mette a confronto la quantità di energia che viene richiesta con il volume di attività economica generato, che può essere espresso in termini di PIL o valore aggiunto.

Si può calcolare che se l'intensità energetica rimanesse identica a quella del 2010, la crescita economica prospettata nel *Reference scenario* comporterebbe un aumento del fabbisogno energetico

di 28 Mtep al 2030 e 101 Mtep al 2050 in termini di energia primaria. I consumi finali, allo stesso modo, sarebbero rispettivamente più alti di 20 Mtep e 72 Mtep rispetto all'anno base.

Graf. 1.8. – Disaggregazione dei consumi lordi di energia primaria in UE-28 e in Italia



Fonte: (Bertoldi, López-Lorente, & Labanca, 2016) ed elaborazioni su dati Eurostat

Ciascun imprenditore decide in base a sue valutazioni circa il costo dei fattori quale sia il mix produttivo ottimale, così come qualsiasi altro soggetto economico decide in base al costo ed al reddito disponibile quale tecnologia adottare.

Queste considerazioni portano a concludere con una certa sicurezza che anche in futuro la spinta al contenimento dei costi determinato dalla concorrenza indirizzerà gli investimenti verso una maggiore produttività energetica. A fianco di questo processo, continuerà a muoversi la ricerca scientifica, alla quale sarà richiesto di fornire innovazione nei beni e nelle pratiche che vadano nella stessa direzione.

La velocità alla quale si muoveranno questi processi è decisiva per la caratterizzazione degli scenari. In quello di riferimento della Commissione Europea viene prospettata un'accelerazione della riduzione del fabbisogno di energia pro capite, concentrata nel periodo 2020-2030 e poi un rallentamento dovuto alla frenata che dovrebbe subire la crescita della popolazione.

Per ciò che riguarda l'intensità energetica, i maggiori progressi, ugualmente, si dovrebbero concentrare nel prossimo decennio, con tassi medi annui che arriverebbero al -1,9%, per poi salire a -1,6% nel successivo ventennio. Ritmi così rapidi non sono confrontabili con quelli tenuti nel primo scorcio di secolo (-0,3% tra 2000 e 2010). Va, tuttavia, specificato che anche per il periodo 2010-2020 si prospetta una variazione dell'intensità primaria al di sotto del -1% all'anno (-1,1% secondo la Commissione Europea), così come è stato per il periodo successivo all'industrializzazione del paese. Si segnalano, infatti, tassi pari al -1,2% negli anni settanta e ottanta, seguiti dal modesto -0,2% degli anni novanta⁶.

⁶ Cfr. (Sun, 2001).

Un'accelerazione, dunque, rispetto al *trend* di lungo periodo, che dovrebbe essere il frutto delle politiche in atto, in favore dell'efficientamento energetico e del cambiamento dei comportamenti, ma che dovrebbe essere favorito anche dal cambiamento della struttura della nostra economia.

In Italia come in Europa, infatti, la riduzione dell'intensità energetica dell'economia contiene una componente legata al progresso tecnologico ed una relativa allo spostamento della produzione verso attività a minore impatto energetico.

Ciò viene evidenziato dalla crescita del valore aggiunto del settore servizi nei confronti del settore industriale. Il *Reference scenario 2016* prospetta per i periodi 2020-30, 2030-40 e 2040-50, dei tassi di crescita medi annui del terziario dell'1,3%, 1,6% e 1,6%, contro lo 0,7%, 1,0% e 1,1% del secondario.

Così è stato anche in passato, con la progressiva terziarizzazione dell'economia. Se nel 1995 il valore aggiunto del terzo settore ammontava al 72% del totale, nel 2014 ha raggiunto quota 77%, con una crescita media dello 0,8% annuo, contro il -0,2% dell'industria manifatturiera⁷.

Si calcola che, nel 2014, i recuperi di energia per effetto della riduzione dell'intensità energetica nei soli settori agricoltura, industria e servizi, sia di 7,5 Mtep rispetto all'anno 1995, equivalenti al 17% della domanda proveniente da questi settori a fine periodo⁸.

La riduzione dei consumi finali dovuta alle trasformazioni del tessuto economico del paese intervenute nello stesso periodo, invece, può essere stimata di 3,8 Mtep, pari al 9% della domanda⁹.

⁷ Elaborazioni su dati Eurostat.

⁸ Cfr. (AIEE, 2016).

⁹ Cfr. *ivi*.

Scenari energetici AIEE

Gli scenari qui di seguito presentati sono stati elaborati utilizzando la piattaforma *Energy System Modeling* (ESM) dell'AIEE.

L'AIEE ha elaborato due scenari per il sistema energetico italiano al 2030, che possono essere facilmente confrontati con l'*EU Reference scenario 2016* e con gli obiettivi energetico-ambientali imposti dall'Unione Europea. Ciò è possibile grazie all'utilizzo dei dati di bilancio energetico forniti da Eurostat, unitamente con i dati sulle emissioni di gas serra dell'ISPRA¹⁰.

Per la definizione degli obiettivi UE al 2020 e 2030 si rimanda al capitolo successivo.

Il modello utilizzato per l'elaborazione degli scenari è un modello di simulazione del sistema energetico italiano compatibile con tutti i sistemi energetici dei paesi dell'UE.

Le principali variabili esogene sono le variabili demografiche ed economiche. L'evoluzione della popolazione e del Prodotto Interno Lordo sono comuni ai due scenari, che si distinguono, invece, per via di due diverse ipotesi di adattamento alle politiche economico-energetiche, nonché alle politiche ambientali da parte degli attori del sistema.

Le simulazioni prevedono che gli scenari seguano con cadenza annuale l'evoluzione del sistema energetico italiano dal 2015 al 2030. Il 2014 è l'ultimo anno per cui si hanno dati a consuntivo. I dati per il 2015 sono dei pre-consuntivi stimati dall'AIEE sulla base delle pubblicazioni statistiche 2016 del MiSE e di Terna.

Il modello AIEE prevede un percorso comune nei due scenari nel periodo 2016-2020, per via del fatto che non si crede che le nuove politiche eventualmente attuate da qui ai prossimi quattro anni possano avere un impatto decisivo sul sistema energetico. Il modello assume, dunque, che i fattori di mercato e quelli tecnologici seguano un andamento tendenziale o inerziale.

Il numero di abitanti in Italia al 2020, 2025 e 2030 è tratto dalle proiezioni PRIMES 2015 della Commissione Europea¹¹. La popolazione al 2020 risulterebbe in leggero aumento (+0,4% annuo) rispetto al 2015, superando i 62 milioni. Al 2030 si arriverebbe a 63 milioni di abitanti, con una crescita annua di poco inferiore (+0,3% all'anno).

I volumi di attività economica per settore e l'evoluzione del PIL 2016-2050 ipotizzati dall'AIEE sono in linea con quelli dei principali istituti economici nazionali ed internazionali. Si prevede un +0,8% annuo nel periodo 2015-2020, frutto della stentata ripresa economica dimostrata dall'Italia tanto nel 2015 quanto nel 2016 (le ultime proiezioni ISTAT dicono +0,8% sull'anno scorso). Il Paese è alle prese con notevoli difficoltà interne, ben rappresentate da 3 fondamentali indicatori: il lentissimo recupero dei consumi privati, la pesante crisi industriale iniziata nel 2008 e la fiacca dinamica degli investimenti. Non aiuta il quadro congiunturale internazionale caratterizzato dalle forti incertezze

¹⁰ Vedi (ISPRA, 2016).

¹¹ Vedi (Commissione Europea, 2016).

provenienti da fattori politici, come la *Brexit* e le tensioni nel quadrante medio-orientale, ed economici, come il rallentamento delle economie asiatiche e le recessioni dei paesi esportatori di materie prime.

Per il 2020-2030 si prevede una leggera accelerazione dell'attività economica fino all'1,0% annuo, più vicino alle dinamiche di lungo periodo dei paesi industrializzati. Tuttavia, il basso tasso di crescita sconta certamente la scarsa propensione all'espansione dimostrata dall'economia italiana negli ultimi 15 anni.

Il benessere individuale, rappresentato da un indicatore come il PIL pro-capite, risulterebbe in miglioramento, ad un tasso medio dello 0,4% per il periodo 2015-2020 e dello 0,7% per il 2020-2030, senza peraltro superare i livelli raggiunti prima della crisi del 2008.

Tab. 1.3 - Sintesi scenari del sistema energetico italiano

ECONOMIA			
	Popolazione	PIL	PIL pro capite
Anno/Periodo	Milioni	Miliardi € ₂₀₁₀	€ ₂₀₁₀
1990	56,7	1.318	23.256
1995	56,8	1.409	24.788
2000	56,9	1.556	27.327
2005	57,9	1.630	28.163
2010	59,2	1.605	27.108
2015	60,8	1.554	25.559
2020	62,1	1.617	26.037
2030	64,2	1.786	27.819
1990-95	0,1%	1,3%	1,3%
1995-00	0,0%	2,0%	2,0%
2000-05	0,3%	0,9%	0,6%
2005-10	0,5%	-0,3%	-0,8%
2010-15	0,5%	-0,6%	-1,2%
2015-20	0,4%	0,8%	0,4%
2020-30	0,3%	1,0%	0,7%

Fonti e settori

Il modello utilizzato dall'AIEE per l'elaborazione degli scenari presentati si basa su dati Eurostat.

Vengono considerati i seguenti settori di consumo e trasformazione dell'energia: *Trasformazioni (input), Trasformazioni (Output), Scambi, trasferimenti e ritorni, Consumi del settore energetico, Perdite di distribuzione, Usi non energetici, Consumi finali di energia, Usi termoelettrici, Consumi primari lordi*. Si considera inoltre la voce *Differenza statistica*.

Il modello considera 5 settori per gli usi finali dell'energia: *Agricoltura e pesca, Industria, Trasporti, Servizi, Residenziale*.

Le fonti di energia considerate negli usi finali sono: *solidi, prodotti petroliferi, gas* (gas naturale e derivati), *rifiuti*, per quanto riguarda le fonti non rinnovabili; *bioenergie, solare termico, geotermia*, per quanto riguarda le fonti rinnovabili. Sono considerate, inoltre, *l'energia elettrica ed il calore derivato* (da cogenerazione).

Per il settore elettrico, le fonti energetiche considerate sono: *solidi, liquidi, gas naturale, gas derivati, altre fonti e rifiuti*, per quanto riguarda le fonti non rinnovabili; *idroelettrico, bioenergie, solare fotovoltaico, eolico e geotermoelettrico*, per quanto riguarda le fonti rinnovabili. Sono considerati, inoltre, *i pompaggi*.

Lo scenario *Tendenziale AIEE*

Il primo scenario del sistema energetico italiano considerato è lo *Scenario "Tendenziale AIEE"*. Esso configura il settore energetico nell'ipotesi che le politiche attuali rimangano inalterate e che i mercati internazionali e nazionali, nonché lo sviluppo delle tecnologie, seguano gli attuali *trend*.

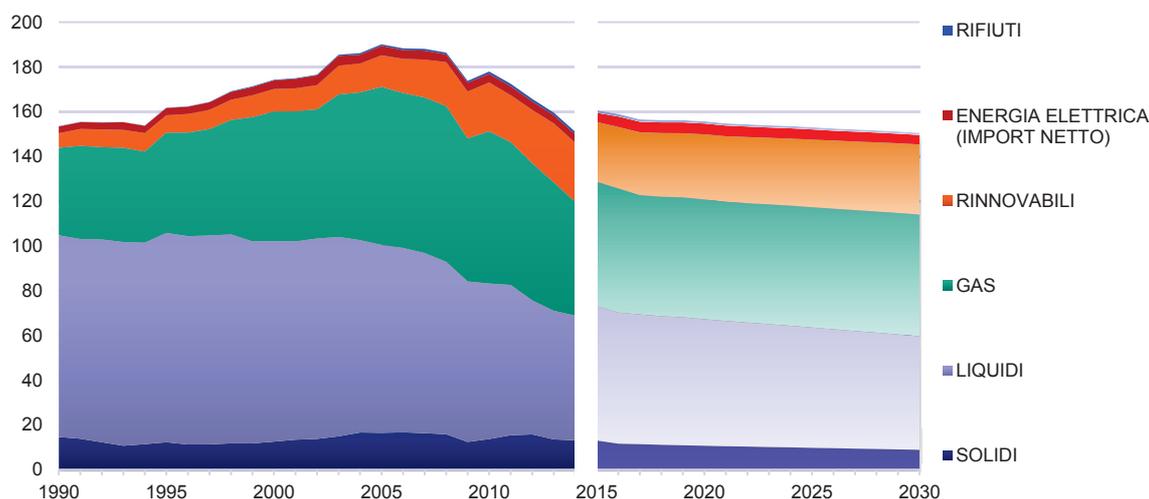
Lo scenario tendenziale, così come i *Reference scenarios* della Commissione Europea sono finalizzati ad evidenziare quali misure ed accorgimenti devono essere presi per indirizzare i sistemi energetici verso gli obiettivi preposti.

Nello scenario *Tendenziale AIEE* l'assunzione di base è che l'intensità energetica primaria, ovvero il rapporto tra consumi primari di energia ed il PIL, continui sul sentiero intrapreso nell'ultimo decennio. Il modello AIEE traduce tale assunzione in una variazione media annua di questo indicatore pari a -1,4% per il 2015-2020 e -1,3% per il 2020-2030.

Ne consegue una diminuzione dei consumi primari di energia di 5 Mtep al 2020 e di 9 Mtep al 2030 rispetto al livello raggiunto nel 2015. In pratica, nel 2020 si tornerebbe ai consumi precedenti al 1995, mentre al 2030 i consumi sarebbero pari a quelli del 1990.

Si ricorda che i consumi di energia, sia primaria che finale, riportati nelle tabelle sono al netto degli *Usi non energetici*, mentre nel grafico della domanda di energia primaria sono riportati i valori al lordo degli *Usi non energetici*.

Graf. 1.9 – Scenario *Tendenziale AIEE*: domanda di energia primaria per fonte in Italia (Mtep)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Tab. 1.4 - Scenario Tendenziale AIEE

ENERGIA		
Anno/Periodo	Consumi di energia primaria	Consumi finali di energia
	Tendenziale AIEE	Tendenziale AIEE
	Mtep	Mtep
1990	143	108
1995	152	115
2000	166	125
2005	181	137
2010	168	128
2015	153	117
2020	148	115
2030	144	110
1990-95	1,2%	1,2%
1995-00	1,7%	1,7%
2000-05	1,8%	1,9%
2005-10	-1,5%	-1,3%
2010-15	-1,9%	-1,9%
2015-20	-0,6%	-0,4%
2020-30	-0,3%	-0,4%

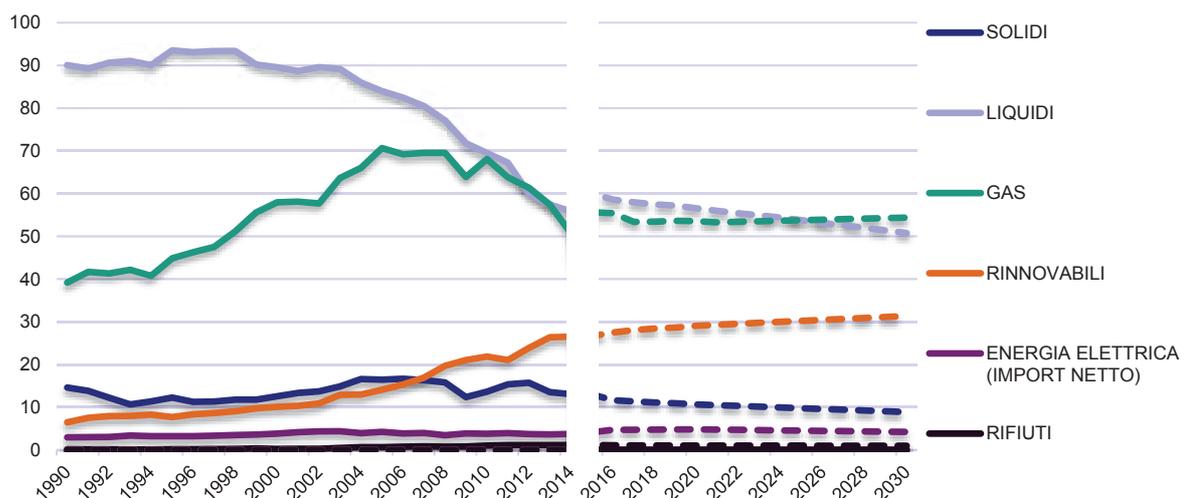
Per quanto riguarda le fonti primarie, lo scenario tendenziale offre poche novità, al netto della crescita delle fonti rinnovabili, che arriverebbero al 19% del *mix* nazionale al 2020 ed al 21% nel 2030. L'altra fonte in crescita sarebbe il gas, che difenderebbe la sua attuale quota al 2020 per poi finire al 36% del totale nel 2030.

In discesa l'olio ed il carbone, che finirebbero rispettivamente al 29% ed al 5% del *mix* primario, rispetto al 37% e 9% dell'ultimo consuntivo.

I consumi finali di energia sono previsti anch'essi in calo dai 117 Mtep attuali a 115 Mtep nel 2020 e 110 Mtep nel 2030. Ciò avverrebbe grazie alla riduzione delle intensità settoriali frutto dei processi di efficientamento energetico. Risparmi di

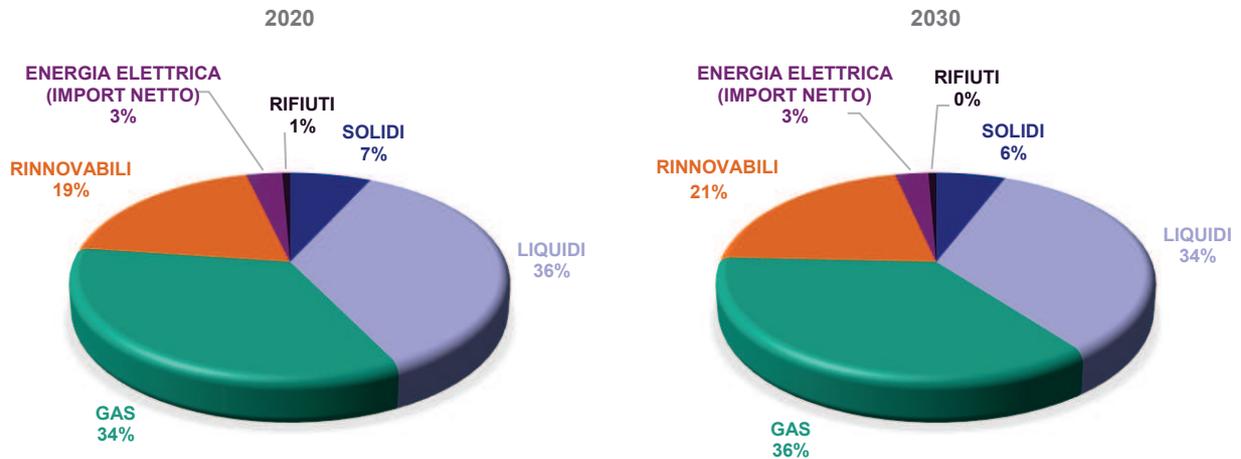
energia per usi finali sono previsti in quasi tutti i settori. Per l'*Agricoltura e pesca* essi diminuirebbero progressivamente fino ai 2,5 Mtep del 2030. Nell'*Industria* si conseguirebbero 1,3 Mtep di risparmio al 2030 rispetto all'ultimo consuntivo. Nel settore *Trasporti* il risparmio ammonterebbe a 1,8 Mtep, mentre per i *Servizi*, così come per il *Residenziale*, tali risparmi inizierebbero dopo il 2020 e non permetterebbero, comunque, di abbassarsi sotto la quota del 2014.

Graf. 1.10 – Scenario Tendenziale AIEE: consumi di energia per fonti primarie in Italia (Mtep)



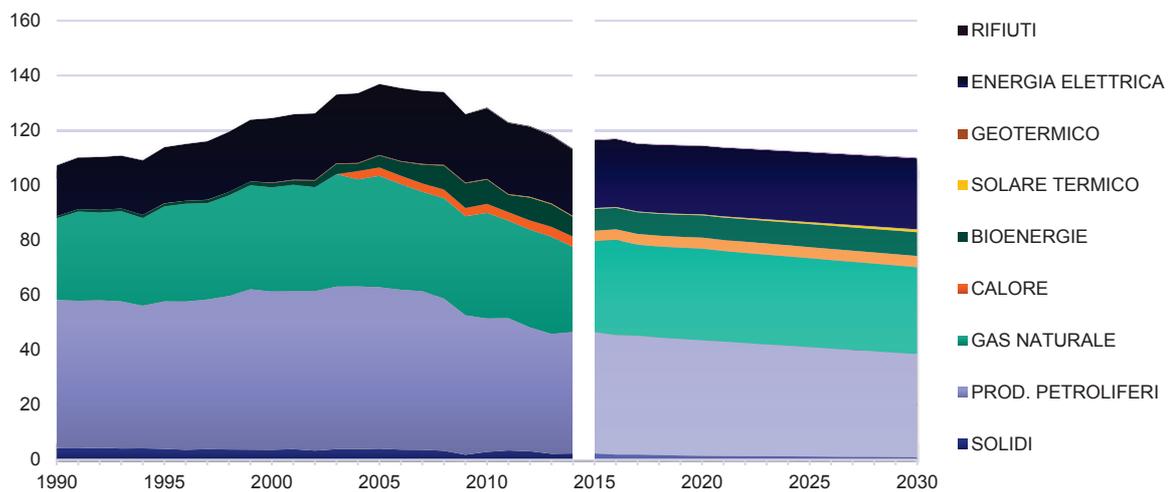
Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Graf. 1.11 – Scenario Tendenziale AIEE: mix delle fonti di energia primaria in Italia



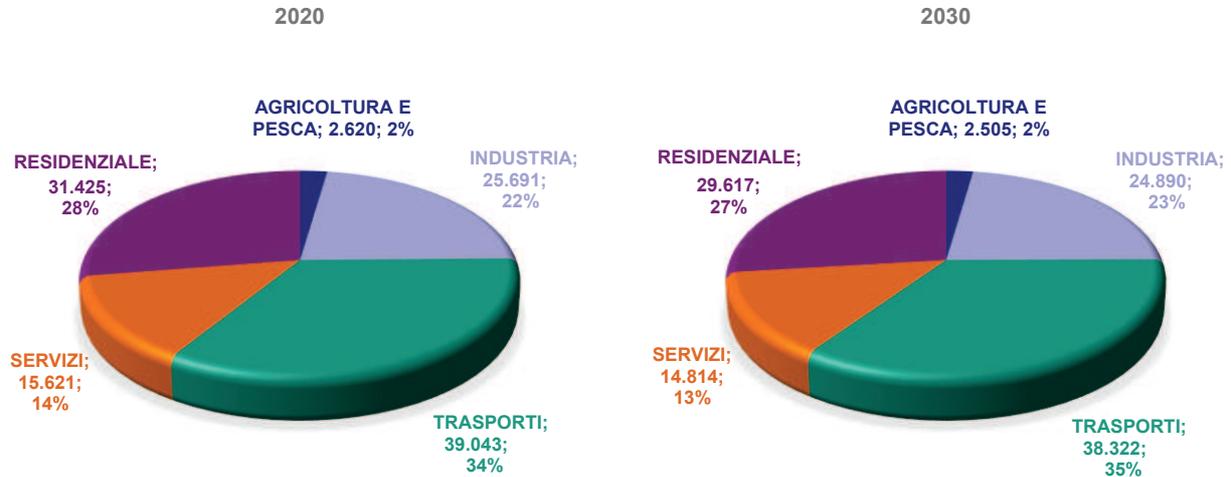
Fonte: AIEE

Graf. 1.12 – Scenario Tendenziale AIEE: consumi finali di energia per fonte in Italia (Mtep)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

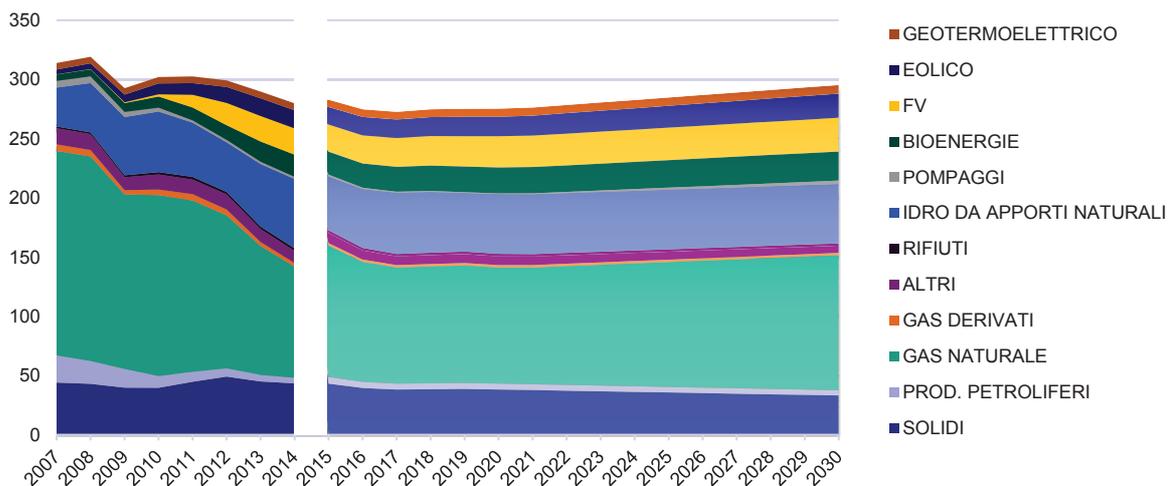
Graf. 1.13 – Scenario Tendenziale AIEE: consumi finali di energia per settore (ktep)



Fonte: AIEE

Il settore elettrico sarebbe interessato da un *trend* di crescita di lungo periodo, tuttavia non in grado di far tornare la richiesta ai livelli massimi storici del 2007 (340TWh). Al 2020 sono previsti 309 TWh di domanda lorda e 275 TWh di produzione lorda nazionale. Al 2030 i valori sarebbero, rispettivamente, di 319 e 292 TWh, vicini a quelli del 2013.

Graf. 1.14 – Scenario Tendenziale AIEE: produz. lorda di energia elettrica per fonte in Italia (TWh)

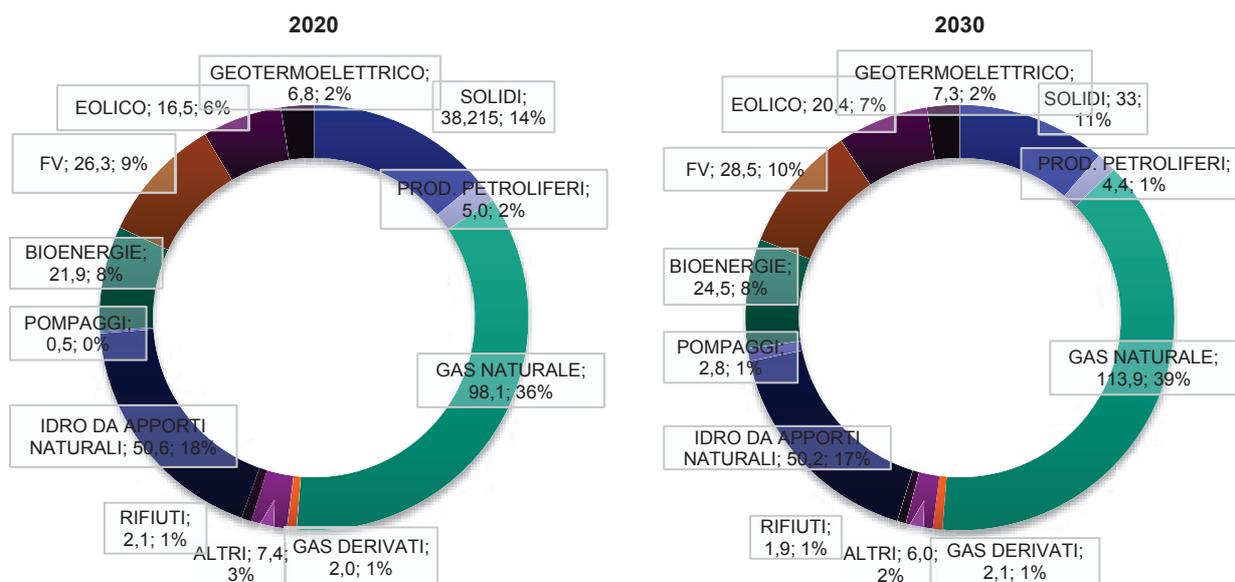


Fonte: elaborazioni su dati Terna

Una crescita lenta, spinta dal processo di penetrazione elettrica e contenuta dal continuo efficientamento degli usi finali dell'energia, che troverebbe le proprie basi nella ripresa del settore termoelettrico, atteso ad un contributo di 181 TWh al 2020 e 193 TWh al 2030, con il gas naturale principale fonte e unico responsabile della crescita del settore di generazione tradizionale, con una produzione di 98 TWh e 114 TWh nei due anni scelti come base per gli scenari. Si ricorda che la produzione lorda da gas naturale è arrivata al suo massimo nel 2007, anno in cui ha raggiunto i 173 TWh.

Le fonti rinnovabili sono date in crescita al 44,4% della produzione lorda (ma al netto dei pompaggi) al 2020 ed al 44,8% al 2030, rispetto al 38,7% del 2015. Al 2020 dovrebbero raggiungere i 122 TWh di produzione lorda, mentre al 2030 arriverebbero a 131 TWh, grazie agli apporti di nuova potenza fotovoltaica (prima 26 poi 29 TWh), eolica (da 17 a 19 TWh 2020-2030) e da bioenergie (22 e 25 TWh). In pratica, il maggiore contributo in termini di energia non porterebbe ad un significativo aumento della quota da rinnovabili della produzione nazionale di energia elettrica.

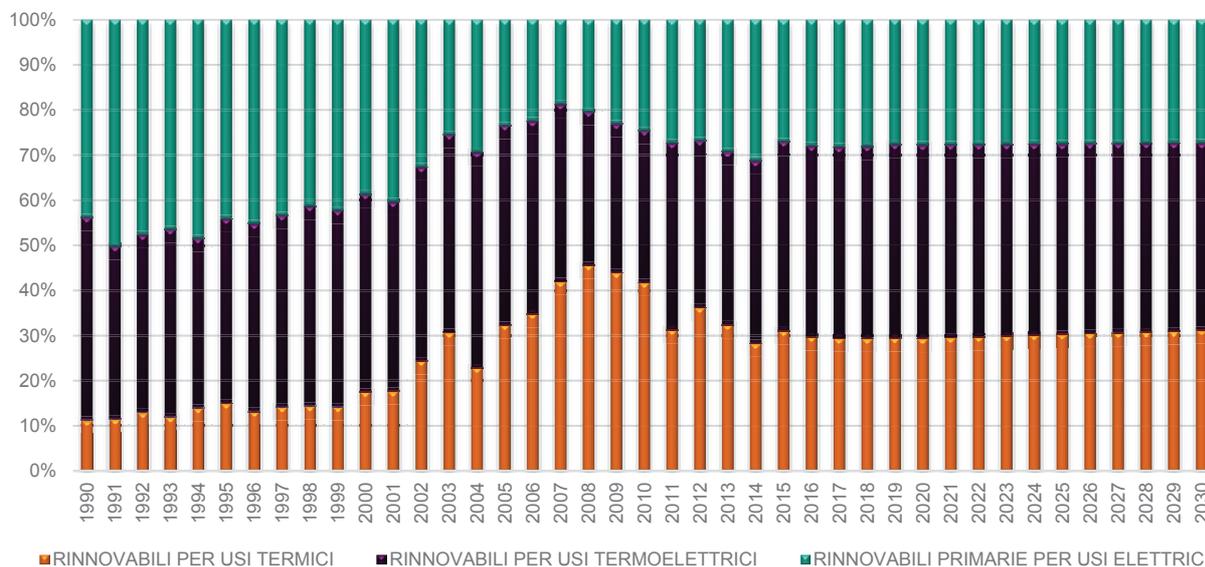
Graf. 1.15 – Scenario Tendenziale AIEE: prod. lorda di energia elettrica per fonte (TWh e % su tot.)



Fonte: AIEE

I consumi di energia elettrica da fonti rinnovabili non vedrebbero crescere la propria quota sul totale dei consumi di energia rinnovabile rispetto al 2015, rimanendo stabili appena sotto il 70%. Stabile anche la percentuale di rinnovabili ad uso termoelettrico, rappresentate da bioenergie e geotermoelettrico, entrambe vicino al 20%. Tra le rinnovabili termiche, le bioenergie perderebbero 2 punti percentuali, passando dal 30% del 2015 al 28 % del 2030, in favore soprattutto della fonte solare ed in seconda battuta della geotermia a bassa entalpia.

Graf. 1.16 – Scenario Tendenziale AIEE: usi delle fonti rinnovabili di energia (% su tot. rinnovabili)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

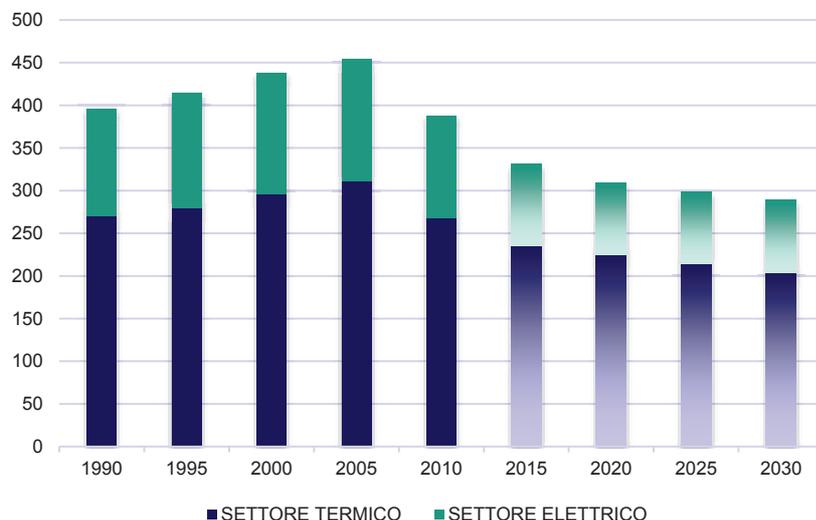
Con questi dati, le emissioni di gas serra del settore energetico italiano risulterebbero in calo dell'1,4% l'anno fino al 2020 e dello 0,7% l'anno dal 2020 al 2030. Si evidenzia una brusca frenata nel ritmo di decarbonizzazione del settore rispetto all'ultimo decennio, per via del fatto che nello scenario si è ipotizzata almeno una timida ripresa delle attività economiche, che contrasta con la recessione del periodo 2008-2014.

Tab. 1.5 - Scenario Tendenziale AIEE

Anno/Periodo	AMBIENTE		
	Emissioni CO ₂ settore energia	Emissioni CO ₂ settore elettrico	Emissioni CO ₂ settore termico
	Tendenziale AIEE	Tendenziale AIEE	Tendenziale AIEE
	Mt CO ₂	Mt CO ₂	Mt CO ₂
1990	396	126	270
1995	414	135	280
2000	438	142	296
2005	454	144	311
2010	388	120	268
2015	331	96	236
2020	310	85	225
2030	289	85	204
1990-95	0,9%	1,3%	0,7%
1995-00	1,1%	1,0%	1,1%
2000-05	0,8%	0,3%	1,0%
2005-10	-3,1%	-3,5%	-2,9%
2010-15	-3,1%	-4,4%	-2,5%
2015-20	-1,4%	-2,4%	-0,9%
2020-30	-0,7%	0,1%	-1,0%

Secondo lo scenario *Tendenziale AIEE* al 2030 si riuscirebbe ad erodere un'ulteriore quota di importazioni di energia. L'indice di dipendenza energetica, calcolato al netto delle esportazioni, della variazione delle scorte e dei bunkeraggi, passerebbe, infatti, dall'attuale 77% al 75% nel 2020 ed al 73% al 2030.

La frazione di usi finali rappresentata dall'energia elettrica continuerebbe il suo *trend* di crescita lineare di lungo periodo per arrivare al 24% al 2030, rispetto al 21% stimato per il 2015. In salita risulterebbero tutti gli indici settoriali, ad esclusione del *Residenziale*.

Graf. 1.17 – Scenario Tendenziale AIEE: emissioni di CO₂ del settore energetico in Italia (Mt CO₂)


Fonte: AIEE

I risparmi di energia primaria dovuti al calo dell'intensità energetica dell'economia possono essere quantificati in 11 Mtep l'anno al 2020 e 32 Mtep al 2030. Il calcolo viene effettuato moltiplicando il futuro PIL per l'intensità energetica del 2015 e confrontando i consumi così ottenuti con i consumi previsti. Ciò significa che in assenza di efficientamento energetico e di cambiamenti strutturali dell'economia, il fabbisogno energetico sarebbe più alto del 7% al 2020 e del 21% al 2030 (anno base 2015).

Tab. 1.6 - Scenario Tendenziale AIEE

INDICATORI							
	Dipendenza energetica	Penetrazione elettrica	Risparmio di energia primaria	Consumi energetici primari pro capite	Intensità energetica del PIL	Intensità carbonica del PIL	Intensità carbonica dell'energia
	Tendenziale AIEE	Tendenziale AIEE	Tendenziale AIEE	Tendenziale AIEE	Tendenziale AIEE	Tendenziale AIEE	Tendenziale AIEE
Anno/Periodo			Mtep	tep/ab	tep/M€ ₂₀₁₀	t CO ₂ /M€ ₂₀₁₀	t CO ₂ /tep
1990	84%	17%	-13	2,5	109	300	2,8
1995	82%	18%	-13	2,7	108	294	2,7
2000	84%	19%	-13	2,9	107	281	2,6
2005	84%	19%	-21	3,1	111	279	2,5
2010	82%	20%	-11	2,8	105	242	2,3
2015	77%	21%	0	2,5	98	213	2,2
2020	75%	22%	11	2,4	92	191	2,1
2030	73%	24%	32	2,2	81	162	2,0
1990-95				1,2%	-0,1%	-0,4%	-0,3%
1995-00				1,7%	-0,2%	-0,9%	-0,6%
2000-05				1,5%	0,9%	-0,2%	-1,1%
2005-10				-1,9%	-1,2%	-2,8%	-1,6%
2010-15				-2,4%	-1,3%	-2,5%	-1,2%
2015-20				-1,0%	-1,4%	-2,1%	-0,8%
2020-30				-0,6%	-1,3%	-1,7%	-0,4%

Gli indici di prestazione ambientale dell'economia e dell'energia si muoverebbero su binari paralleli. Al 2020 si prevede una riduzione della velocità della decarbonizzazione dell'economia e la stessa cosa dovrebbe accadere per il periodo 2020-2030. Il discorso non cambierebbe per il processo di decarbonizzazione del settore energetico, che risulterebbe, comunque, più lento, come è stato finora, fatta eccezione per il periodo 2000-2005.

Rispetto agli obiettivi europei al 2020 e 2030, lo scenario *Tendenziale AIEE* offre delle importanti constatazioni. Con le politiche attuali e senza ulteriori sforzi, l'Italia supererebbe con ampio margine il *target* di risparmio energetico al 2020. I 148 Mtep di consumi primari previsti vanno confrontati con i 167 Mtep, corrispondenti all'obiettivo di efficienza del 20% sulle proiezioni PRIMES 2008.

Anche sul fronte "rinnovabili" il raggiungimento degli obiettivi europei del "Pacchetto clima e energia 20-20-20" non creerebbe alcun problema. Il totale dei consumi da FER, coprirebbe il 19% dei Consumi Finali Lordi (CFL¹²), ben al di sopra del 17% richiesto all'Italia.

Anche per quanto riguarda le emissioni di gas serra, il settore energetico avrebbe fatto, ampiamente, la sua parte. Rispetto al 1990, il taglio sarebbe del 22% e, rispetto al 2005, del 32%. L'obiettivo europeo prevede per l'Italia una riduzione del 18% rispetto al 2005.

Tab. 1.7 - Scenario Tendenziale AIEE

OBIETTIVI EUROPEI			
	Efficienza energetica su PRIMES 2008	FER su CFL	Riduzione emissioni su 1990
	Tendenziale AIEE	Tendenziale AIEE	Tendenziale AIEE
Anno/Periodo			
1990			-
1995			5%
2000			10%
2005			15%
2010	-10%	13%	-2%
2015	-23%	18%	-16%
2020	-29%	19%	-22%
2030	-34%	22%	-27%

Al 2030 il quadro cambierebbe sostanzialmente. L'Italia, nell'ipotesi di crescita del PIL dell'1,0% all'anno, non sarebbe del tutto in linea con quanto richiesto dai nuovi indirizzi di politica energetica e ambientale comunitaria. Partendo dai consumi primari di energia, la previsione di 144 Mtep rimarrebbe al di sotto dei 160 Mtep richiesti, se fosse assegnato all'Italia il 27% di risparmio rispetto alle proiezioni PRIMES 2008.

Le fonti rinnovabili arriverebbero al 22%, quota non sufficiente rispetto al 27% richiesto, per ora, a livello congiunto dall'UE.

¹² Per la metodologia di calcolo dei CFL si rimanda alla normativa europea di riferimento.



Le emissioni di gas serra del settore energetico, invece, non riuscirebbero a stare sotto i 238 milioni di tonnellate, equivalenti ad un taglio del 40% rispetto al livello del 1990, ma si attesterebbero a 289 Mt, del solo 27% in meno rispetto all'anno scelto come base.

L'Italia dimostra di essere sul sentiero tracciato dall'Unione Europea sul fronte della decarbonizzazione del sistema energetico. La scarsa attitudine alla crescita della sua economia ha contribuito in modo sostanziale a questo risultato, ma l'efficientamento negli usi energetici e la straordinaria espansione delle fonti rinnovabili fin qui ottenuti hanno fatto il resto.

Mantenendo le politiche attualmente in campo e nell'ipotesi di una crescita economica che non superi lo 0,8% l'anno, gli obiettivi 20-20-20 sarebbero ampiamente centrati, perlopiù grazie alla spinta al contenimento dei consumi che garantisce l'andamento tendenziale dell'intensità energetica del Paese.

Per il 2030, invece, se si vuole centrare l'obiettivo del taglio alle emissioni, unico vincolante per ogni Stato Membro, l'Italia dovrà fare di più. Tre sono i terreni su cui si potrà muovere: maggiore ricorso a fonti meno inquinanti (gas in sostituzione di olio e carbone), maggiore penetrazione delle rinnovabili, maggiore efficienza energetica.

Lo scenario UE-2030

Il secondo scenario del sistema energetico italiano considerato è lo Scenario “UE-2030”. La simulazione consente di evidenziare quali cambiamenti sono necessari per raggiungere tutti gli obiettivi climatico-energetici al 2030 che saranno imposti dall’Unione Europea ai propri membri.

La riduzione delle emissioni, non solo quelle derivanti dal settore energetico, è prevista al 40% rispetto al livello del 1990. Si tratta dell’unico obiettivo vincolante, che, tuttavia, dovrà essere rivisto in sede di condivisione dello sforzo tra i singoli Stati (*effort sharing*). Nello scenario presentato, l’obiettivo del 40% viene riferito al sistema energetico, senza distinzione tra settori soggetti a ETS e non.

Gli altri due obiettivi riguardano il risparmio energetico e le fonti rinnovabili. I consumi di energia primaria non dovranno superare il livello inferiore del 27% rispetto alle proiezioni eseguite con modello PRIMES 2008 dalla Commissione Europea. Ciò si traduce in una soglia di 160 Mtep sopra la quale non si dovrebbe andare. Lo stesso 27% lo si ritrova per le FER, ed è pari al contributo richiesto a queste fonti sui Consumi Finali Lordi.

Con lo Scenario “UE-2030” viene proposta una via percorribile per raggiungere l’obiettivo di abbattimento delle emissioni del sistema energetico italiano. La verifica del raggiungimento degli altri due obiettivi, non vincolanti, è fornita in via secondaria.

Si ricorda che i consumi di energia, sia primaria che finale, riportati nelle tabelle sono al netto degli Usi non energetici, mentre nel grafico della domanda di energia primaria sono riportati i valori al lordo degli Usi non energetici.

Tab. 1.8 - Scenario UE-2030

ENERGIA				
Anno/Periodo	Consumi di energia primaria		Consumi finali di energia	
	UE-2030		UE-2030	
	Mtep		Mtep	
1990		143		108
1995		152		115
2000		166		125
2005		181		137
2010		168		128
2015		153		117
2020		148		115
2030		133		104
1990-95		1,2%		1,2%
1995-00		1,7%		1,7%
2000-05		1,8%		1,9%
2005-10		-1,5%		-1,3%
2010-15		-1,9%		-1,9%
2015-20		-0,6%		-0,4%
2020-30		-1,0%		-0,9%

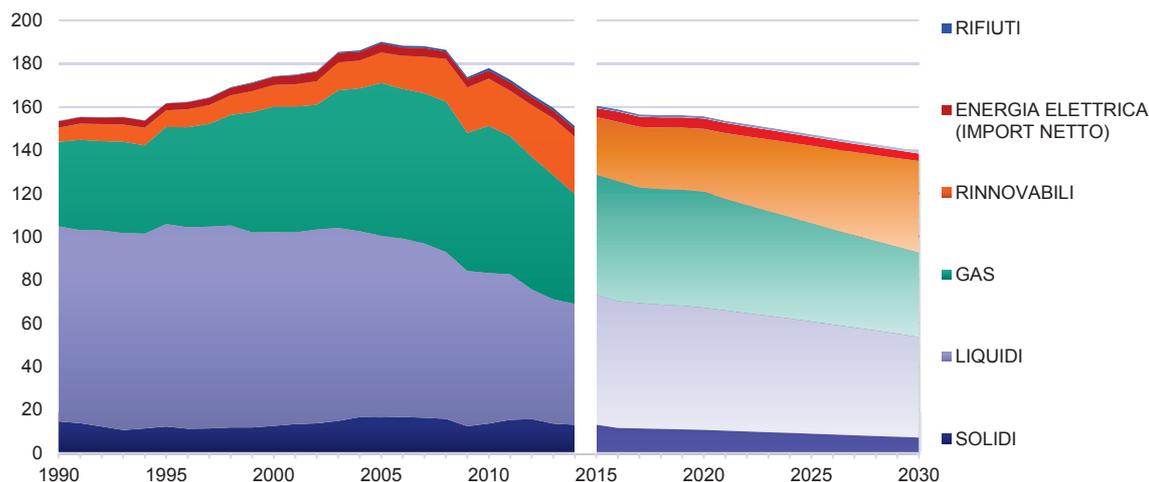
Nello Scenario UE-2030 si propone un mix di efficienza energetica e di penetrazione delle fonti rinnovabili, entrambi coadiuvati dalla forte penetrazione del vettore elettrico negli usi finali.

Nonostante la crescita del PIL, l’Italia dovrà essere in grado di contenere i propri consumi di energia. Si dovrà partire dai 148 Mtep di energia primaria previsti al 2020 dal modello di simulazione tendenziale ed arrivare ai 134 Mtep al 2030, livello inferiore anche a quello del 1990.

La decarbonizzazione spinta del settore elettrico farebbe sì che il fabbisogno

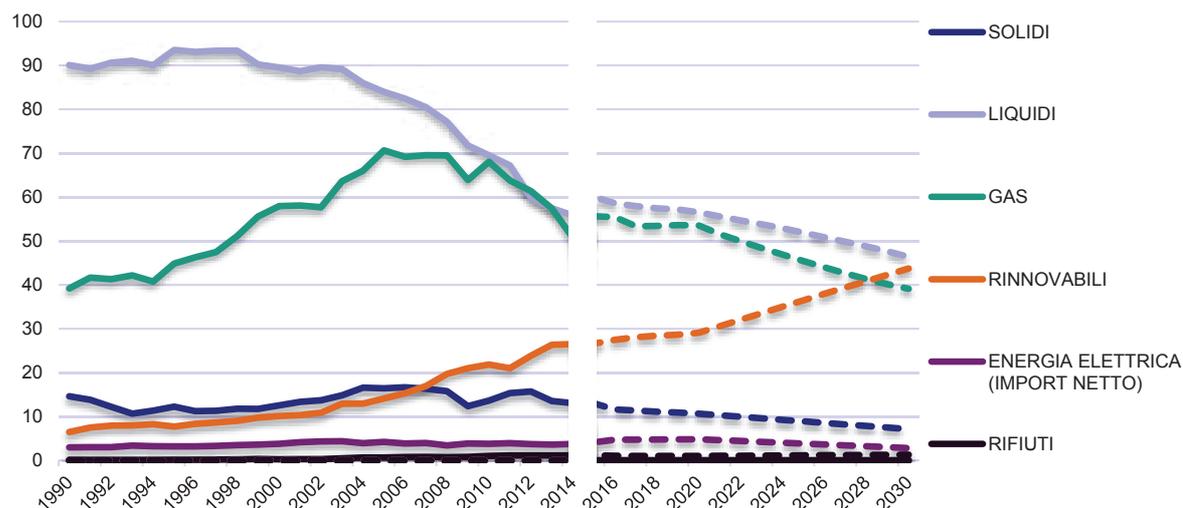
primario scenda più velocemente del fabbisogno per usi finali. Ciò avverrebbe in conseguenza del maggior contributo da parte delle fonti rinnovabili primarie e del miglioramento dell'efficienza di trasformazione.

Graf. 1.18 – Scenario UE-2030: domanda lorda di energia primaria per fonte in Italia (Mtep)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

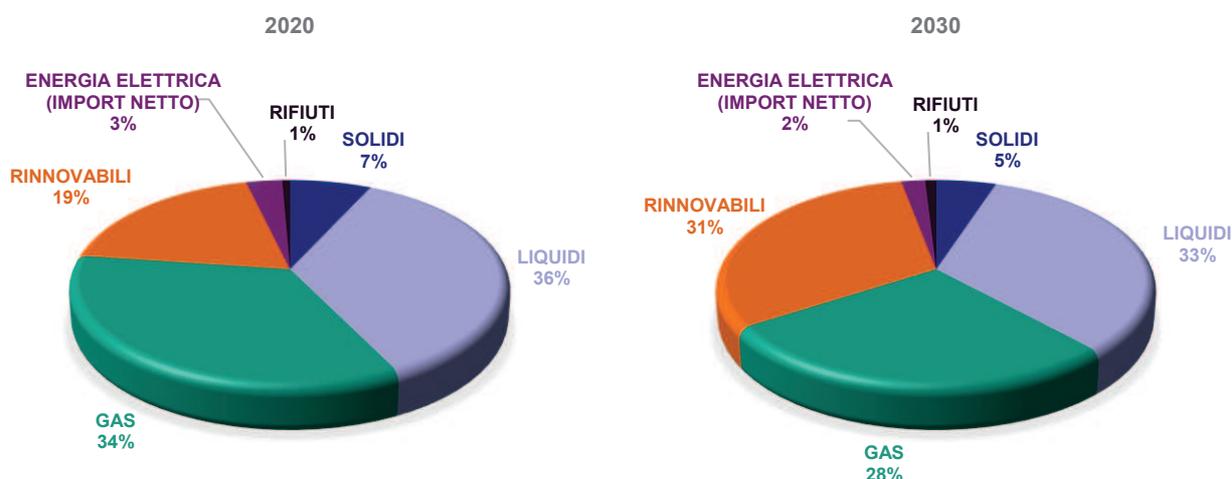
Graf. 1.19 – Scenario UE-2030: consumi di energia per fonti primarie in Italia (Mtep)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Il mix delle fonti di energia primaria dovrà favorire nettamente le FER. Dal 19% del 2020 si dovrà passare ad oltre il 30% al 2030. La quota persa dai combustibili gassosi sarebbe la maggiore, poiché si accorderebbe al settore termoelettrico il compito di accelerare la trasformazione piuttosto che al settore dei trasporti. Si passerebbe, così, dal 34% al 28%. Solidi e liquidi dovrebbero alleggerire il proprio peso di 2 e 3 punti percentuali rispettivamente. L'import netto di energia elettrica calerebbe dal 3% al 2%, mentre il peso dei rifiuti rimarrebbe inalterato.

Graf. 1.20 – Scenario UE-2030: mix delle fonti di energia primaria in Italia



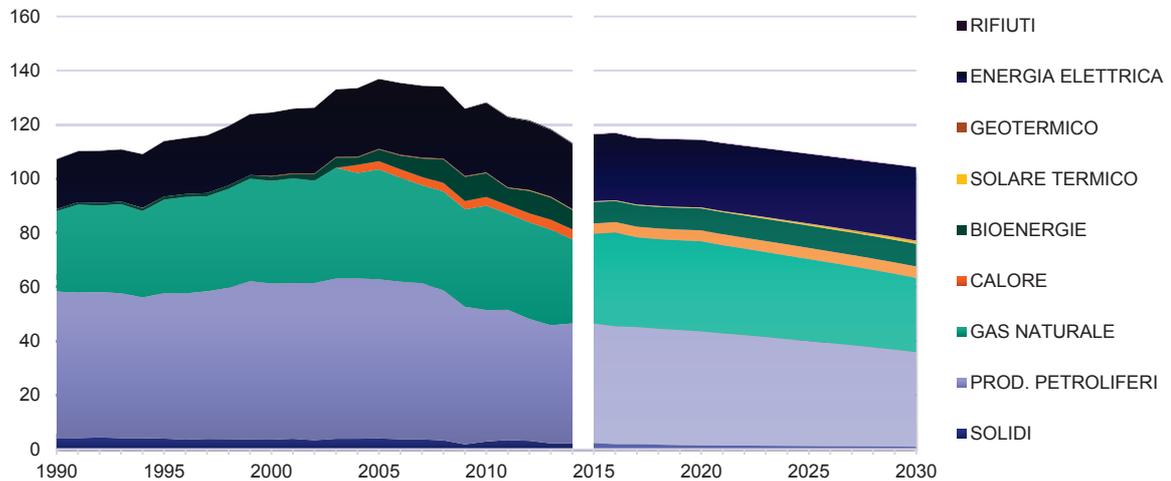
Fonte: AIEE

I consumi finali di energia sono previsti in calo dai 115 Mtep del 2020 ai 104 Mtep del 2030. Tutti i settori sarebbero chiamati ad una spinta verso l'efficienza, con un contributo di risparmio attorno al 10% rispetto al livello di consumo raggiunto nel 2015.

Il settore primario dovrebbe continuare a muoversi sull'attuale *trend* negativo, aggiungendo nuove soluzioni in grado di contenere i consumi di energia nelle coltivazioni e gli allevamenti.

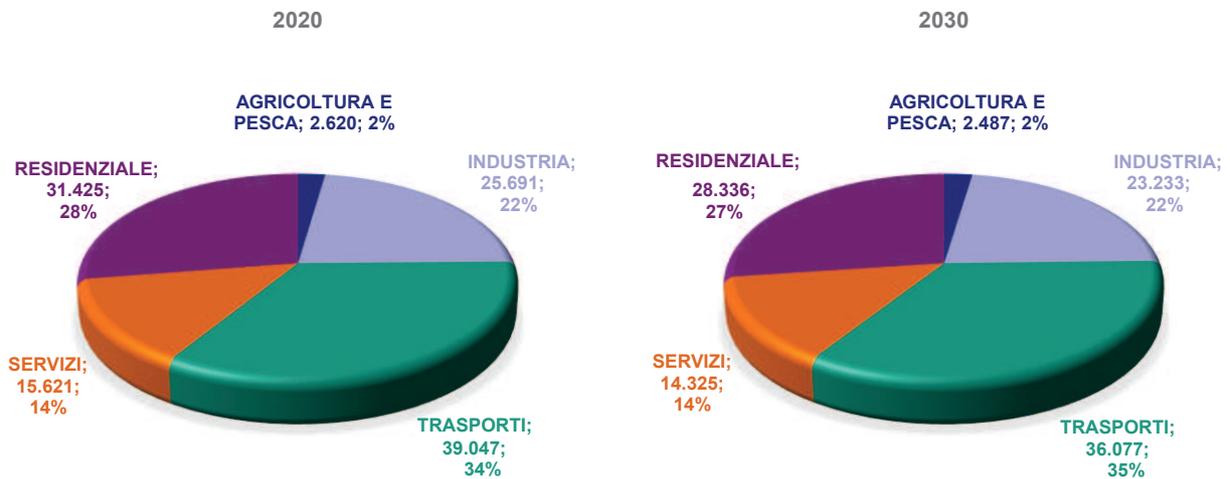
Le attività industriali dovranno concentrare gli sforzi per diminuire i consumi del 9% nonostante l'ipotizzata ripresa economica. Sono previsti investimenti negli impianti per trasformare i processi e spesa nella ricerca e sviluppo di nuovi prodotti a minore impatto energetico. La penetrazione elettrica nel settore, il cui indice passerebbe dal 37% del 2014 al 44% del 2030, costituirebbe un volano per l'efficienza energetica, vista la tendenza ad incorporare tecnologie ad alimentazione elettrica in sostituzione delle tecnologie a fonte termica che accompagna il processo di accumulazione di capitale.

Graf. 1.21 – Scenario UE-2030: consumi finali di energia per fonte in Italia (Mtep)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Graf. 1.21 – Scenario UE-2030: consumi finali di energia per settore (ktep)



Fonte: AIEE

Secondo il modello ideato dall'AIEE per la mobilità elettrica, il settore *Trasporti* sarebbe coinvolto in un solido processo di efficientamento. Da una parte, potrebbero contare le politiche di disincentivo agli spostamenti privati e la promozione del trasporto pubblico. Dall'altra, le auto elettriche garantirebbero un notevole risparmio di energia rispetto all'auto tradizionale.

Anche al settore *Servizi* sarà richiesto un importante sforzo per la riduzione del proprio fabbisogno energetico, data la crescita del volume di attività ipotizzata dal modello. Razionalizzazione degli usi energetici negli uffici e nuove tecnologie per i restanti tipi di attività incluse in questo settore sarebbero le leve sulle quali puntare.

Infine, al settore *Residenziale* spetterebbe un discreto contributo in termini di efficientamento, superiore ai 4 Mtep rispetto ai livelli attuali (stima 2015). Ciò potrà avvenire grazie a diverse soluzioni, come l'adozione della contabilizzazione del calore nei condomini, già prevista per legge, gli interventi sull'involucro edilizio, la sostituzione degli apparecchi termici ed elettrici obsoleti.

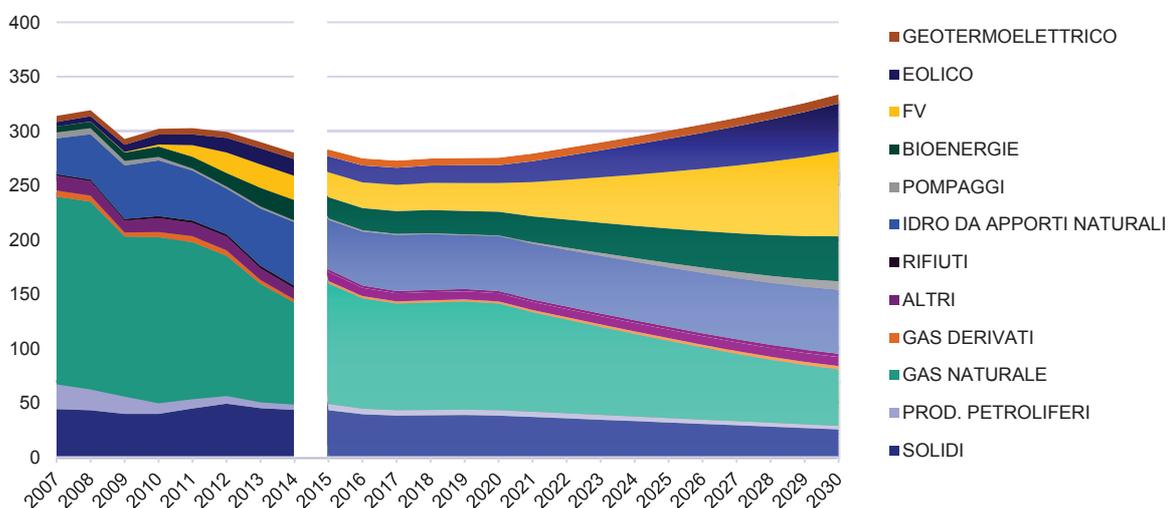
Tab. 1.9 - Scenario UE-2030

EFFICIENZA NEGLI USI FINALI													
Anno/Periodo	Totale		Agricoltura e pesca		Industria		Trasporti		Servizi		Residenziale		
	UE-2030		UE-2030		UE-2030		UE-2030		UE-2030		UE-2030		
	Mtep	% su 2015	Mtep	% su 2015	Mtep	% su 2015	Mtep	% su 2015	Mtep	% su 2015	Mtep	% su 2015	
1990	107,3		3,1		35,8		34,2		8,2		26,1		
1995	114,0		3,3		36,0		38,6		9,8		26,3		
2000	124,6		3,2		39,7		42,5		11,5		27,6		
2005	137,0		3,3		39,9		44,8		15,1		33,9		
2010	128,3		2,9		31,3		41,7		17,0		35,4		
2015	116,4		2,8		25,6		40,0		15,7		32,4		
2020	114,4	-2%	2,6	-7%	25,7	0%	39,0	-2%	15,6	0%	31,4	-3%	
2030	104,5	-10%	2,5	-12%	23,2	-9%	36,1	-10%	14,3	-9%	28,3	-12%	
1990-95	1,2%		0,9%		0,1%		2,4%		3,7%		0,2%		
1995-00	1,8%		-0,5%		2,0%		2,0%		3,3%		0,9%		
2000-05	1,9%		1,0%		0,1%		1,1%		5,5%		4,2%		
2005-10	-1,3%		-2,4%		-4,7%		-1,4%		2,4%		0,9%		
2010-15	-1,9%		-0,8%		-3,9%		-0,9%		-1,6%		-1,8%		
2015-20	-0,3%		-1,5%		0,1%		-0,5%		0,0%		-0,6%		
2020-30	-0,9%		-0,5%		-1,0%		-0,8%		-0,9%		-1,0%		

Al settore elettrico sarebbe richiesto un forte rilancio a sostegno della nuova richiesta di energia elettrica proveniente da tutti i settori finali. Dai 309 TWh che tendenzialmente dovrebbero essere raggiunti al 2020, si passerebbe così, ai 333 TWh del 2030, corrispondenti ad un livello leggermente inferiore a quello del 2011.

Ciò non dovrebbe preoccupare per ciò che riguarda le infrastrutture e le reti, quanto per l'impatto delle nuove fonti di energia che sarebbero chiamate a produrre sulla sicurezza del sistema. Il settore termoelettrico tradizionale, se si esclude il contributo del biometano, dovrebbe recitare un ruolo di secondo piano per fare spazio alle fonti rinnovabili primarie. La produzione da impianti termici, esclusi quelli alimentati da bioenergie, dovrebbero passare dai 153 TWh previsti per il 2020 ai 95 TWh nel 2030. Le fonti fossili, come carbone e prodotti petroliferi, perderebbero circa un 40% della loro produzione termoelettrica rispetto ai livelli del 2015, mentre il gas naturale oltre il 50%. Non ci sarebbe, dunque, spazio per alcuna "transizione" a gas, fonte, per quanto meno inquinante, più costosa del carbone.

Graf. 1.22 – Scenario UE-2030: produzione lorda di energia elettrica per fonte in Italia (TWh)

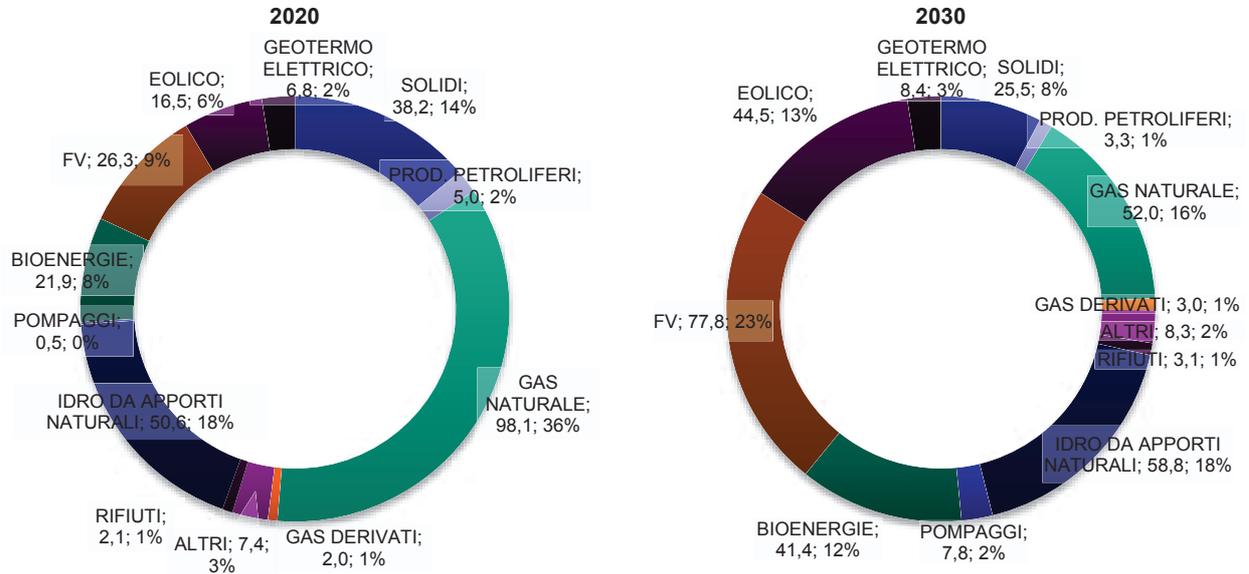


Fonte: elaborazioni su dati Terna

Di converso, è previsto più che un raddoppio della produzione lorda da FER, dai 109 TWh del 2015 ai 231 TWh del 2030. Fondamentale sarebbe la crescita del solare, atteso ad un apporto aggiuntivo di oltre 50 TWh in 10 anni. L'eolico dovrebbe sfiorare i 45 TWh, superando così le bioenergie, di poco sopra i 40 TWh. All'idroelettrico spetterebbe una lieve crescita rispetto alle ultime medie pluriennali ed anche il potenziale geotermoelettrico dovrebbe essere sfruttato per un 36% in più rispetto al 2015. Il contributo lordo da FER dovrebbe toccare quota 71% sul totale.

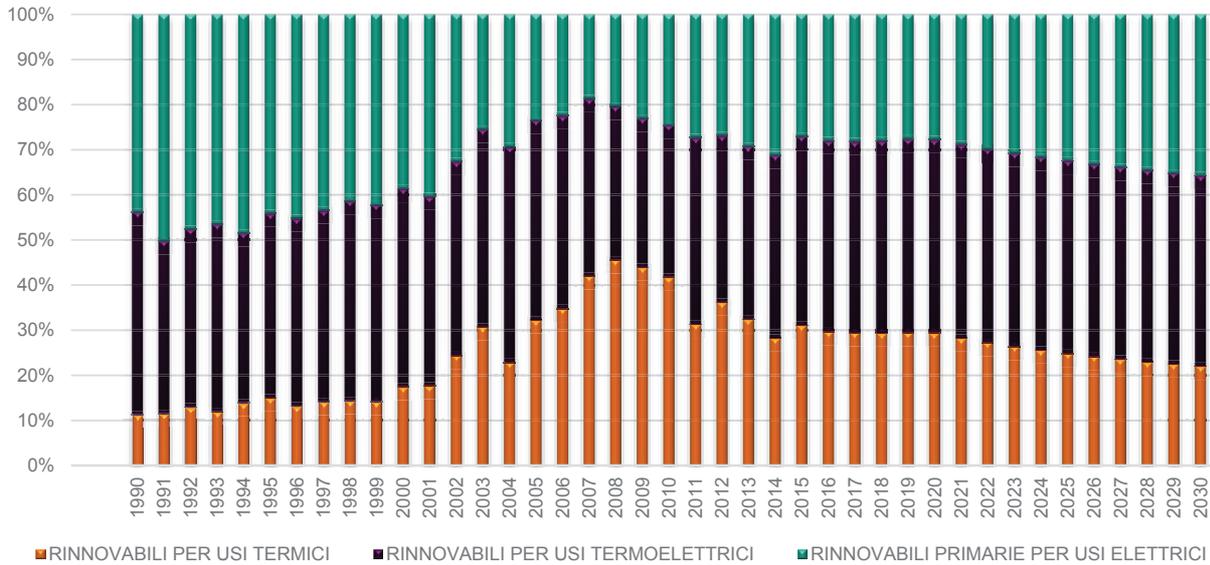
Dato questo *mix* di fonti, con un'alta percentuale di non programmabili (fotovoltaico ed eolico al 36% complessivo), un ruolo importante per la sicurezza del sistema elettrico sarebbe attribuito agli stoccaggi e quindi ai pompaggi, fatta salva la possibilità di interscambio con l'estero per la gestione delle deficienze ed eccedenze stagionali.

Graf. 1.23 – Scenario UE-2030: produzione lorda di energia elettrica per fonte (TWh e % su tot.)



Fonte: AIEE

Graf. 1.24 – Scenario UE-2030: usi delle fonti rinnovabili di energia (% su tot. rinnovabili)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Tab. 1.10 - Scenario UE-2030

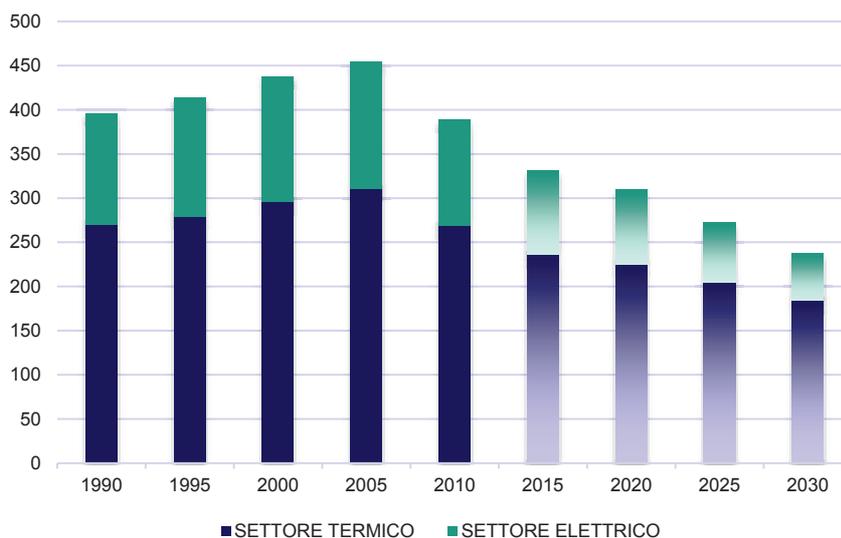
AMBIENTE			
	Emissioni CO ₂ settore energia	Emissioni CO ₂ settore elettrico	Emissioni CO ₂ settore termico
	UE-2030	UE-2030	UE-2030
Anno/Periodo	Mt CO ₂	Mt CO ₂	Mt CO ₂
1990	396	126	270
1995	414	135	280
2000	438	142	296
2005	454	144	311
2010	388	120	268
2015	331	96	236
2020	310	85	225
2030	238	54	184
1990-95	0,9%	1,3%	0,7%
1995-00	1,1%	1,0%	1,1%
2000-05	0,8%	0,3%	1,0%
2005-10	-3,1%	-3,5%	-2,9%
2010-15	-3,1%	-4,4%	-2,5%
2015-20	-1,4%	-2,4%	-0,9%
2020-30	-2,6%	-4,5%	-2,0%

I consumi di energia elettrica da fonti rinnovabili primarie vedrebbero, dunque, crescere la propria quota sul totale delle fonti rinnovabili dal 27% del 2015 al 36% del 2030. Le fonti rinnovabili termoelettriche rimarrebbero stabili al 42%, con un forte aumento delle bioenergie, dovuto all'introduzione del biometano nel settore. Le rinnovabili termiche vedrebbero calare il proprio peso dal 31% del 2015 al 22% del 2030, nonostante la moderata crescita delle nuove fonti quali il solare e la geotermia a bassa entalpia.

Con questi dati, le emissioni di gas serra del settore energetico italiano risulterebbero in calo del 2,6% all'anno dal 2021 al 2030, ritmo comunque inferiore rispetto al periodo 2005-2015. Il maggiore sforzo sarà compiuto dal settore elettrico. Secondo lo scenario delineato,

nel terzo decennio del secolo, il taglio alle emissioni provenienti dai questo comparto avverrà ad un tasso del -4,5% all'anno, comparabile con il -4,4% del quinquennio 2011-2015.

Graf. 1.25 – Scenario UE-2030: emissioni di CO₂ del settore energetico in Italia (Mt CO₂)



Fonte: AIEE

Secondo lo scenario *UE-2030* al 2030, la quota di importazioni di energia sarebbe ridotta significativamente. L'indice di dipendenza energetica, calcolato al netto delle esportazioni della variazione delle scorte e dei bunkeraggi, passerebbe, infatti, dall'attuale 77% al 75% nel 2020 ed al 64% al 2030.

Il *trend* di crescita lineare di lungo periodo dell'indice di penetrazione elettrica verrebbe abbandonato, con un'accelerazione nel

decennio 2020-2030 che lo porterebbe al 26%, rispetto al 24% tendenziale. I cambiamenti più radicali sarebbero ottenuti nel settore *Trasporti*, il cui indice dovrebbe passare dall'attuale 2% al 6% in seguito alla massiccia introduzione dell'auto elettrica nel mercato (vedi paragrafo successivo). Ma anche gli altri settori finali saranno chiamati ad aumentare la quota di energia elettrica sul totale dei consumi rispetto ai livelli iniziali. Gli incrementi sarebbero compresi tra i 7 punti percentuali dell'*Industria*, che parte da un 37% iniziale, ed i 3 punti del *Residenziale*, che dovrà invertire l'attuale *trend* decrescente.

I risparmi di energia primaria dovuti al calo dell'intensità energetica dell'economia possono essere quantificati in 11 Mtep l'anno al 2020 e 42 Mtep al 2030. Il calcolo viene effettuato moltiplicando il futuro PIL per l'intensità energetica del 2015 e confrontando i consumi così ottenuti con i consumi previsti. Ciò significa che in assenza di efficientamento energetico e di cambiamenti strutturali dell'economia, il fabbisogno energetico sarebbe più alto del 7% al 2020 e del 27% al 2030 (anno base 2015).

Tab. 1.11 - Scenario UE-2030

INDICATORI							
	Dipendenza energetica	Penetrazione elettrica	Risparmio di energia primaria	Consumi energetici primari pro capite	Intensità energetica del PIL	Intensità carbonica del PIL	Intensità carbonica dell'energia
	UE-2030	UE-2030	UE-2030	UE-2030	UE-2030	UE-2030	UE-2030
Anno/Periodo			Mtep	tep/ab	tep/M€ ₂₀₁₀	t CO ₂ /M€ ₂₀₁₀	t CO ₂ /tep
1990	84%	17%	-13	2,5	109	300	2,8
1995	82%	18%	-13	2,7	108	294	2,7
2000	84%	19%	-13	2,9	107	281	2,6
2005	84%	19%	-21	3,1	111	279	2,5
2010	82%	20%	-11	2,8	105	242	2,3
2015	77%	21%	0	2,5	98	213	2,2
2020	75%	22%	11	2,4	92	191	2,1
2030	64%	26%	42	2,1	75	133	1,8
1990-95				1,2%	-0,1%	-0,4%	-0,3%
1995-00				1,7%	-0,2%	-0,9%	-0,6%
2000-05				1,5%	0,9%	-0,2%	-1,1%
2005-10				-1,9%	-1,2%	-2,8%	-1,6%
2010-15				-2,4%	-1,3%	-2,5%	-1,2%
2015-20				-1,0%	-1,4%	-2,1%	-0,8%
2020-30				-1,4%	-2,0%	-3,6%	-1,6%

Gli indici di prestazione ambientale dell'economia e dell'energia sarebbero interessati da una considerevole accelerazione al ribasso. L'intensità energetica del PIL si muoverebbe ad un ritmo del -2,0% l'anno tra il 2020 ed il 2030. Seguirebbe a breve distanza l'intensità carbonica dell'energia, con un -1,6%. Ciò evidenzia un lieve disequilibrio dello *Scenario UE-2030* dell'AIEE tra efficientamento e "rinnovabilizzazione" del sistema energetico italiano, in favore del primo. Di

conseguenza l'intensità carbonica del PIL scenderebbe ad un ritmo pari alla somma dei due precedenti tassi, ovvero al -3,6% l'anno.

Come già visto nella presentazione dello *Scenario Tendenziale AIEE*, gli obiettivi europei contenuti nel pacchetto "clima-energia" 20-20-20 dovrebbero essere centrati senza ulteriori sforzi.

Per raggiungere l'obiettivo primario di abbattere le emissioni di gas serra al 2030, invece, non sarebbe sufficiente l'attuale livello degli investimenti e fondamentale sarebbe il sostegno dalla politica.

Lo *Scenario UE-2030*, infatti, evidenzia per l'Italia la necessità di spingere ben oltre le percentuali di risparmio energetico e di FER previste dall'Unione Europea per tutti gli Stati Membri presi in aggregato per centrare l'obiettivo sulle emissioni.

Il taglio del 40% rispetto al 1990 richiederebbe, secondo l'AIEE, una riduzione dei consumi di energia primaria del 39%, rispetto alle proiezioni PRIMES 2008, ed un contributo delle fonti rinnovabili sui Consumi Finali Lordi del 31% al 2030.

Tab. 1.12 - Scenario UE-2030

Anno/Periodo	OBIETTIVI EUROPEI		
	Efficienza energetica su PRIMES 2008	FER su CFL	Riduzione emissioni su 1990
	UE-2030	UE-2030	UE-2030
1990			-
1995			5%
2000			10%
2005			15%
2010	-10%	13%	-2%
2015	-23%	18%	-16%
2020	-29%	19%	-22%
2030	-39%	31%	-40%

Lo sforzo previsto nei prossimi anni per l'adeguamento del sistema energetico verso la decarbonizzazione, richiederebbe forti investimenti in nuove tecnologie per la sua conversione all'efficienza ed alle fonti rinnovabili e per la sua messa in sicurezza. I cambiamenti imminenti non hanno precedenti. Tuttavia, il Paese sta già da tempo affrontando la transizione

energetica ed ha dimostrato finora di poter reggere all'impatto di questi grandi cambiamenti.

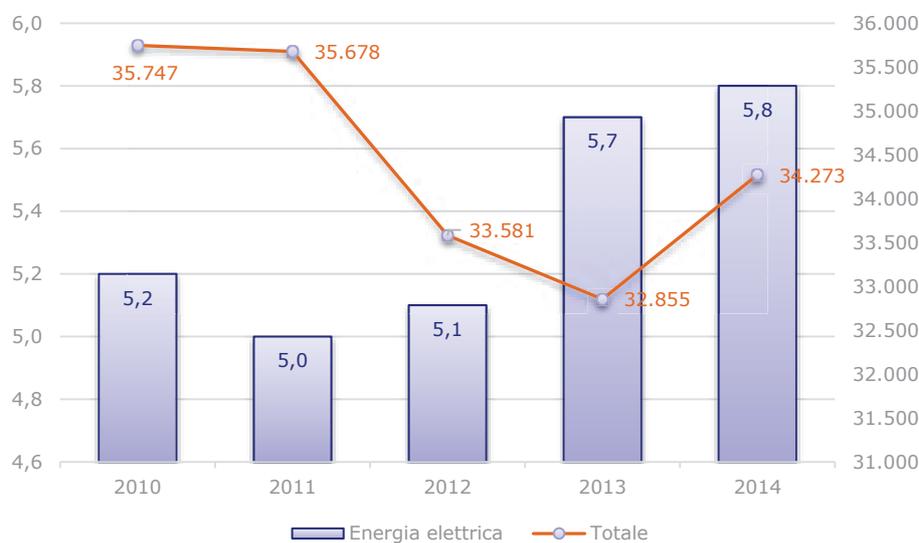
Mobilità elettrica

Da diversi anni il settore trasporti è atteso ad uno dei grandi cambiamenti che dovrebbe segnare il prossimo futuro, non soltanto in prospettiva energetica: la penetrazione del vettore elettrico nella mobilità privata. I segnali del cambiamento, per ora, sono ancora timidi, mentre il dibattito pubblico rimane aperto e l'interesse degli operatori aumenta di giorno in giorno.

Per lo scenario mediano elaborato dall'AIE nel *World Energy Outlook 2016*, le auto elettriche circolanti nel 2040 saranno 150 milioni in tutto il mondo (circa il 10% del totale). Se però le politiche di sostegno (dai limiti più stringenti per le emissioni agli incentivi finanziari), attualmente diffuse a macchia di leopardo, si faranno più forti e diffuse, il parco circolante a elettricità potrà salire fino a 715 milioni di vetture¹³.

Sotto il profilo politico-energetico, è fuor di dubbio che i veicoli elettrici potranno dare un solido contributo per un futuro più "verde". L'immissione su larga delle auto elettriche sulle strade si tradurrebbe in emissioni di gas serra significativamente più basse e più bassi livelli di alcuni inquinanti atmosferici, così come emerge dall'ultima valutazione dell'*Agenzia Europea dell'Ambiente* (AEA)¹⁴. Tuttavia, fa notare l'AEA, l'uso diffuso di tali veicoli porrà anche delle sfide di notevoli proporzioni per le reti elettriche degli stati europei.

Graf. 1.26 – Trasporto su strada in Italia: consumi di energia elettrica e totali (ktep)



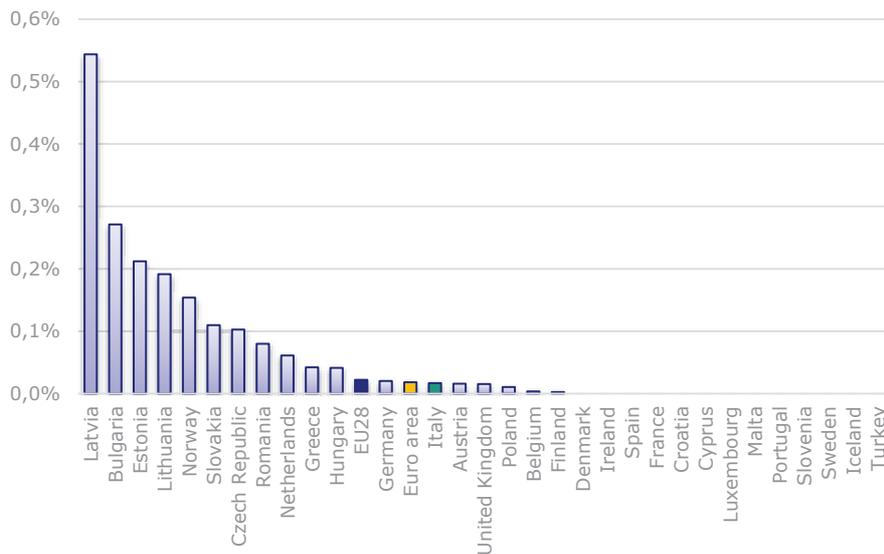
Fonte: Eurostat

¹³ Cfr. (IEA, 2016).

¹⁴ Vedi la news [Electric vehicles will help the shift toward EU's green transport future](#).

I numeri che si hanno di fronte oggi sono ancora molto piccoli, per non dire trascurabili. Nelle statistiche ufficiali non vi è ancora una voce legata ai consumi di energia elettrica delle automobili¹⁵. A livello europeo le auto elettriche rappresentano l'1,2% del totale delle vendite di autovetture. Le stime attuali mostrano anche che le auto elettriche rappresentano solo lo 0,15% del totale della flotta automobilistica europea.

Graf. 1.27 – Quota dell'energia elettrica sul totale dei consumi di energia per trasporto su strada in Europa (2014)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

D'altronde, l'apertura del mercato auto al motore elettrico avrà delle ripercussioni talmente ampie e capillari, da incidere profondamente anche sulla vita quotidiana di tutti, utenti e non.

Molto delicato è il tema dell'impatto sul sistema energetico nel suo complesso, ed in particolare su due fronti: il fabbisogno aggiuntivo di capacità di generazione e di infrastrutture di trasmissione e

distribuzione. E poi c'è il bilanciamento domanda/offerta nel mercato elettrico, all'interno del quale si cercherà di integrare le fonti rinnovabili non programmabili, attese ad una progressiva crescita sia in termini di TWh prodotti sia di contributo sul totale.

Non è detto che il problema dell'incremento dei consumi non possa rappresentare la soluzione al problema del bilanciamento, attraverso l'assegnazione del corretto segnale di prezzo al bene energia elettrica. È realistico credere, infatti, che in caso di punte di richiesta per la ricarica delle batterie dei veicoli il prezzo dell'energia elettrica sia maggiore rispetto alle ore vuote, incoraggiando l'utenza a programmare le proprie ricariche in base agli orari di maggiore convenienza. Fino ad ottenere una curva oraria del prezzo di borsa completamente piatta, nel momento in cui i consumi nel settore trasporti arriveranno a rappresentare una ragguardevole quota dei consumi totali.

Per quantificare l'impatto, misurare la consistenza delle auto elettriche e ibride circolanti nei prossimi anni e stimare i relativi consumi di energia, l'AIEE ha inserito nella sua piattaforma *Energy System Modeling* (ESM) un modello per disegnare lo sviluppo futuro delle mobilità in Italia legato

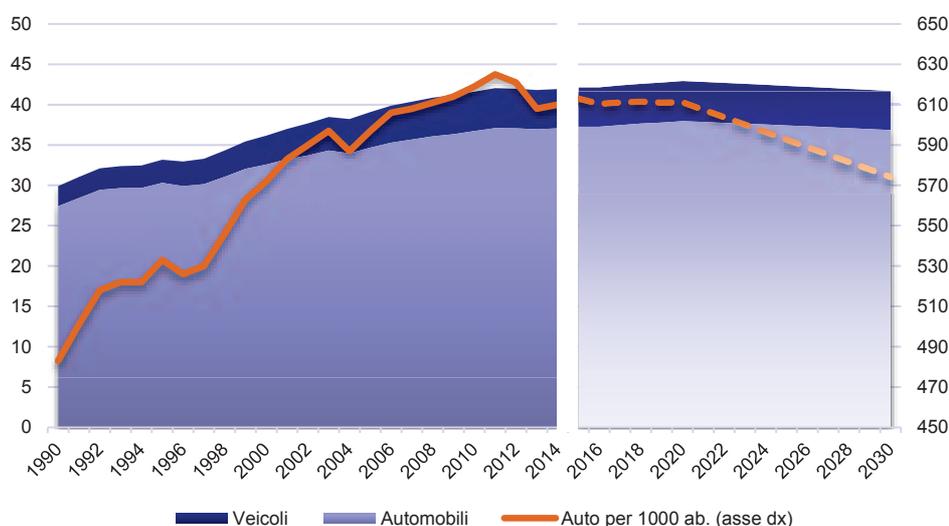
¹⁵ I grafici rappresentati in questo paragrafo riportano i dati Eurostat sui consumi elettrici per trasporto stradale, non riconducibili all'utilizzo di automobili elettriche.

allo *Scenario UE-2030*, mentre lo *Scenario Tendenziale AIEE* non prevede alcun sensibile cambiamento in questo campo.

La rapidità con cui il motore elettrico conquisterà spazio dipenderà dal mercato, da una parte, e dalla politica, dall'altra. È difficile pensare che l'attrattività commerciale possa giocare da sola in questo contesto. Di fatto, sono già in piedi schemi di incentivazione anche molto sostanziosi in diversi paesi europei, che contribuiranno a sostenere il mercato dell'auto elettrica fino a che non possa dirsi pienamente competitiva con l'auto tradizionale.

Si parte da un parco di veicoli di 41,9 milioni, per l'88% rappresentato da automobili, equivalente a 37,1 milioni di unità. Nel 2014 il numero di nuove immatricolazioni di automobili è stato pari al 4,0% del parco circolante, mentre il numero di radiazioni si è fermato al 3,7%. La tendenza, di fatto, è al sostanziale aumento del numero di auto immatricolate. Solo in 2 degli ultimi 10 anni, segnatamente il 2012 e 2013, si è verificata una diminuzione.

Graf. 1.28 – Scenario UE-2030: ipotesi di sviluppo del parco veicolare in Italia (milioni di unità e unità per 1000 ab.)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Solo in 2 degli ultimi 10 anni, segnatamente il 2012 e 2013, si è verificata una diminuzione.

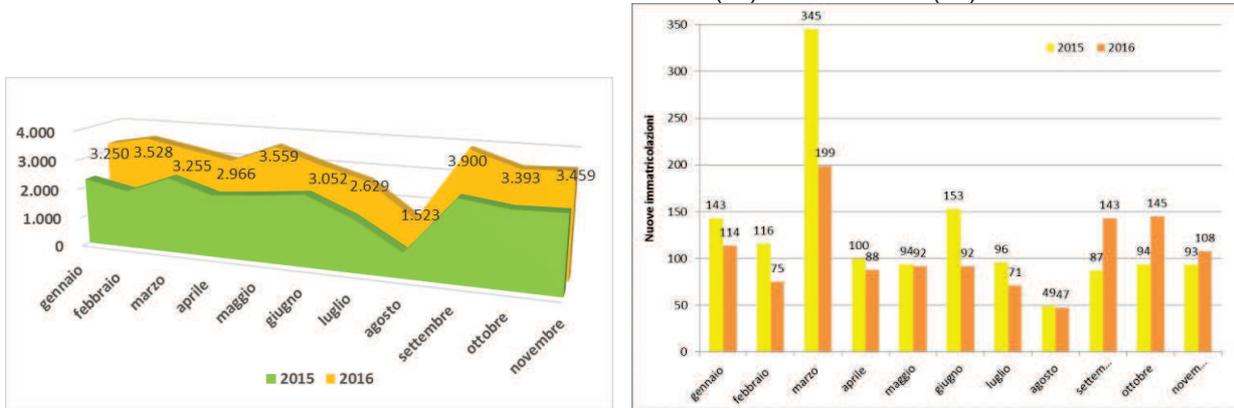
La previsione AIEE è che l'inversione del *trend* non dovrebbe avvenire prima del 2021. Nonostante un indice di auto pro capite stabile nel prossimo quinquennio, sotto la spinta determinata dall'aumento della popolazione, per il 2020 si prevedono, così, 900mila automobili in più.

Nel successivo decennio, le politiche legate allo scenario di decarbonizzazione imposto dai vincoli UE, mirate all'incentivazione della mobilità condivisa e pubblica e/o alla disincentivazione dell'uso del mezzo privato, ridurrebbero il numero di automobili per 1000 abitanti dall'attuale valore di 610 a poco meno di 575. A quel punto il parco automobili sarà costituito da 36,9 milioni di unità.

Attualmente il mercato italiano delle automobili ibride è in forte crescita. La stima per il 2016 è un +50% di immatricolazioni rispetto all'anno precedente. Le auto elettriche, invece, arretrano rispetto al 2015. Alla fine del 2016 le immatricolazioni dovrebbero fermarsi allo 0,07% del totale.

Secondo lo *Scenario UE-2030* dell'AIEE, la crescita della quota di mercato delle auto elettriche e ibride *plug-in* sarà esponenziale, portando a 3,1 milioni i veicoli passeggeri di nuova generazione in circolazione in Italia al 2030.

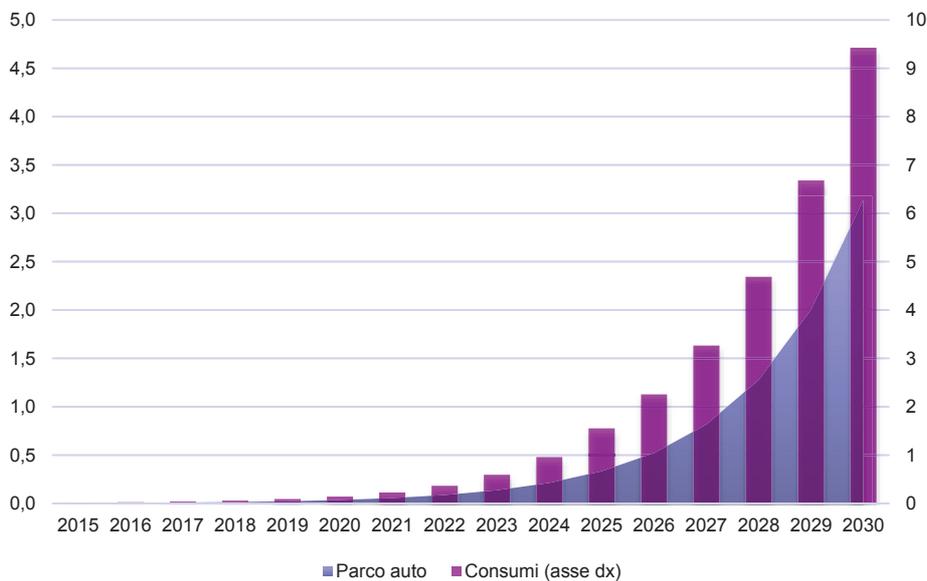
Graf. 1.29 – Italia: immatricolazioni di automobili ibride (sx) ed elettriche (dx) nel 2015 e 2016



Fonte: Antonio Sileo (@ilFrancoTirator)

Nello stesso anno, con un'ipotesi di consumo medio annuale per veicolo che tiene conto di una modalità di condotta tipicamente urbana, i consumi di energia elettrica per autotrazione, secondo l'AIEE, ammonterebbero a 9,4 TWh, pari al 2,8% della prevista richiesta sulla rete. Il valore della domanda di energia elettrica per la mobilità previsto al 2030 non dovrebbe implicare, quindi, alcun tipo di problema, data anche l'odierna situazione di *overcapacity*.

Graf. 1.30 – Scenario UE-2030: parco automobili elettriche e ibride *plug-in* (milioni di unità) e relativi consumi di energia elettrica in Italia (TWh)



Fonte: AIEE

1.3 Il gettito fiscale e la relativa incidenza fiscale per fonte

Sulla base dei dati ad oggi disponibili, nel 2015 il gettito delle imposte sull'energia ammonta a 45 miliardi di euro, in diminuzione del 5,6% rispetto al 2014 e pressoché in linea con quanto registrato nel 2013 (44,6 miliardi). La flessione osservata tra 2014 e 2015 è riconducibile per lo più alla riduzione del gettito dell'imposta sul gas metano, la cui dinamica è influenzata dalla contrazione dei consumi (soprattutto per riscaldamento), e del gettito complessivo delle imposte sull'energia elettrica, su cui incide in particolare la diminuzione della componente dell'imposta finalizzata al finanziamento alle fonti rinnovabili.

Il 57% del gettito complessivo del 2015 è generato dall'imposta sugli oli minerali e derivati; il 33% dall'imposta sull'energia elettrica (comprensiva degli oneri di sistema sulle fonti rinnovabili); il 7% dall'imposta sul gas metano; la quota residua deriva soprattutto dall'imposta sui gas incondensabili (1,3%) e da nuove imposte (0,2%): le entrate dell'Organismo centrale di stoccaggio e i proventi da utilizzo dei permessi di emissione. I proventi da utilizzo dei permessi di emissione, derivanti dal collocamento a titolo oneroso, tramite asta, delle quote di emissione di gas a effetto serra nell'ambito dello *European Union Emissions Trading System* (EU ETS), entrano a far parte delle imposte sull'energia dal 2014.

Nel complesso, la quota delle imposte sull'energia sul totale imposte e contributi sociali è pari, nel 2015, al 6,3%, in diminuzione di circa mezzo punto percentuale rispetto al 2014. Quanto all'incidenza sul PIL, il gettito delle imposte sull'energia nel 2015 si attesta al di sotto del 2,8%, in flessione di due decimi di punto percentuale rispetto al 2014.

Per quanto riguarda la composizione del gettito delle imposte sull'energia in relazione alle unità che lo corrispondono, si assiste, nel triennio 2012-2014, ad un aumento dell'imposizione gravante sulle attività economiche e ad una corrispondente diminuzione delle imposte pagate dalle famiglie residenti e dai non residenti.

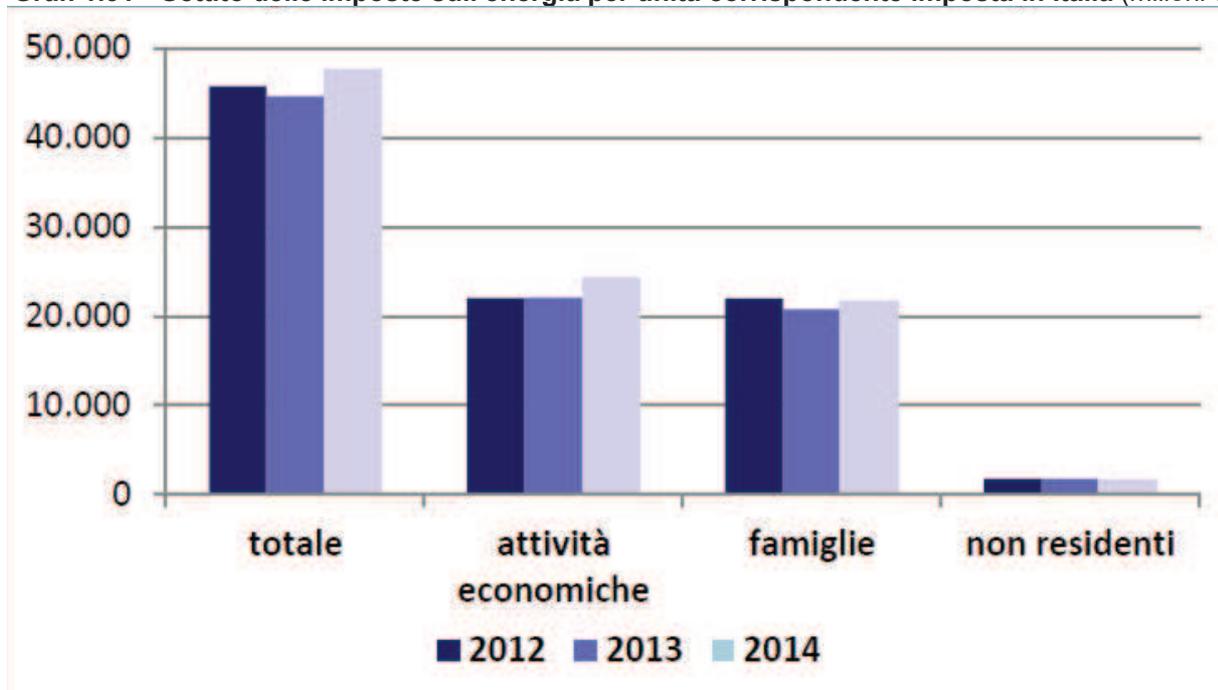
Se nel 2012 il peso delle imposte gravava in egual misura su attività economiche e famiglie (48% circa, pari a 22 miliardi di euro di gettito), nel 2014 le attività economiche corrispondono il 51% dell'imposizione (pari a 24 miliardi di euro), mentre le famiglie il 45% (poco meno di 22 miliardi di euro). La quota pagata dalle unità non residenti (famiglie e attività economiche) passa dal 3,8% del 2012 al 3,6% del 2014.

Tab. 1.13 - Gettito delle imposte sull'energia e incidenze percentuali in Italia

Imposta	2013	2014	2015
Gettito delle imposte sull'energia (milioni di euro)			
Imposta sugli oli minerali e derivati	26.277	25.619	25.611
Sovrimposta di confine sugli oli minerali	11	9	10
Imposta sull'energia elettrica e oneri di sistema sulle fonti rinnovabili	13.542	16.266	15.042
Imposta sui gas incondensabili	564	567	585
Sovrimposta di confine sui gas incondensabili	50	40	60
Imposta sul gas metano	4.083	4.778	3.196
Imposta sui consumi di carbone, coke di petrolio e orimulsion	55	40	43
Contributo sui ricavi degli operatori del settore energetico a favore dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico	66	59	59
Entrate dell'Organismo centrale di stoccaggio	1	7	12
Proventi da utilizzo permessi di emissione	-	327	407
Totale imposte sull'energia	44.649	47.712	45.025
Percentuale sul totale imposte e contributi sociali			
Imposte sull'energia	6,39	6,80	6,33
Percentuale sul Pil			
Imposte sull'energia	2,78	2,96	2,75

Fonte: Istat, *Contabilità ambientale*

Graf. 1.31 - Gettito delle imposte sull'energia per unità corrispondente imposta in Italia (milioni di €)



Fonte: Istat, *Contabilità ambientale*

Viene presentata, in dettaglio, la distribuzione del gettito delle imposte sull'energia corrisposto dalle attività economiche. Si può osservare come il contributo principale all'aumento del gettito complessivo (+10% tra 2013 e 2014) sia dovuto, per lo più, all'incremento di oltre 1 miliardo (il 13% del gettito totale) del gettito pagato dalle attività industriali. Il triennio 2012-2014 si caratterizza per una struttura pressoché costante della composizione del gettito per unità pagante: le attività legate ai servizi corrispondono oltre la metà del gettito complessivo delle imposte sull'energia (54% nel 2014, pari a 13 miliardi di euro); superiore al 40% (43% nel 2014, pari a 11 miliardi di euro) la quota di gettito corrisposta dall'industria; un residuale 3% è quanto generato dal settore agricolo.¹⁶

Tab. 1.14 - Gettito delle imposte sull'energia (milioni di €)

Attività economica	2012	2013	2014
TOTALE ATTIVITÀ ECONOMICHE	22.025	22.115	24.370
Agricoltura, silvicoltura e pesca	684	714	758
produzioni vegetali e animali, caccia e servizi connessi	638	682	726
silvicoltura e utilizzo di aree forestali	11	12	12
pesca e acquicoltura	35	20	20
Attività estrattiva; attività manifatturiere; fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata; fornitura di acqua; reti fognarie, attività di trattamento dei rifiuti e risanamento; costruzioni	9.231	9.337	10.517
attività estrattiva; attività manifatturiere; fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata; fornitura di acqua; reti fognarie, attività di trattamento dei rifiuti e risanamento	7.707	8.195	9.372
costruzioni	1.524	1.142	1.145
Servizi	12.110	12.064	13.095
commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli; trasporto e magazzinaggio; servizi di alloggio e di ristorazione	8.983	8.810	9.295
servizi di informazione e comunicazione	182	189	220
attività finanziarie e assicurative	193	193	211
attività immobiliari	53	54	63
attività professionali, scientifiche e tecniche; amministrazione e servizi di supporto	1.029	1.046	1.099
amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria; istruzione; sanità e assistenza sociale	1.004	1.019	1.219
attività artistiche, di intrattenimento e divertimento; riparazione di beni per la casa e altri servizi	665	753	988

Fonte: Istat, *Contabilità ambientale*

Nel 2014, l'incidenza dell'imposizione energetica in Italia è stata pari al 2,9% del PIL, superiore di un punto percentuale al valore medio della UE28 (1,9% del PIL) e superata solo dalle incidenze della Serbia (3,4%) e della Slovenia (3,0%).¹⁷

¹⁶ (Ministero dello Sviluppo Economico, 2016).

¹⁷ *Ivi*.

Parte II – Implicazioni delle Convenzioni internazionali

2.1 L'Accordo di Parigi

La consapevolezza a livello globale dei problemi legati al cambiamento climatico ha portato la comunità internazionale alla firma della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (New York, 9 maggio 1992), entrata però in vigore solo due anni dopo, ossia dopo il 90esimo giorno dalla data del deposito della cinquantesima adesione ad essa.

La Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) è nata con l'obiettivo dichiarato di raggiungere la stabilizzazione delle concentrazioni dei gas serra in atmosfera ad un livello tale da prevenire interferenze antropogeniche dannose per il sistema climatico (art. 2 della Convenzione).

Sotto l'egida della Convenzione, i vari governi si sono impegnati a:

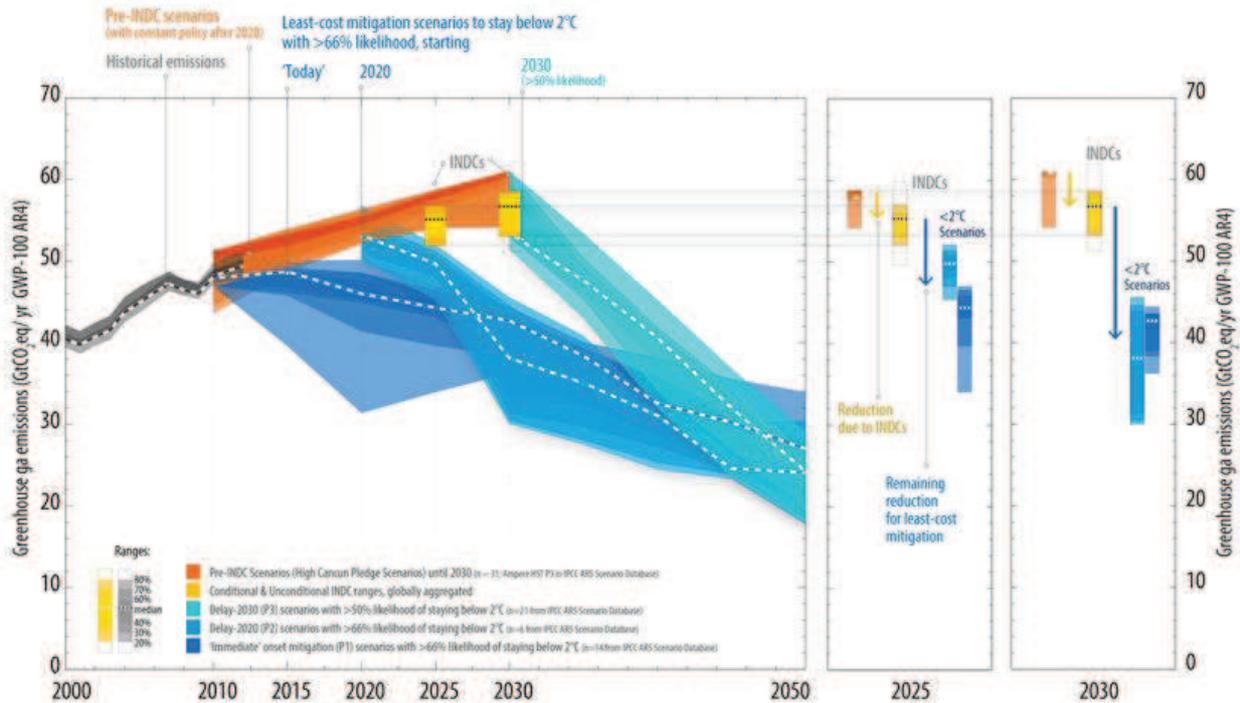
- raccogliere e condividere le informazioni sulle emissioni di gas serra, su politiche nazionali e sulle cosiddette *best practices* applicate;
- studiare e avviare strategie di indirizzo nazionali sulle emissioni e adattamento, comprendendo anche progetti di supporto tecnico e/o finanziario ai Paesi in via di sviluppo;
- cooperare alla preparazione di politiche volte all'adattamento al cambiamento climatico.

Dal 1994 a oggi, molti sono stati i progressi nel comprendere le conseguenze del cambiamento climatico, tanto che è ormai stato riconosciuto la soglia dei 2 °C quale valore massimo di innalzamento delle temperature, considerato sicuro per l'uomo, entro il 2050, corrispondente ad una concentrazione di gas climalteranti entro i 450 ppm.

La Conferenza di Parigi (COP21), tenutasi a dicembre 2015, ha rappresentato un momento importante nella lotta al cambiamento climatico segnando un'accelerazione rispetto ai fallimenti che si erano succeduti fino ad oggi. L'Accordo di Parigi, nonostante i limiti in esso contenuti, rappresenta un accordo storico, sia per il riferimento al perseguimento degli sforzi per limitare l'aumento della temperatura al di sotto dei 2 °C inserendo, per la prima volta, il riferimento a 1,5 °C, sia per le indicazioni sulla necessità di nuovi modelli di sviluppo basati sul principio di equità e sull'utilizzo di fonti energetiche e tecnologie decarbonizzate.

Un obiettivo di lungo termine ambizioso se si tiene conto che senza nessun intervento di riduzione di gas serra a oggi, in uno scenario tendenziale, l'aumento di temperatura valutato sarebbe intorno ai 4-5 gradi e che se rispettati pienamente gli NDCs (*National Determined Contribution*) porterebbero a una soglia di incremento della temperatura di 2,7 – 3 °C.

Graf. 2.1 – Comparazione dei livelli emissivi globali risultanti dall'esame degli INDCs al 2025 e 2030



Fonte: (UNFCCC, 2015)

L'Accordo rappresenta un punto di partenza di un processo complesso di contrasto al cambiamento climatico – che non centra l'obiettivo ma sposta tutti verso una più giusta direzione – che per la prima volta si basa su impegni volontari dichiarati dai vari Stati e divenuti vincolanti a seguito dell'entrata in vigore dell'Accordo.

Infatti, lo scorso 5 ottobre si sono raggiunte le soglie per l'entrata in vigore: almeno 55 Paesi che rappresentano almeno il 55% delle emissioni globali di CO₂, grazie alle ratifiche di Stati Uniti, Cina ed UE, rendendo pertanto vincolanti gli obiettivi di riduzione delle emissioni contenute dagli NDCs presentati da ciascuna delle 196 Parti firmatarie della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici.

Nessuno si attendeva una così rapida ratifica dell'Accordo, segno questo di un'attenzione alle politiche ambientali ormai ben percepita da tutti i Paesi, e che avrebbe dovuto vedere nella COP22 tenutasi a Marrakech (a novembre 2016) il momento dell'azione.

In vero, vi sono stati pochissimi passi avanti e, in generale, si è rinviato alla COP23 l'individuazione delle azioni concrete da intraprendere. Ciò che però è emerso è la consapevolezza che nel caso del venir meno della leadership americana a causa dell'elezione di Trump, la Cina si candida a prenderne il posto. Con ciò si evidenzia non solo la rilevanza delle politiche ambientali ma anche l'opportunità che esse rappresentano per le politiche industriali.

Il contenuto dell'Accordo di Parigi

Forma giuridica

I risultati della COP21¹⁸ consistono di due parti: l'Accordo di Parigi propriamente detto e la Decisione della COP che da un lato adotta l'Accordo e dall'altro lato stabilisce i passi che devono essere fatti nei prossimi anni prima che l'Accordo divenga operativo.

In sostanza, l'accordo di Parigi contiene gli obiettivi legalmente vincolanti di lungo periodo e si presenta, quindi, come una "Legge Quadro" che, per essere implementata ha bisogno di leggi attuative nei campi più rilevanti, in particolare nel campo della riduzione delle emissioni, la cosiddetta mitigazione, dell'adattamento e dei finanziamenti da parte dei Paesi industrializzati verso i Paesi in Via di Sviluppo (PVS); tali leggi attuative sono demandate a specifiche decisioni della COP, a partire dalla COP22 che avrà luogo a Marrakech nel dicembre 2016. L'accordo, oltre a aspetti vincolanti, quali la comunicazione da parte dei paesi membri degli impegni che intendono assumere, contiene degli aspetti volontari quali ad esempio i contenuti qualitativi e quantitativi di questi impegni. Per assicurare che l'Accordo venga correttamente implementato, è stato istituito un Gruppo ad Hoc per la implementazione dell'Accordo di Parigi, tale gruppo si riunirà per la prima volta nel 2016 in parallelo con i gruppi ad hoc per la implementazione della Convenzione (*Susidiary Body for Implementation* - SBI) e con il gruppo ad hoc per la consulenza tecnologica (*Subsidiary Body for Technology Advise* - SBSTA).

Il Depositario dell'Accordo è il Segretariato Generale delle Nazioni Unite che aprirà l'Accordo alla firma a New York il 22 aprile 2016 con una cerimonia alla presenza dei Capi di Stato. L'Accordo entrerà in vigore quando sarà ratificato da almeno 55 Paesi che rappresentino almeno il 55% del totale delle emissioni.

Il preambolo

Un aspetto importante e innovativo è presente nel preambolo. Per la prima volta in un accordo ambientale multilaterale internazionale, come richiesto da alcuni paesi (Venezuela, Bolivia e America Centro-meridionale) vengono riconosciuti aspetti quali i diritti umani, il diritto alla salute, i diritti dei popoli indigeni, delle comunità locali, dei migranti, dei bambini, i diritti delle persone disabili e delle persone in situazioni vulnerabili, il diritto allo sviluppo, così come la parità di genere, l'emancipazione delle donne e l'equità intergenerazionale.³ e

Finalità – Articolo 2 dell'Accordo

Il principale scopo è quello di rilanciare l'obiettivo di cui all'art. 2 della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici, che prevede la stabilizzazione delle concentrazioni dei gas serra in atmosfera ad un livello tale da prevenire pericolose interferenze delle attività umane con il sistema climatico. Il riferimento a quanto previsto dalla Convenzione, che è stata ratificata da tutti gli Stati, permette una più facile adesione all'accordo, in quanto si possono evitare, per molti paesi, passaggi parlamentari o congressuali, come ad esempio nel caso degli USA.

L'accordo tiene conto di buona parte delle indicazioni scientifiche: "mantenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2 gradi sopra ai livelli pre-industriali e perseguire gli sforzi per limitare l'aumento di temperatura a 1,5 gradi sopra ai livelli pre-industriali, riconoscendo che questo ridurrebbe significativamente i rischi e gli impatti del cambiamento climatico".

Mitigazione – Articolo 3 e 4 dell'Accordo

L'Accordo non indica un obiettivo quantitativo di riduzione dei gas serra da raggiungere per i singoli Paesi, ma un'indicazione più generica: "al fine di conseguire l'obiettivo di lungo termine di limitazione della temperatura, le Parti mirano a raggiungere il picco globale di emissioni di gas serra il più presto possibile", riconoscendo che i Paesi in via di sviluppo avranno bisogno di più tempo per raggiungere il picco. In ogni caso, tutte le Parti dovranno raggiungere un bilanciamento tra le emissioni e gli assorbimenti entro la seconda metà di questo secolo. Non è passata, quindi, l'opzione che prevedeva una riduzione dal 40 al 95% entro il 2050 rispetto ai livelli del 2010. Per controbilanciare questa scelta meno stringente, la Decisione (paragrafi 22 – 41) prevede per l'implementazione dell'Accordo:

- la revisione dei contributi volontari che gli Stati hanno già presentato in preparazione della COP21, i cosiddetti Intended National Determined Contributions – INDCs¹⁹ a partire dal 2018, in quanto "viene notato con

¹⁸ Cfr. Adoption of the Paris Agreement: <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/10a01.pdf>.

¹⁹ Tutti gli INDCs possono essere scaricati al seguente sito: https://unfccc.int/focus/indc_portal/items/8766.php.

preoccupazione che i livelli di emissione di gas serra complessivamente valutati al 2025 e 2030, risultanti dai contributi volontari dichiarati dagli stati, non permettono di stare in linea con la traiettoria di temperatura dei 2 gradi. Con quanto dichiarato ad oggi si avrebbe al 2030 una emissione di gas serra di 55 Gt CO₂, mentre per rimanere ben al sotto dei 2 gradi non bisogna superare i 40 Gt CO₂. Si indica che per rimanere in una traiettoria di 1,5 gradi le emissioni devono ulteriormente ridursi a un livello da identificare”;

- l'aggiornamento degli effetti aggregati dei contributi volontari degli Stati, entro il 2 maggio 2016;
- l'invito all'IPCC di preparare nel 2018 un rapporto speciale sugli impatti e sulla traiettoria di emissioni relative ad un incremento di temperatura di 1,5 gradi.
- una serie di incontri tra le Parti nel 2018 per un dialogo costruttivo sull'efficacia dei contributi volontari assunti, per verificare i tempi per il raggiungimento del picco delle emissioni di gas serra.

Punti tutti importanti, in quanto, senza una revisione e aumento degli impegni volontari presi a oggi viene stimato un aumento di temperatura da 2,7 a 3 gradi²⁰.

L'accordo prevede, inoltre, che bisogna conseguire un “bilanciamento tra emissioni antropogeniche e assorbimenti di carbonio nella seconda metà del secolo”. Non è passata l'opzione “raggiungimento della neutralità delle emissioni di gas serra nella seconda metà del secolo”. L'argomento riguarda l'utilizzo futuro delle fonti fossili. Uno dei punti più controversi e dibattuti. Si possono continuare a emettere gas serra, ma a patto che queste emissioni siano compensate da nuovi assorbimenti, per esempio nuove foreste. Frase interpretata come un limite all'utilizzo delle fonti fossili a prescindere della loro disponibilità.

Foreste – Articolo 5 dell'Accordo

Un altro punto importante è il riconoscimento del ruolo delle foreste. Gli stati sono incoraggiati a effettuare interventi e azioni per ridurre le emissioni da deforestazione e degrado forestale, incrementare il ruolo della conservazione e gestione sostenibile delle foreste, aumentare l'assorbimento forestale nei Paesi in Via di Sviluppo, prevedendo anche incentivi e benefici economici.

Adattamento – Articolo 7 e 8 dell'Accordo

L'Accordo stabilisce un obiettivo globale di miglioramento delle capacità adattative, di rinforzo della resilienza e di riduzione della vulnerabilità al cambiamento climatico, con lo scopo di contribuire allo sviluppo sostenibile e di assicurare un'adeguata risposta di adattamento con particolare riferimento all'obiettivo dei 2°C. Si riconoscono i particolari bisogni in termini di adattamento dei PVS che sono particolarmente esposti agli effetti avversi dei cambiamenti climatici. Le Parti dovrebbero rinforzare gli sforzi cooperativi per migliorare l'azione sull'adattamento, in particolare bisognerebbe aumentare:

- lo scambio di informazioni, buone pratiche, esperienze sulla pianificazione, definizione di politiche e attuazione di azioni di adattamento;
- la conoscenza scientifica sul clima, includendo la ricerca, l'osservazione del sistema climatico e i sistemi di allarme preventivo, in modo da meglio supportare i decisori politici;
- l'assistenza ai PVS per l'identificazione di efficaci pratiche di adattamento e dei loro bisogni prioritari di adattamento.

Ogni Paese dovrebbe elaborare e aggiornare periodicamente una comunicazione sull'adattamento che includa: le azioni prioritarie, i suoi bisogni di supporto sia finanziario che tecnologico; un adeguato supporto internazionale sarà assicurato ai PVS per l'implementazione dei suoi piani di adattamento.

Inoltre, è stato riconosciuto, come richiesto dai Paesi in Via di Sviluppo, un ruolo specifico all'argomento delle perdite economiche e dei danni all'ambiente causati dai cambiamenti climatici. In pratica gli impatti degli eventi estremi dovuti alle variazioni del clima e agli eventi di lenta insorgenza. I Paesi in Via di Sviluppo più poveri e le Piccole Isole Stato ritengono i paesi sviluppati e ricchi responsabili del cambiamento climatico in corso e quindi chiedono a loro benefici economici. Il consenso è stato raggiunto inserendo nella Decisione dei riferimenti alla responsabilità economica da parte dei Paesi Sviluppati e inserendo nell'accordo, legalmente vincolante, per la prima volta, un articolo specifico di riconoscimento del problema delle perdite e dei danni dovuti al cambiamento climatico.

Finanziamento – Articolo 9 dell'Accordo

L'accordo prevede che i Paesi Sviluppati continuino ad assumere la responsabilità di provvedere alle risorse finanziarie per assistere i PVS per le attività di mitigazione e adattamento. Tali risorse finanziarie dovrebbero tendere a bilanciare le attività di mitigazione e adattamento tenendo in considerazione le strategie dichiarate dai PVS stessi, specialmente quelli più vulnerabili agli impatti avversi dei cambiamenti climatici, come i Paesi meno sviluppati e le piccole isole. I

²⁰ Cfr. (United Nations Environment Programme, 2015).



Paesi sviluppati dovranno fornire informazioni trasparenti ed esaustive circa il supporto finanziario da loro concesso ai PVS. Non viene indicata, quindi, nell'Accordo, nessuna cifra e nessun impegno quantificato per i singoli Paesi, come invece richiesto dai Paesi in Via di Sviluppo. Anche in questo caso il consenso è stato raggiunto inserendo nella Decisione un riferimento a un impegno, per tutti i Paesi industrializzati nel loro insieme, a regime al 2020 di 100 miliardi di \$ all'anno, con una revisione in aumento di questo impegno dal 2025.

Trasferimento Tecnologico e cooperazione volontaria– Articoli 10 e 6 dell'Accordo

Lo sviluppo e il trasferimento delle tecnologie verso i paesi in via di sviluppo viene visto come uno strumento fondamentale per migliorare la resilienza dei territori più vulnerabili e ridurre le emissioni di gas ad effetto serra. Il meccanismo di trasferimento delle tecnologie istituito negli Accordi di Cancun viene confermato come strumento dell'Accordo di Parigi. Quindi, sia il *Technology Executive Committee* – TEC, strumento di indirizzo politico per il trasferimento tecnologico che il *Climate Technology Centre and Network* – CTCN, strumento attuativo del trasferimento tecnologico saranno chiamati a dare il loro contributo per l'implementazione dell'Accordo e in particolare per il raggiungimento dell'obiettivo di lungo periodo del contenimento della crescita della temperatura media del pianeta ben al di sotto dei 2°C. Per questo saranno assicurati adeguati finanziamenti ai Paesi in via di sviluppo.

Un ruolo viene anche dato alla cooperazione volontaria tra le parti, istituendo all'interno della Conferenza delle Parti dell'Accordo di Parigi un meccanismo per la mitigazione delle emissioni dei gas serra e il supporto allo sviluppo sostenibile, di guida, monitoraggio e supervisione.

Sistema di monitoraggio, verifica e trasparenza– Articolo 13 dell'Accordo

Un ultimo argomento importante è il rappresentato dall'importanza e trasparenza richiesta al sistema di monitoraggio, verifica e controllo degli impegni volontari dichiarati. Dispositivo voluto fortemente dagli Stati Uniti per rendere credibili e misurabili gli impegni assunti dai vari paesi. Il sistema sarà costruito in modo da aumentare la trasparenza e adeguatezza delle azioni svolte dai vari Paesi, esso sarà caratterizzato da una modalità operativa di tipo "facilitativo" e non punitivo, rispettoso delle sovranità nazionali e agirà in modo da non creare difficoltà eccessive ai singoli Paesi. In particolare, ogni Paese dovrà fornire le seguenti informazioni:

- un report degli inventari nazionali delle emissioni e assorbimento di gas ad effetto serra, preparato utilizzando metodologie accettate dall'IPCC e dalla COP;
- un report contenente informazioni sulla implementazione degli INDCs.

I Paesi industrializzati dovranno, inoltre, fornire informazioni sul supporto tecnologico e finanziario fornito ai PVS. Questi report saranno soggetti a una revisione da parte di un panel di esperti che dovranno valutare la correttezza delle informazioni in essi contenuti.

Fonte: (ENEA, 2016)

2.2 Gli impegni europei al 2030

Anche l'UE ha presentato il proprio impegno nell'ambito di quanto previsto dall'Accordo di Parigi.

Per l'UE, si è trattato di rilanciare gli obiettivi al 2030, in parte già previsti nell'ambito della Roadmap 2050 adottata nel 2011, e previsti nella decisione del Consiglio Europeo del 23 – 24 ottobre 2014.

L'obiettivo della *Roadmap al 2050* è quello di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra dell'80% rispetto ai livelli del 1990 unicamente attraverso riduzioni interne con il coinvolgimento di tutti i settori a seconda delle rispettive potenzialità economiche e tecnologiche.

Il modello economico globale sul quale si basa la *Roadmap* indica che, per realizzare riduzioni dell'80% entro il 2050 all'interno dell'UE, è necessario che entro il 2030 e il 2040 le emissioni di GHG siano ridotte rispettivamente del 40% e del 60% rispetto ai livelli del 1990, da cui però emerge come, per raggiungere l'obiettivo al 2050 nel modo economicamente più sostenibile, occorrerebbe ridurre del 25% le emissioni al 2020, anziché del 20% come attualmente fissato dal Pacchetto 20-20-20.

Per raggiungere l'obiettivo al 2050, le emissioni dovrebbero diminuire, rispetto al 1990, ad un tasso di circa l'1% annuo nel primo decennio fino al 2020, ad un tasso dell'1,5% annuo nel secondo decennio (2020-2030) e del 2% annuo nelle ultime due decadi fino al 2050. Lo sforzo diventa progressivo grazie alla crescente disponibilità di tecnologie *low carbon* a prezzi più competitivi.

A differenza di quanto accaduto per gli obiettivi del Pacchetto 2020, l'obiettivo UE al 2030 non è stato ripartito in obiettivi nazionali restando quindi vincolante per l'UE nel suo insieme; gli obiettivi sono:

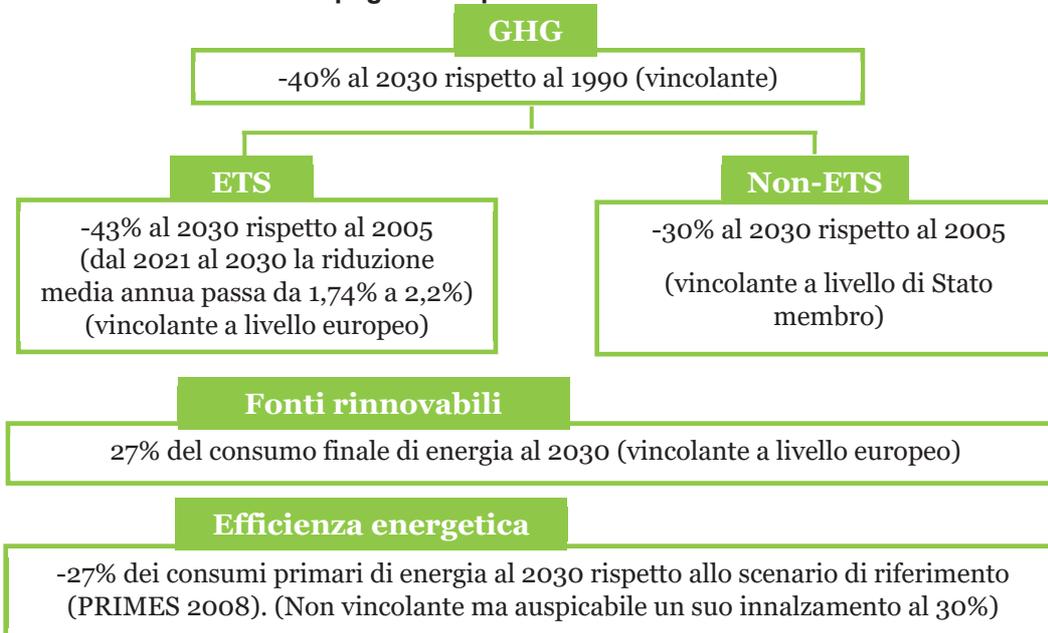
- ridurre le proprie emissioni del 40% al 2030 rispetto i livelli del 1990;
- aumentare il contributo delle fonti rinnovabili al 27%
- ridurre i consumi energetici del 27%.

L'obiettivo di riduzione delle emissioni è stato ripartito tra il settore ETS e i settori non ETS, fissando in -43% l'obiettivo di riduzione del settore ETS da raggiungere entro il 2030 rispetto al 2005, e in -30% la riduzione del settore non coperto dal sistema ETS²¹.

Gli Stati membri hanno, quindi, maggiore flessibilità nel conseguire i rispettivi obiettivi nel modo più efficace sotto il profilo dei costi e più consono alle circostanze nazionali, al mix energetico prescelto e alla capacità di produrre energia da fonti rinnovabili, tenendo conto del contributo richiesto a ciascuno Stato in relazione ai rispettivi obiettivi per il 2020.

²¹ Con riferimento all'obiettivo di riduzione nei settori non-ETS sarà avviato un negoziato per la distribuzione degli sforzi di riduzione delle emissioni dal 2020 al 2030 tra i singoli Paesi UE, con la presentazione di una proposta legislativa da parte della Commissione Europea, presumibilmente entro la fine del 2016.

Graf. 2.2 – Schema dell'impegno europeo sul Clima al 2030



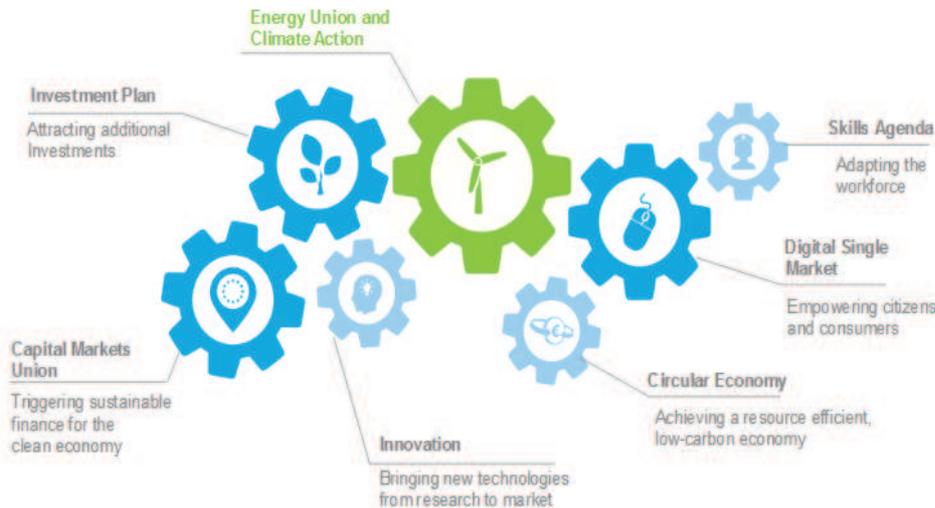
Fonte: (ENEA, 2016)

2.3 I primi risultati dell'Energy Union

La Commissione Europea ha elaborato il 25 febbraio 2015 l'Energy Union (COM(2015) 80 final), che si basa su cinque pilastri sinergici e interdipendenti:

- sicurezza dell'approvvigionamento energetico per ridurre la dipendenza dalle importazioni di fonti energetiche un uso più efficiente delle fonti energetiche, la diversificazione delle fonti e delle forniture esterne: l'Unione europea si è impegnata a diventare leader mondiale nel settore delle energie rinnovabili ed hub globale per sviluppare la prossima generazione di tecnologia delle energie rinnovabili, avanzata e competitiva. L'UE ha fissato un obiettivo pari almeno al 27% per la quota di energia rinnovabile consumata nell'UE nel 2030.
- mercato interno dell'energia: l'energia deve fluire liberamente in tutta l'UE senza barriere tecniche né regolamentari, per questo l'UE raccomanda lo sviluppo delle interconnessioni transfrontaliere, delle reti di distribuzione intelligenti e del potenziale di stoccaggio in modo da garantire un approvvigionamento sicuro in un sistema elettrico con quote più alte di energie rinnovabili variabili. Solo allora i produttori di energia potranno liberamente competere e offrire l'energia ai migliori prezzi, e l'Europa potrà realizzare pienamente il suo potenziale di energie rinnovabili. È stato fissato un obiettivo di interconnessione specifico minimo per l'energia elettrica al 10% della capacità di produzione di energia elettrica degli Stati membri entro il 2020. Nel 2016, la Commissione riferirà in merito alle misure necessarie per raggiungere un obiettivo del 15% entro il 2030.
- efficienza energetica: riprendendo quanto fissato dal Consiglio europeo, nell'ottobre 2014, è confermato l'obiettivo indicativo a livello di UE, pari almeno al 27% di miglioramento dell'efficienza energetica nel 2030, obiettivo che sarà riesaminato entro il 2020, avendo in mente un livello portato al 30%.
- riduzione delle emissioni: l'Europa si pone l'obiettivo di ridurre le proprie emissioni di gas serra al 2030 del 40% rispetto al 1990. Si pone l'obiettivo di modificare e potenziare il sistema di scambio delle emissioni europeo (EU – ETS) e investire di più nello sviluppo delle fonti di energia rinnovabili.
- ricerca e innovazione in campo energetico: l'obiettivo di raggiungere la leadership tecnologica in fatto di energie alternative e di riduzione dei consumi, creerà alti flussi di esportazione e nuove opportunità industriali, una maggiore crescita e più occupazione. In particolare bisogna sviluppare le reti elettriche, ampliare le possibilità della generazione distribuita e della gestione della domanda, sviluppare nuovi collegamenti di lunga distanza ad alta tensione in corrente continua (*supergrids*) e nuove tecnologie di stoccaggio.

Graf. 2.3 – Il framework europeo: integrazioni delle normative e modernizzazione dell'economia



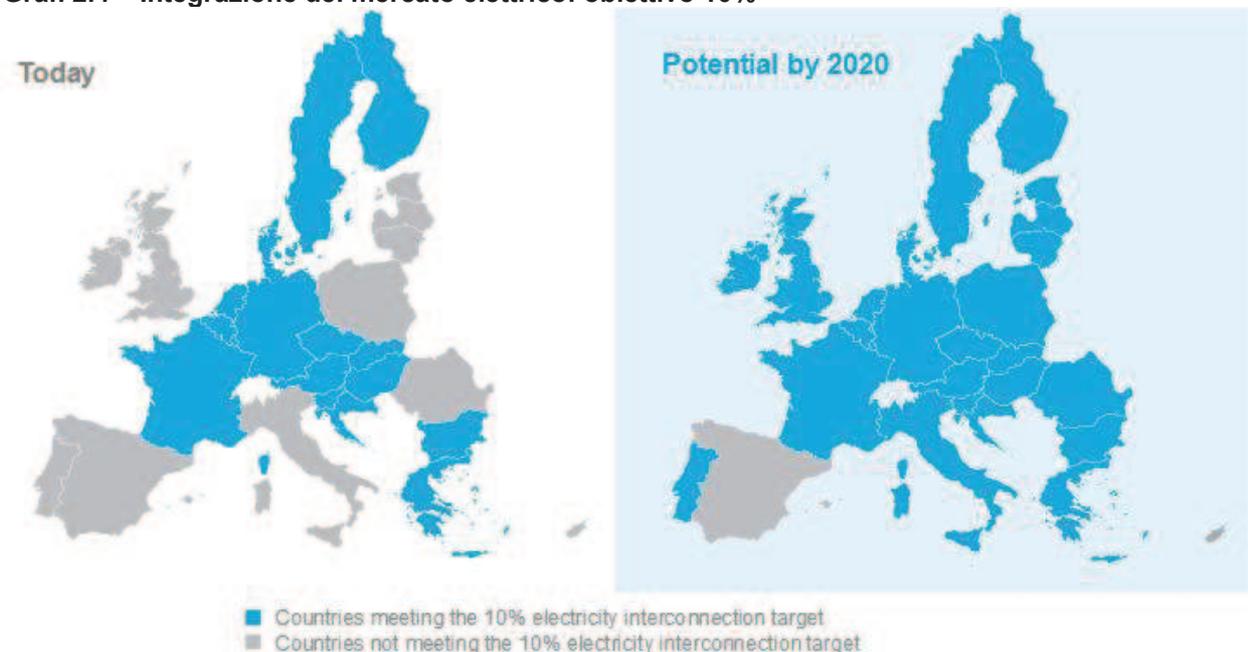
Fonte: (Commissione Europea, 2016)

naturale. Sul fronte dell'elettricità, l'Energy Union prevede un obiettivo del 10% da realizzarsi entro il 2020, mentre sul fronte del gas naturale l'obiettivo è quello di incrementare il numero di paesi fornitori, ciò al fine di ridurre la forte dipendenza registrata dall'import russo.

L'obiettivo principe dell'Energy Union è quello di creare un mercato integrato ed autosufficiente tale da garantire la piena autonomia dell'UE e ridurre la dipendenza da approvvigionamenti esteri, che nel 2015 è stata pari al 54%, ben 87% per il petrolio e 68% per il gas naturale.

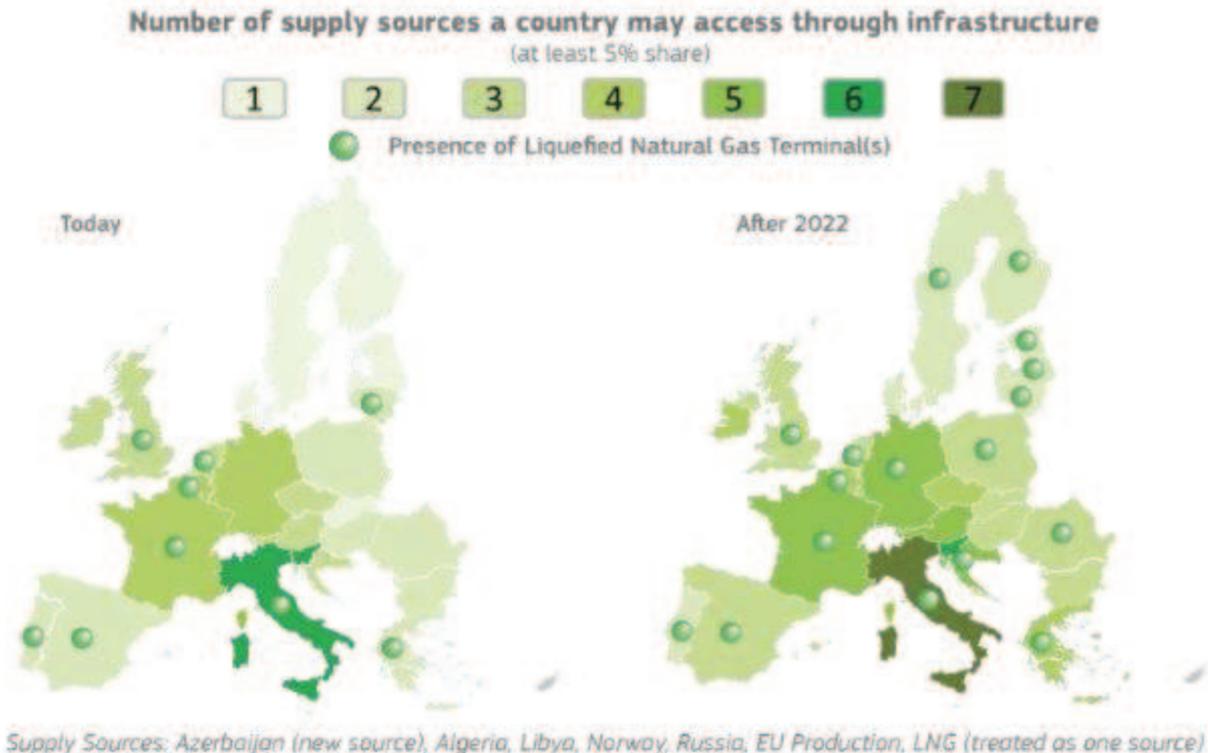
Ciò è possibile grazie all'integrazione dei mercati, in particolare elettrico e del gas

Graf. 2.4 – Integrazione del mercato elettrico: obiettivo 10%



Fonte: (Commissione Europea, 2016)

Graf. 2.5 – Integrazione del mercato del gas naturale: obiettivo aumentare i Paesi fornitori



Fonte: (Commissione Europea, 2016)

A livello nazionale, il nostro Paese gode di un ottimo posizionamento per ciò che riguarda il gas naturale perché è tra i Paesi con più ampio numero di fornitori, mentre proseguono le attività e gli investimenti per raggiungere l'obiettivo fissato dall'integrazione del mercato elettrico.

Sempre in tema di sicurezza, la Commissione ha introdotto l'*intergovernmental agreements*, ovvero un intervento della Commissione prima che gli accordi energetici intergovernativi tra un paese UE e un paese non-UE siano firmati se si valuta che un tale accordo potrebbe pregiudicare la sicurezza degli approvvigionamenti di gas in un altro paese dell'UE o ostacolare il funzionamento del mercato dell'energia dell'UE.

Inoltre, coerentemente con quanto previsto dall'*Energy Union*, la *Roadmap 2050* e gli impegni ascritti nel *Nationally Determined Contributions*, divenuti ormai vincolanti a seguito dell'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi, sono stati rimarcati gli obiettivi in termini di fonti rinnovabili ed efficienza energetica, che assieme contribuiranno al raggiungimento dell'obiettivo principale legato alla riduzione delle emissioni.

Parte III – Le implicazioni per l'Italia

3.1 Situazione e stato delle infrastrutture

L'Italia ha compiuto lo sforzo maggiore per il rinnovamento del suo comparto energetico nella prima decade del 2000.

Tab. 3.1 - Investimenti fissi lordi nei settori energetici
(milioni di €₂₀₁₀)

	Italia	Francia	Germania
1995	17.865	10.822	17.940
1996	18.973	11.081	17.491
1997	17.976	10.739	15.954
1998	19.778	11.243	14.454
1999	18.684	11.929	14.093
2000	20.638	12.269	12.925
2001	21.706	11.749	11.336
2002	22.171	10.852	11.668
2003	24.956	10.704	11.281
2004	23.085	11.398	11.521
2005	22.185	12.106	11.728
2006	22.276	10.870	13.113
2007	24.107	13.526	13.840
2008	24.731	13.701	14.772
2009	20.093	12.326	14.716
2010	15.301	15.462	15.490
2011	18.338	15.751	14.659
2012	14.189	16.343	14.204
2013	14.581	15.635	13.504
2014	12.694	15.997	15.878
2015	12.622	16.688	

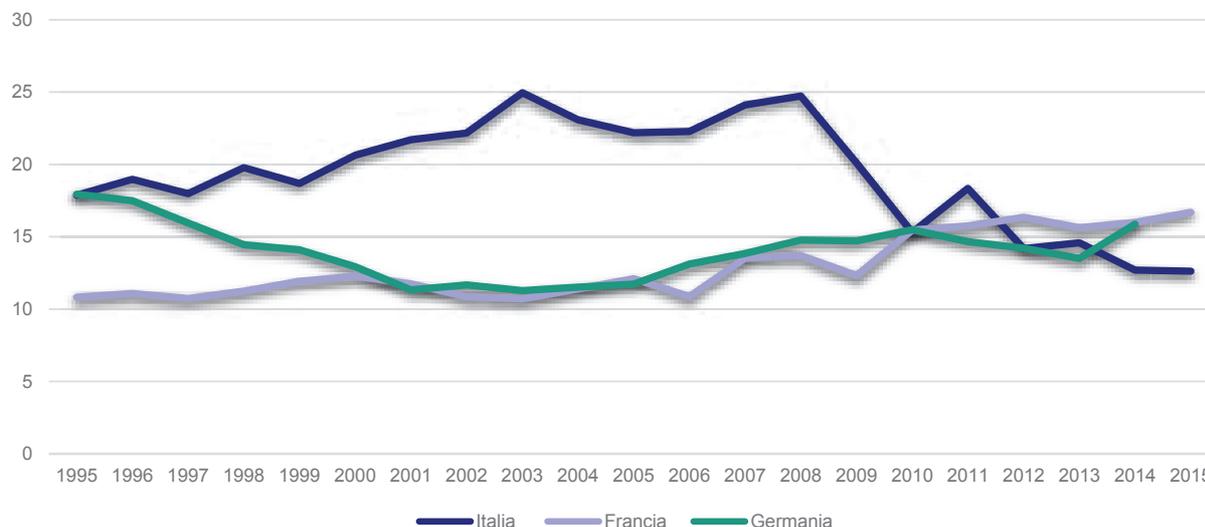
Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Andando ad analizzare le serie storiche degli investimenti totali nei settori minerario, raffinazione e fornitura di energia elettrica e gas, per tre dei maggiori paesi dell'Unione Europea, vediamo che l'Italia spendeva a metà degli anni novanta del secolo scorso praticamente quanto la Germania. Ma mentre quest'ultima nazione spendeva via via di meno, fino ad allinearsi con la Francia poco sopra i 10 miliardi di €₂₀₁₀ l'anno, l'Italia ha investito somme sempre più imponenti, toccando i 25 miliardi nel 2008. Si consideri anche che i sistemi energetici di Francia e, soprattutto, Germania, sono significativamente più grandi di quello italiano.

La crisi economica e gli investimenti cumulati negli anni addietro, hanno fatto sì che l'Italia tornasse sui livelli di investimento più bassi nell'arco di

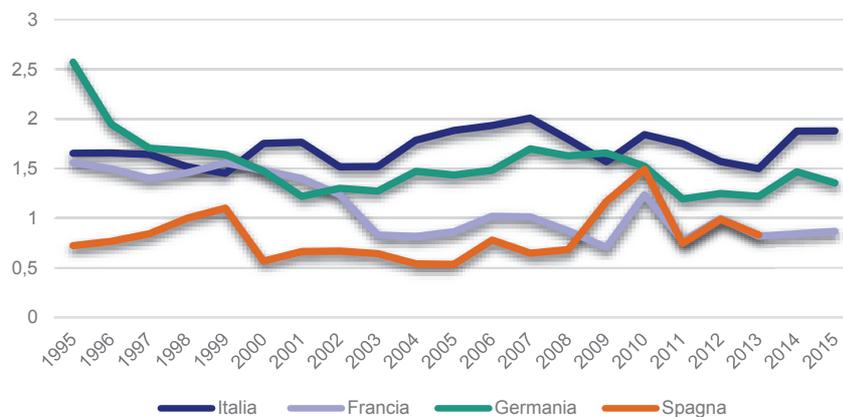
quattro anni, viaggiando, nell'ultimo biennio, quasi sui 13 miliardi l'anno, pari allo 0,8% del suo PIL.

Graf. 3.1 - Investimenti fissi lordi nei settori energetici (miliardi di €₂₀₁₀)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

Graf. 3.2 - Investimenti fissi lordi Settore *Industria estrattiva* (miliardi di €₂₀₁₀)



Fonte: Eurostat

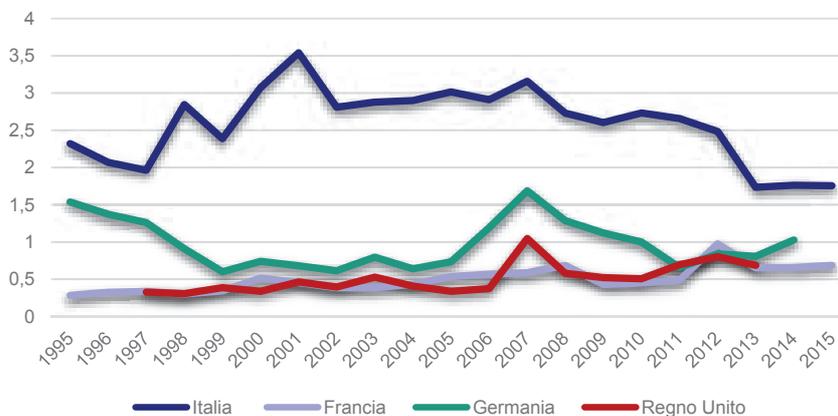
paesi considerati, compresa la Spagna, sono comunque ridotte.

Nel dettaglio dei tre settori energetici considerati, l'Italia è rimasta sempre sopra agli altri paesi europei in termini di spesa per investimenti fissi lordi tra il 2000 ed il 2008.

L'*Industria estrattiva* ha visto l'Italia muoversi su un trend lineare attorno alla cifra di 1,7 miliardi di €₂₀₁₀. Solo la Germania faceva di più, a metà dell'ultimo decennio dello scorso secolo. Le differenze tra i

Il settore *Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio* vede l'Italia in prima posizione da lungo tempo, pur se il *gap* di è profondamente ridotto dal 2008. Gli investimenti in questo comparto hanno raggiunto i 3,5 miliardi nel 2001 ed oggi si aggirano attorno a 1,8 miliardi l'anno. Francia, Germania e Regno Unito non superano, insieme i 2,5 miliardi.

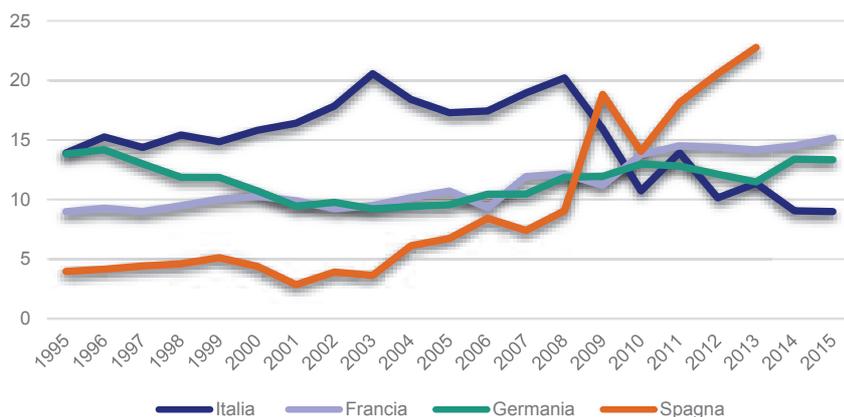
Graf. 3.3 - Investimenti fissi lordi
Settore *Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio* (miliardi di €₂₀₁₀)



Fonte: Eurostat

Il settore della *Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata* è quello più importante in termini di investimenti. Si notano andamenti diversi tra i principali paesi europei. Francia e Germania si sono mosse insieme nel primo decennio del 2000, con una tendenza lievemente ascendente. Per la Spagna, invece, il trend è fortemente ascendente anche dopo la crisi economica 2008-2009, sicché il settore iberico si va rinnovando profondamente negli ultimi anni. Gli investimenti hanno superato i 22 miliardi di €₂₀₁₀ nel 2013.

Graf. 3.4 - Investimenti fissi lordi
Settore *Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata* (miliardi di €₂₀₁₀)

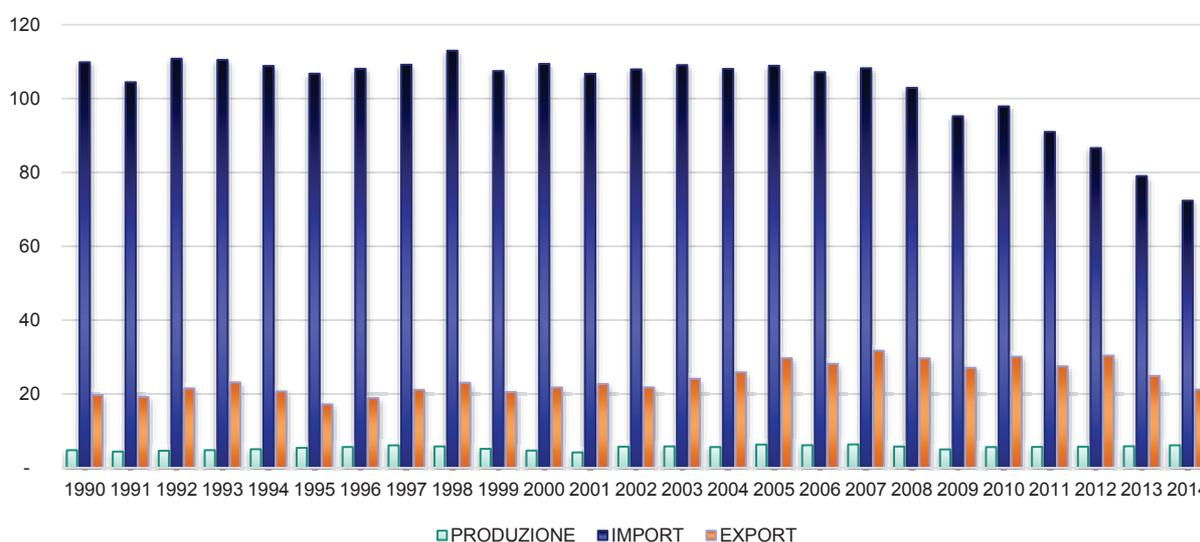


Fonte: Eurostat

3.2 La situazione della raffinazione in Italia

Secondo i dati Eurostat, la produzione nazionale di combustibili liquidi vale il 10,7% dei consumi primari lordi²² di questa fonte nel 2014. Le importazioni di combustibili liquidi, tra i quali il greggio rappresenta la parte preponderante, hanno toccato il massimo nel 1998 a 113 Mtep. Il valore massimo delle esportazioni è di 32 Mtep, toccato nel 2008. Da quest'ultimo anno è in atto un forte ridimensionamento del mercato petrolifero italiano, con le importazioni scese del 33% a 72 Mtep (dato 2014) e le esportazioni della medesima percentuale a 21 Mtep.

Graf. 3.5 – Produzione, importazioni ed esportazioni dei combustibili liquidi (Mtep)

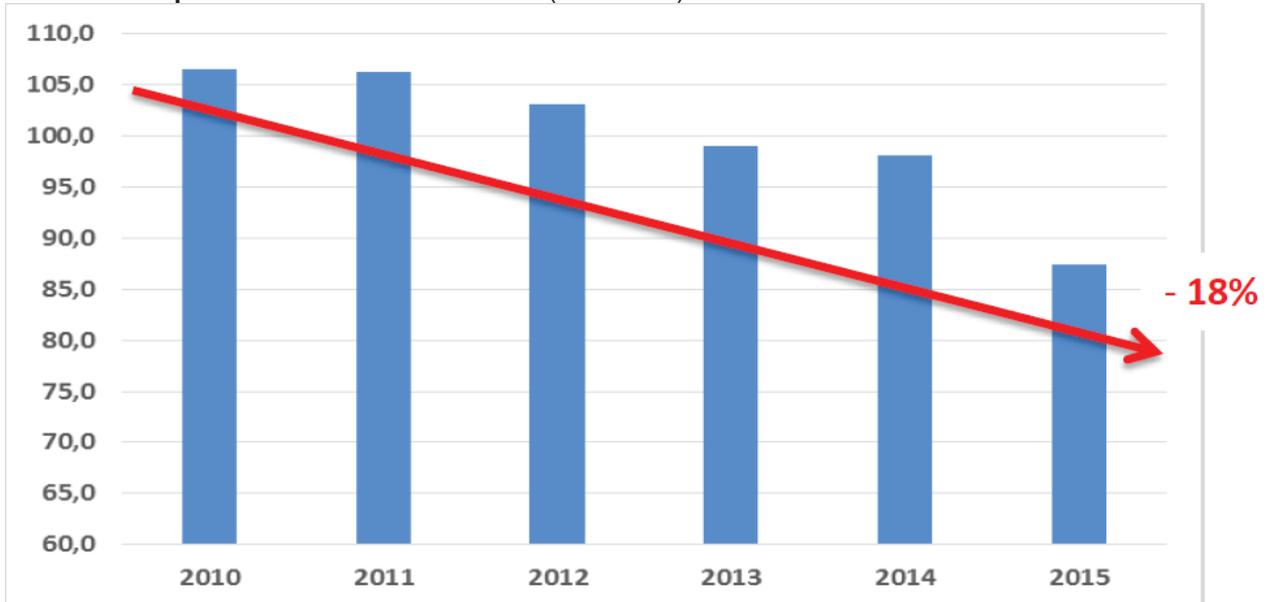


Fonte: Eurostat

Attualmente in Italia sono attive 11 raffinerie, con una capacità di raffinazione tecnica bilanciata pari a 87,5 milioni di tonnellate. La capacità di raffinazione primaria, autorizzata con decreti del MiSE, è calata, dal 2011 al 2015, da 143,6 milioni di tonnellate a 121,5 milioni (-15,4%), a causa di un drastico ridimensionamento del settore che ha comportato la chiusura di 5 raffinerie. La capacità di raffinazione secondaria ha registrato una flessione ancora più rilevante, passando da 213,4 milioni di tonnellate autorizzate a 171,2 milioni in funzione al 31/12/2015, con una flessione del 19,7%.

²² Al netto di variazione delle scorte ed al lordo dei bunkeraggi.

Graf. 3.6 – Capacità di raffinazione in Italia (Milioni di t)

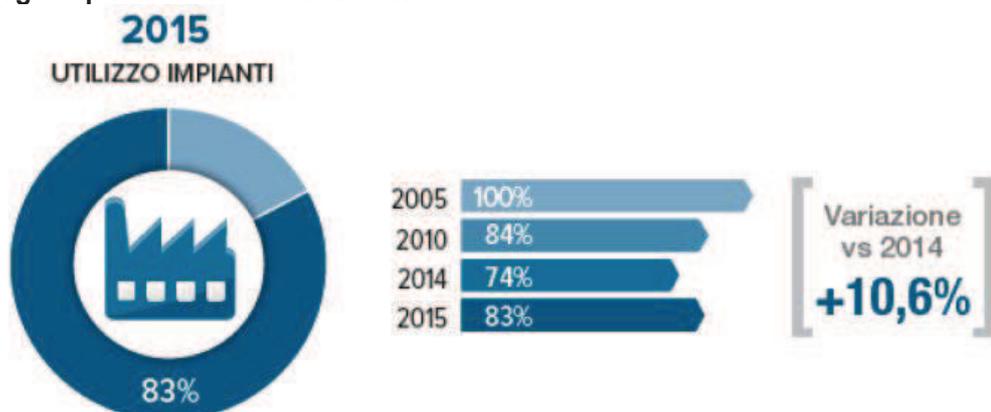


Fonte: UP, *Statistiche economiche, energetiche e petrolifere 2015*

L'aumento dei consumi interni (+2 milioni di tonnellate) e delle esportazioni (+7 milioni di tonnellate), ha prodotto un aumento delle lavorazioni che sono passate da 71,6 milioni di tonnellate del 2014 a 79,14 milioni, con un aumento del +10,6% e, di conseguenza, un migliore utilizzo degli impianti, stante la riduzione della capacità produttiva.

I tassi di lavorazione sono risaliti all'83% rispetto al 74% dell'anno precedente, un valore analogo a quello del 2010, ma a fronte di una capacità di raffinazione diminuita nello stesso periodo di oltre 19 milioni di tonnellate.

Graf. 3.7 – Utilizzo degli impianti di raffinazione in Italia



Fonte: UP, *Statistiche economiche, energetiche e petrolifere 2015*

A contribuire al miglioramento, sono state le lavorazioni di greggio (+11,6%) e dei semilavorati (+3,2%). In particolare, per quanto concerne le materie prime trattate, i quantitativi passati in lavorazione sono aumentati per i semilavorati medi e leggeri, mentre sono diminuite le lavorazioni di semilavorati pesanti (-12%).

Per quanto riguarda l'output di raffineria, sono aumentate le produzioni di benzina (da 13,9 milioni di tonnellate a 15,03 milioni), di gasolio (da 29,68 milioni del 2014 a 32,84 milioni), mentre sono diminuite le produzioni di semilavorati medi e pesanti (da 4,7 a 4,5 milioni di tonnellate).

Nel corso del 2015, come accennato, a contribuire al miglioramento congiunturale della raffinazione è stato anche il canale delle esportazioni, che complessivamente ammontano a 27,03 milioni di tonnellate, in progresso del 33% rispetto al 2014. Circa il 64% delle esportazioni sono costituite da benzina e gasolio.

Le rese delle raffinerie italiane sono conseguenza del loro grado di complessità, con percentuali che sono perciò funzione del tipo di assetto impiantistico.

L'evoluzione futura dell'industria della raffinazione dipenderà in larga parte dalla domanda sul mercato di prodotti finiti. Sulla base dell'evoluzione dei consumi attesi, il sistema si sta orientando verso una configurazione tecnologica caratterizzata da scarso ricorso al *reforming*, elevata capacità di *cracking* catalitico, elevata capacità di *hydrocracking* e di processi idrogenanti in genere.

Nel tempo, le lavorazioni di raffineria si sono evolute producendo quote crescenti di gasolio e diminuendo le produzioni di benzina e soprattutto di olio combustibile.²³

²³ (Ministero dello Sviluppo Economico, 2016).

3.3 La situazione degli impianti di generazione elettrica

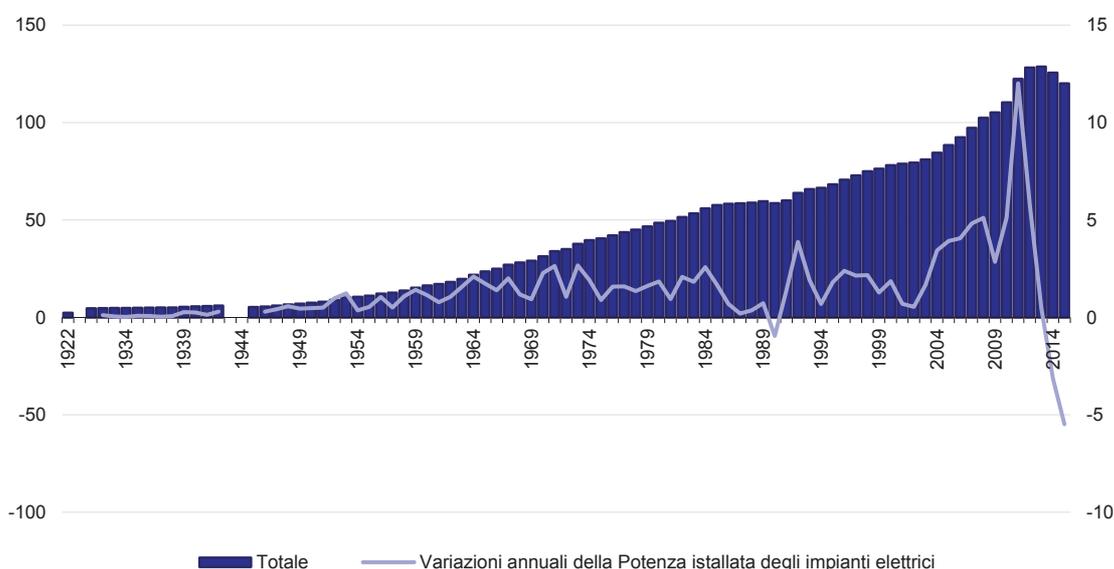
Parte dal 2003 la corsa all'installazione di nuova potenza termoelettrica, fondamentalmente i cicli combinati a gas naturale, a seguito di un biennio di stagnazione. Il settore elettrico era da poco stato liberalizzato ed il governo aveva da poco fatto ricorso al cosiddetto decreto «sblocca centrali»²⁴, che snelliva l'iter autorizzativo degli impianti di generazione, prima ancora del *blackout* del settembre di quell'anno.

Alla fine del 2003 la potenza addizionale installata (al netto delle dismissioni) è stata pari a 3,4 GW, mentre nel quadriennio successivo ha toccato ripetutamente i massimi storici a 3,9 GW, 4,0 GW, 4,8 GW e fino ai 5,1 GW del 2008, anno in cui si sono affacciate sul mercato anche le nuove fonti rinnovabili, ovvero eolico e fotovoltaico, il cui contributo è arrivato a 1,2 GW.

A quel punto le nuove FER hanno preso il sopravvento, nonostante la crisi della domanda elettrica, crollata di quasi 20 TWh nel solo 2009. Foraggiati dagli incentivi, fotovoltaico *in primis* e poi eolico, senza contare gli impianti termoelettrici alimentati con le bioenergie, hanno inondato il sistema di nuova potenza, creando una situazione di *overcapacity*, alla quale ancora oggi dobbiamo sottostare.

Emblematico l'anno 2011, in cui si è registrato un incremento di potenza di 12 GW, a fronte di un parco di generazione precedentemente arrivato a 110 GW.

Graf. 3.8 – Potenza efficiente lorda in Italia (GW – asse sx) e variazione annuale (GW – asse dx)



Fonte: elaborazioni su dati Terna

²⁴ Decreto Legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, convertito, con modificazioni, in Legge 9 aprile 2002, n.55.

L'inversione di rotta, tardiva, è arrivata a livello aggregato nel 2014, quando già da un anno il parco termoelettrico stava ridimensionandosi per via delle prime importanti dismissioni degli impianti esistenti. Nello scorso anno, la perdita di potenza efficiente lorda è stata pari a 5,5 GW, arrivando, così, a 120 GW totali.

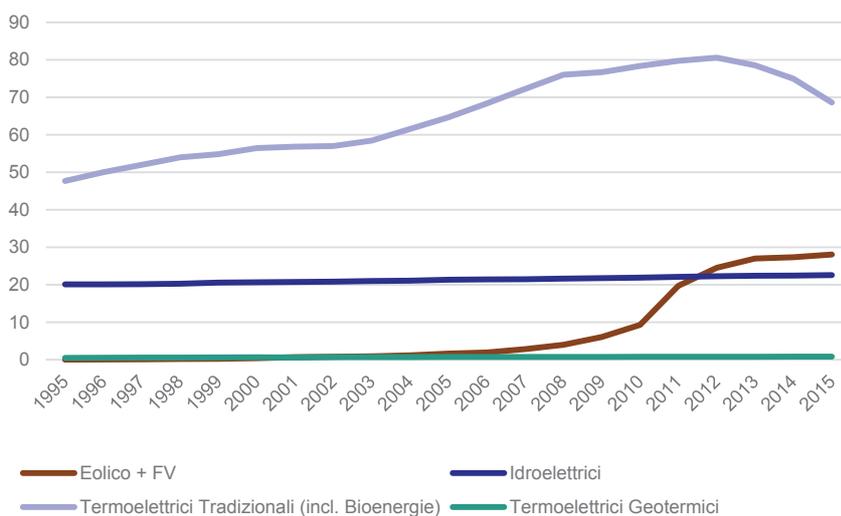
Intanto, la media annuale della potenza massima richiesta si è assestata poco sopra i 50 GW. La curva elaborata dall'AIEE per evidenziarne il *trend*, pur se in risalita fino a tutto agosto dello scorso anno, si mantiene sotto i livelli del 2011. Tutto ciò nonostante il picco storico raggiunto nel caldo luglio 2015, quando la potenza richiesta ha raggiunto quota 59 GW.

Dando uno sguardo all'estero, in particolare ai maggiori paesi dell'UE come Francia, Germania e Spagna, le produzioni nazionali di energia elettrica si sono tutte fermate dopo il 2008, ma nel 2014 il valore della flessione era dell'ordine del 3-4% per i primi due paesi, mentre per la Spagna era del 12%, cioè quasi quanto l'Italia (13%).

Nello stesso arco di tempo, la Germania ha compiuto i progressi maggiori in termini di potenza: +27%. Francia e Spagna si sono limitati ad un +7%. L'Italia si piazza in mezzo, ad un +15%.

Per quanto riguarda la potenza non rinnovabile, ovvero impianti alimentati a combustibili fossili e impianti termonucleari, solo la Francia appare non aver compiuto passi importanti verso la dismissione. Dal 2011 la potenza è in calo, ma la discesa in questo paese si è arrestata al 3% rispetto al 2008. Anche Germania e Spagna hanno visto la propria potenza di generazione tradizionale calare dal 2011 e all'anno 2014 la perdita si è attestata al 7% e 8% rispettivamente. Per l'Italia, abbiamo visto, si è iniziato nel 2013, ma in due anni perdita di potenza equivale al 12% in meno rispetto al 2008.

Graf. 3.9 – Potenza efficiente lorda degli impianti in Italia per fonte (GW)



Fonte: Terna

invece, ha superato i livelli di metà anni novanta solo nel 2013, vicino quota 15%.

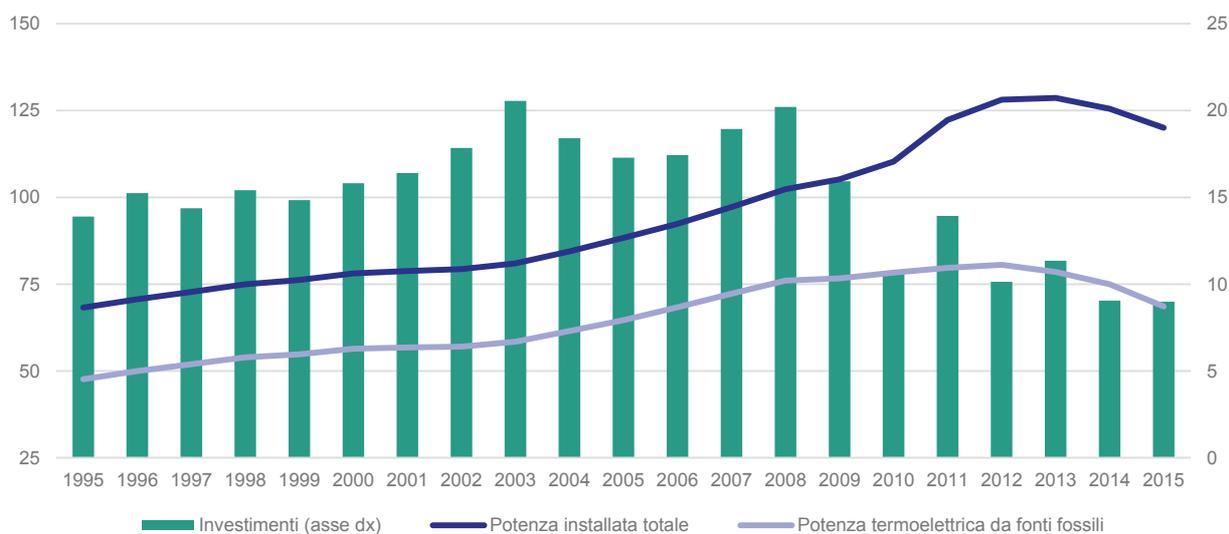
Le rinnovabili elettriche primarie (idroelettrico, fotovoltaico, eolico), dal canto loro, procedono speditamente. L'Italia ha compiuto, dal 2008 ad oggi, i maggiori progressi in termini di quota sul totale e, assieme alla Spagna, che detiene attualmente il record, viaggia vicino al 35%. Rimangono dietro Germania e Francia. La Germania ha accelerato dal 2011 e si avvicina ora al 20%. La Francia,

Dalle statistiche economiche reperibili, si evidenzia come nel settore energetico gli investimenti abbiano seguito l'andamento della potenza del parco di generazione nazionale.

In particolare, confrontando i dati sugli investimenti totali effettuati nel settore *Elettricità, gas, vapore e condizionamento dell'aria* e le curve della potenza termoelettrica tradizionale (comprensiva delle bioenergie), ci si avvede della tendenza positiva degli investimenti, cresciuti del 19% nella media 2003-2008 rispetto alla media 1997-2002, con punte oltre i 20 miliardi di €₂₀₁₀ e della corrispettiva esplosione della potenza installata.

Successivamente, le fonti rinnovabili non hanno più rappresentato un investimento nel settore energetico, perché per lo più risultano di investimenti di privati operanti in altri settori o delle famiglie. Anche questo spiega la drastica riduzione degli investimenti nel settore avvenuta a partire dal 2009.

Graf. 3.10 – Potenza efficiente lorda (GW) e investimenti nel settore *Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata* in Italia (miliardi di €₂₀₁₀)



Fonte: elaborazioni su dati Terna e Eurostat

I rendimenti di generazione

Gli investimenti compiuti nel primo decennio del secolo hanno portato al raggiungimento di valori di rendimento notevoli. Il parco termoelettrico italiano può essere considerato uno dei più efficienti al mondo.

In particolare, con la tecnologia dei cicli combinati, gli impianti a gas naturale hanno compiuto un progresso sorprendente passando da un rendimento del 45% al 55% in poco più di 10 anni. Per gli altri combustibili, invece, si nota una certa stabilità, se si fa eccezione per gli impianti alimentanti con “altri combustibili”, che hanno perso circa 7 punti percentuali nell’ultimo quindicennio.

Nell’anno in cui l’efficienza di conversione dell’intero parco termoelettrico è stata massima, il 2013, essa ha raggiunto il 47%.

Tab. 3.2- Rendimento elettrico lordo per unità di contenuto energetico di combustibile in Italia

Combustibile	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Solidi	38,3%	37,4%	37,6%	37,0%	36,9%	37,6%	36,8%	36,0%	37,2%	38,0%	38,5%	39,1%	38,5%	38,7%
Gas naturale	45,2%	45,9%	47,5%	49,9%	50,8%	52,3%	52,5%	53,1%	53,3%	53,4%	53,8%	53,6%	55,5%	55,0%
Gas derivati	41,0%	40,3%	39,7%	40,4%	39,4%	39,2%	39,9%	40,7%	40,8%	39,8%	40,3%	41,4%	41,5%	38,9%
Prodotti petroliferi	39,6%	39,8%	39,8%	39,4%	39,1%	38,5%	37,5%	38,2%	36,9%	39,6%	40,6%	37,1%	41,8%	38,1%
Altri combustibili	46,1%	44,9%	41,9%	40,9%	40,0%	37,9%	36,9%	38,5%	38,3%	36,3%	36,6%	37,4%	38,9%	38,8%
Totale da combustibili	42,0%	42,1%	42,9%	43,9%	44,8%	45,5%	45,9%	46,5%	46,5%	46,8%	46,8%	46,3%	46,9%	46,0%

Fonte: ISPRA

La generazione distribuita

La “generazione distribuita” viene definita dalla direttiva 2009/72/CE come l’insieme degli “impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione”, indipendentemente quindi dal valore di potenza dei medesimi impianti.

L’Autorità compie ogni anno un monitoraggio degli impianti riconducibili alla generazione distribuita, tenendo conto di diverse definizioni della stessa. La normativa nazionale (decreto legislativo n. 20/07), infatti, parla di “piccola generazione” e di “microgenerazione”.

Nell’ambito della sua attività, dunque, l’Autorità considera tre categorie di impianto, tra loro sovrapposte:

- Generazione distribuita (GD): insieme degli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione;
- Piccola generazione (PG): insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW;
- Microgenerazione (MG): insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione inferiore a 50 kW_e (sottoinsieme della PG).

Nell’anno 2014, in Italia, la produzione lorda di energia elettrica da impianti di PG è stata pari a 28.614 GWh (circa il 55,1% dell’intera produzione nazionale di energia elettrica da GD-10 MVA) con un incremento, rispetto all’anno 2013, di circa 2.369 GWh. Nell’anno 2014 risultavano installati 654.389 impianti di PG per una potenza efficiente lorda totale pari a circa 16.944 MW.

Tab. 3.3 – Impianti di generazione distribuita in Italia (2014)

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	3.036	3.351	14.349.401	260.426	13.889.703
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	2.341	1.950	10.550.411	463.182	9.286.894
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	52	352	1.606.789	260.562	1.227.844
<i>Fonti non rinnovabili</i>	1.777	4.197	12.036.494	8.451.843	3.185.753
<i>Ibridi</i>	45	119	381.439	194.836	169.912
Totale termoelettrici	4.215	6.619	24.575.133	9.370.424	13.870.403
Geotermoelettrici	2	21	167.806	0	157.695
Eolici	1.636	2.550	4.368.237	418	4.337.357
Fotovoltaici	648.304	17.576	20.853.246	3.513.470	16.914.384
TOTALE	657.193	30.117	64.313.823	13.144.737	49.169.542

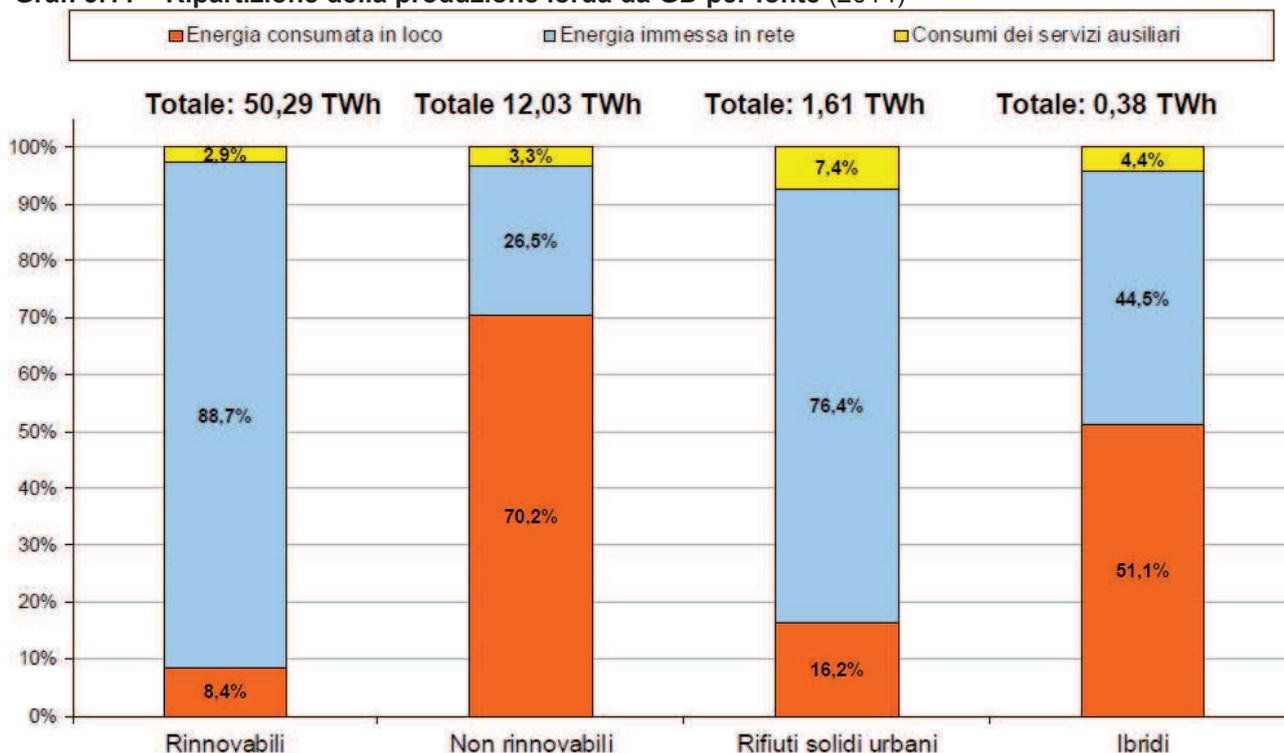
Fonte: AEEGSI

Nel caso della GD la quota di utilizzo per autoconsumo dell’energia elettrica prodotta è pari al 20,4%, mentre il 76,5% dell’energia prodotta è stato immesso in rete e il restante 3,1% è stato

utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale).

Con riferimento alla GD, nell'anno 2014 si è verificata una diminuzione della quantità di energia elettrica consumata in loco di circa 1,7 TWh in termini assoluti (da 14,8 TWh nell'anno 2013 a 13,1 TWh nel 2014), con una diminuzione dell'incidenza in termini percentuali sulla produzione lorda totale pari a 2,9 punti percentuali rispetto all'anno 2013 (da 23,3% nell'anno 2013 a 20,4% nell'anno 2014). Tale diminuzione, in termini assoluti, è da imputare principalmente agli impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili (-1,3 TWh rispetto all'anno 2013) e va letta congiuntamente alla riduzione complessiva dei consumi di energia elettrica riscontrata. Di conseguenza è aumentata l'incidenza dell'energia elettrica immessa in rete di circa 3 punti percentuali (nell'anno 2013 il 73,5% dell'energia elettrica prodotta è stata immessa in rete), rimanendo circa invariati i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione (nell'anno 2013 il 3,2% dell'energia elettrica prodotta è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione).

Graf. 3.11 – Ripartizione della produzione lorda da GD per fonte (2014)



Fonte: AEEGSI

Confrontando l'anno 2014 con i due anni precedenti, si nota un *trend* di crescita con riferimento al numero di impianti e alla produzione lorda, mentre la potenza installata è leggermente diminuita:

tale andamento implica, in termini generali, un migliore sfruttamento degli impianti, con un maggiore numero di ore equivalenti di funzionamento.

Analizzando nello specifico lo sviluppo della GD in termini assoluti, nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti rispetto all'anno 2013 è stato pari a 69.909 nuovi impianti installati, quasi del tutto imputabile allo sviluppo degli impianti fotovoltaici (+68.854 impianti), mentre sono stati molto più ridotti i contributi degli impianti eolici (+457 impianti), termoelettrici (+436 impianti) e idroelettrici (+163 impianti).

Il lieve decremento della potenza installata della GD in termini assoluti rispetto all'anno 2013 è stato pari a -50 MW, dovuto principalmente ad una netta diminuzione degli impianti termoelettrici (-197 MW) e, in misura minore, idroelettrici (-66 MW), mentre si è avuto un aumento della potenza relativa agli impianti fotovoltaici (+147 MW) ed eolici (+89 MW).

L'incremento della produzione di energia elettrica della GD in termini assoluti rispetto all'anno 2013 è stato pari a 870 GWh, da imputare principalmente agli impianti idroelettrici (+1.745 GWh) e in parte residuale agli impianti fotovoltaici (+500 GWh) ed eolici (+211 GWh), mentre si è verificata una diminuzione in relazione agli impianti termoelettrici (-1.431 GWh). Nell'ambito degli impianti termoelettrici, come si era già evidenziato nella relazione dell'anno precedente, si è assistito a una forte crescita della produzione da biomasse, biogas e bioliquidi (+1.219 GWh) e a una forte riduzione delle fonti non rinnovabili (-2.637 GWh), mentre variazioni minori hanno riguardato gli impianti ibridi e quelli alimentati da rifiuti.

Analizzando nel complesso la variazione del mix di produzione nell'ambito della GD tra l'anno 2012 e l'anno 2014, si nota in particolare la crescita della produzione da biomasse, biogas e bioliquidi e della produzione da fonte idroelettrica e da fonte solare, mentre si nota una notevole diminuzione della produzione da fonti non rinnovabili.

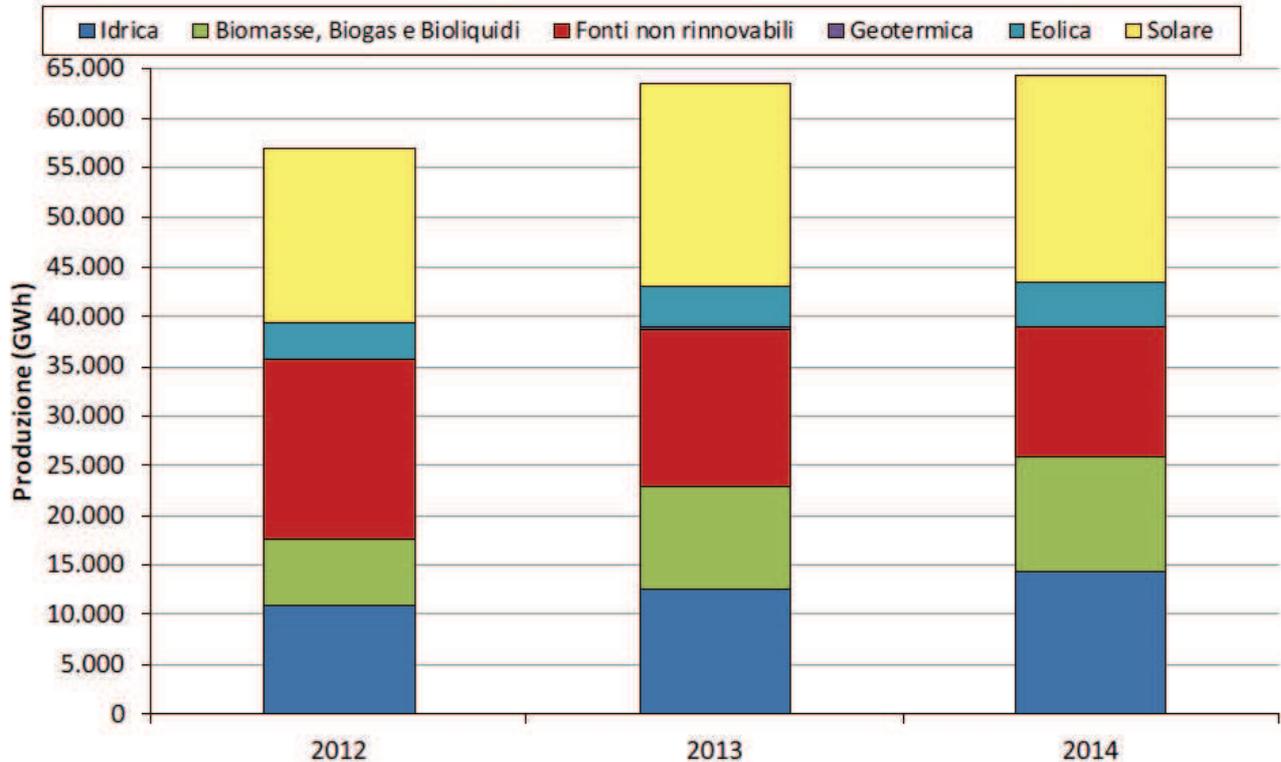
La produzione da GD termoelettrica nell'anno 2014 è risultata essere pari a 24,6 TWh con 4.215 impianti in esercizio per 5.353 sezioni e una potenza efficiente lorda totale pari a 6.619 MW. Dei 4.215 impianti termoelettrici, 2.341 (per una potenza pari a 1.950 MW) sono alimentati da biomasse, biogas o bioliquidi, 52 (per una potenza pari a 352 MW) sono alimentati da rifiuti solidi urbani, 1.777 impianti (per una potenza pari a 4.197 MW) sono alimentati da fonti non rinnovabili e 45 impianti (per una potenza pari a 119 MW) sono ibridi.

Se si considera la GD termoelettrica per la produzione di sola energia elettrica, la distribuzione delle fonti utilizzate cambia: il biogas (55,5%) ha in questo caso il ruolo preponderante, seguito da rifiuti solidi urbani (15,5%) e biomasse (11,1%), mentre il gas naturale copre solo il 3,8% del totale.

Il 74% della produzione da GD termoelettrica avviene da impianti in assetto cogenerativo, il restante da impianti di produzione di sola energia elettrica.

Se si considera la GD termoelettrica per produzione combinata di energia elettrica e calore, il gas naturale (57,9%) rappresenta di gran lunga la fonte di maggior impiego, seguita dal biogas (24,6%).

Graf. 3.12 – Produzione lorda da GD per fonte



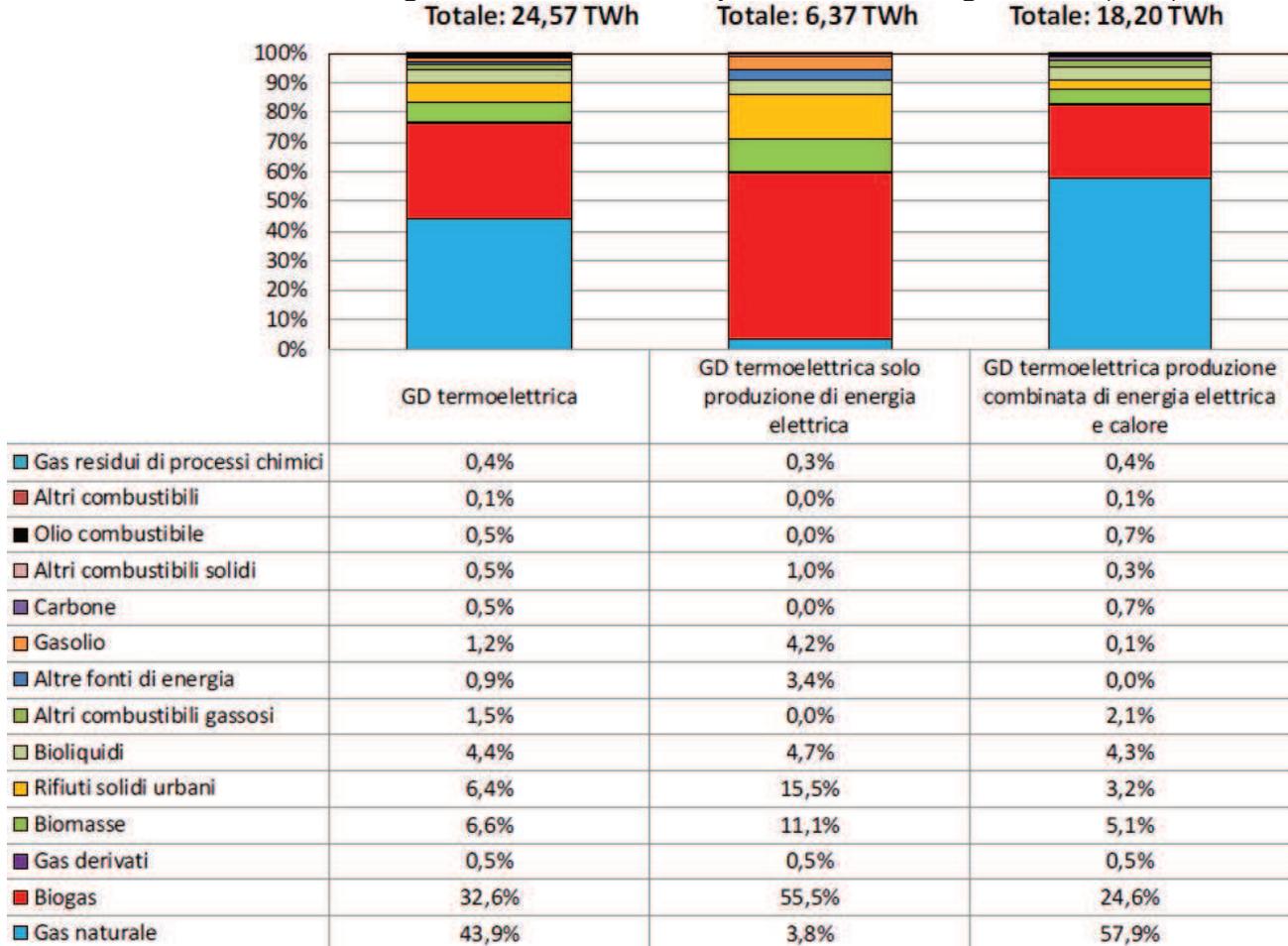
Fonte: AEEGSI

Come già evidenziato nei monitoraggi degli anni precedenti, si sta assistendo a una forte e rapida evoluzione del sistema elettrico, da pochi impianti di più elevata taglia a una moltitudine di impianti di taglia ridotta, con l'obiettivo di sfruttare le fonti rinnovabili diffuse e l'efficienza energetica insita nella cogenerazione. Nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti di GD, rispetto all'anno 2013, è stato quasi del tutto imputabile allo sviluppo degli impianti fotovoltaici.

Sta rapidamente aumentando l'energia elettrica prodotta da GD, sia in termini assoluti sia relativi rispetto al totale nazionale, soprattutto per effetto della nuova installazione di impianti fotovoltaici, della maggior produzione da impianti alimentati da biomasse e biogas, nonché per effetto di una maggiore idraulicità.

Inoltre, nell'ambito della produzione termoelettrica da GD si sta assistendo a una progressiva sostituzione degli impianti alimentati da fonti fossili con impianti alimentati da fonti rinnovabili, comportando complessivamente una lieve riduzione di potenza installata, nonostante l'aumento dell'energia elettrica prodotta.

Graf. 3.13 – Produzione di energia termoelettrica da GD per fonte e assetto generativo (2014)



Fonte: AEEGSI

È pertanto importante proseguire il monitoraggio dell'evoluzione della GD poiché sono proprio questi, congiuntamente ai campi eolici di elevata potenza, gli ambiti che trascinano il rilevante cambiamento in corso in seno al sistema elettrico nazionale.

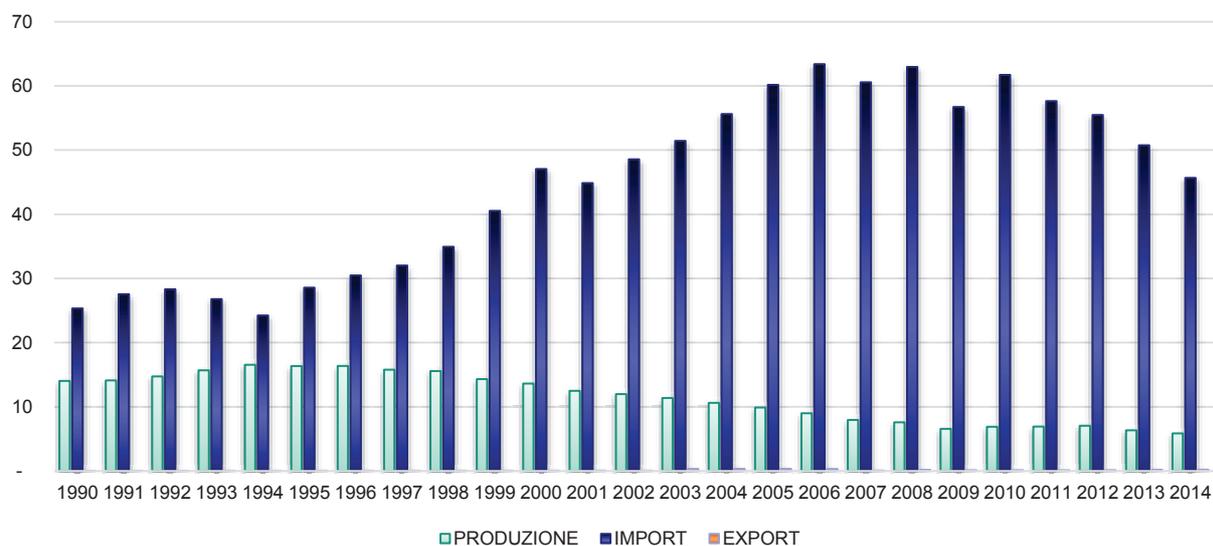
Tale monitoraggio è quindi un elemento essenziale prodromico all'innovazione della regolazione necessaria affinché i nuovi impianti di produzione possano essere integrati nel sistema elettrico e possano essere installati e utilizzati in modo crescente e sostenibile nel tempo, garantendo la sicurezza del sistema elettrico medesimo.²⁵

²⁵ Vedi (AEEGSI, 2016).

3.4 La situazione dei gasdotti e rigasificatori

Secondo i dati Eurostat, la produzione nazionale di gas vale l'11,4% dei consumi primari lordi²⁶ di questa fonte nel 2014. Le importazioni dei combustibili gassosi hanno toccato il massimo nel 2006 a 63 Mtep. Il valore massimo delle esportazioni è di 0,2 Mtep, toccato nel 2014. Dall'anno di picco, le importazioni hanno subito una riduzione del 28% a 46 Mtep (dato 2014), nonostante la produzione nazionale abbia continuato la sua discesa, iniziata nel 1997.

Graf. 3.14 – Produzione, importazioni ed esportazioni di gas in Italia (Mtep)



Fonte: Eurostat

Il sistema nazionale del gas è alimentato prevalentemente con gas prodotto in paesi stranieri importato per mezzo di gasdotti internazionali o trasportato via mare in forma liquefatta come GNL e importato tramite terminali di rigasificazione.

Attualmente le infrastrutture di importazione in esercizio sono: il gasdotto TAG con una capacità di trasporto di 107 milioni di metri cubi/giorno; il gasdotto TRANSITGAS da 59 milioni di metri cubi/giorno; il gasdotto TTPC (Trans Tunisian Pipeline Company) da 108 milioni di metri cubi/giorno; il gasdotto GREENSTREAM da 46,7 milioni di metri cubi/giorno; il terminale di rigasificazione di Panigaglia della società GNL Italia con una capacità di rigasificazione di 13 milioni di metri cubi/giorno; il terminale di rigasificazione al largo di Rovigo della società Adriatic LNG da 26,4 milioni di metri cubi/giorno; il terminale di rigasificazione OLT al largo di Livorno in Toscana, della società OLT Offshore LNG Toscana, da 15 milioni di metri cubi/giorno.

²⁶ Al netto di variazione delle scorte ed al lordo dei bunkeraggi.

È in corso di realizzazione il gasdotto TAP (Trans Adriatic Pipeline) da 24,68 milioni di metri cubi/giorno, *interconnector* tra Grecia e Italia via Albania.

Sono stati autorizzati il gasdotto IGI Poseidon tra Grecia e Italia, della Società IGI-Poseidon, controllata da Edison e DEPA, da 26,4 milioni di metri cubi/giorno; il terminale di rigassificazione di Porto Empedocle in Sicilia della società Nuove Energie (ENEL) da 26,4 milioni di metri cubi/giorno; il terminale di rigassificazione di Gioia Tauro, in Calabria, della società LNG Medgas Terminal, da 39,6 milioni di metri cubi/giorno; il terminale di rigassificazione di Falconara Marittima nella Marche, della società Api Nova Energia, da 9,8 milioni di metri/giorno.

Sono inoltre in corso i procedimenti per l'autorizzazione del gasdotto GALSI (Galsi S.p.A.) con una capacità di 26,4 milioni di metri cubi/giorno dall'Algeria alla Sardegna, per proseguire fino a Piombino; del terminale di rigassificazione di Zaule (Gas Natural International) da 26,4 milioni di metri cubi/giorno; il Terminale di Monfalcone (Smart Gas S.p.A.), da 2,2 milioni di metri cubi/giorno.²⁷

Tab. 3.4 - Bilancio mensile del gas naturale in Italia di settembre 2016
(Milioni di standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)

	ITALIA (1)						
	Agosto			Gennaio-Agosto			
	2016	2015	Var. %	2016	2015	Var. %	
PRODUZIONE NAZIONALE (2)	467	576	-18,9%	3.677	4.530	-18,8%	
IMPORTAZIONI	4.869	4.835	0,7%	42.117	40.318	4,5%	
	MAZARA DEL VALLO	1.706	564	202,3%	12.182	4.899	148,7%
	GELA	376	582	-35,3%	3.173	5.012	-36,7%
	TARVISIO	1.626	2.637	-38,3%	17.939	19.883	-9,8%
	PASSO GRIES	699	545	28,4%	4.200	6.372	-34,1%
	PANIGAGLIA (2)	0	0	0,0%	166	0	0,0%
	CAVARZERE (2)	268	490	-45,3%	3.837	3.980	-3,6%
	LIVORNO (2)	175	0	0,0%	442	0	0,0%
	GORIZIA	0	3	0,0%	0	12	0,0%
	ALTRI	17	15	15,5%	177	160	10,7%
Esportazioni	11	16	-30,2%	129	142	-9,3%	
Variazione delle scorte (2)	1.765	1.876	-5,9%	1.942	1.097	77,0%	
Consumo Interno Lordo	3.559,3	3.519,0	1,14%	43.723	43.609	0,26%	

(1) Preconsuntivi al netto dei transiti

(2) comprende consumi e perdite

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico - DGSAIE

²⁷ Vedi Gas Naturale – Importazione su <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/energia/gas-naturale/importazione>.

Per quanto riguarda la formazione delle disponibilità, il quadro relativo al periodo gennaio-agosto 2016 conferma il declino della produzione nazionale (-19%), minacciata da iniziative sul piano locale che ostacolano i nuovi investimenti.

Le importazioni, con peso che si è avvicinato al 90%, hanno registrato un aumento del 4,5%.

Nel periodo gennaio-agosto il gas in arrivo dalla Federazione Russa (Tarvisio), sullo sfondo dei difficili rapporti con l'Unione Europea, è diminuito nella misura del 9,8%, con un peso, sul totale del gas utilizzato, vicino al 41%, rispetto al 46% del 2015, che conferma, comunque, il rilievo di questa fonte di approvvigionamento.

Gli arrivi dall'Algeria (Mazara del Vallo), dopo una lunga fase di riduzione del flusso per motivi economici, sono più che raddoppiati rispetto allo stesso periodo del 2015 con un peso di circa il 28%.

Rispetto al corrispondente periodo del 2015, la perdurante crisi politica della Libia ha comportato un calo degli arrivi da questo paese nella misura del 37%.

Le importazioni di gas naturale liquefatto (GNL), in arrivo all'impianto di Cavarzere, hanno registrato una riduzione del 3,6% a causa di una forte flessione nel mese di agosto; il peso di questo gas si è attestato al 9%, mentre quantitativi pari a circa lo 0,7% sono arrivati al terminal di Livorno. Compensivamente, gli arrivi di GNL hanno raggiunto la soglia del 10% del totale.

In calo infine la produzione nazionale, che si è attestata all'8% del totale, contro il quasi 10% del corrispondente periodo del 2015.

Parte IV – I riflessi del nuovo costo del petrolio

Ci si occupa in questa sezione di quali siano i costi della transizione verso un sistema energetico a minore contenuto di carbonio, percorso obbligato per il raggiungimento degli obiettivi imposti dalle politiche climatiche europee.

I costi totali sono pari agli investimenti privati e pubblici al lordo dell'incentivazione pubblica. Tra gli investimenti vanno considerati l'implementazione di soluzioni per il risparmio e l'efficienza energetici, l'installazione di nuovi impianti di generazione elettrica e/o termica, l'adeguamento delle reti, i sistemi di stoccaggio e le altre applicazioni per la sicurezza del sistema energetico.

Partendo dal presupposto che l'implementazione di soluzioni efficienti rappresenti un'opportunità, ovvero comporti un beneficio netto nel breve, medio o lungo termine, per il fatto che il loro utilizzo comporta un risparmio di energia, il suo costo, se contabilizzato, avrebbe segno negativo. Per semplicità si trascura questo costo e la relativa incentivazione.

Per quanto riguarda l'installazione di nuovi impianti di generazione elettrica e/o termica, è possibile stimare il costo sulla base dei costi delle tecnologie presenti in letteratura e delle potenze necessarie per poter soddisfare i fabbisogni previsti dagli scenari disegnati dall'AIEE e presentati nei precedenti paragrafi.

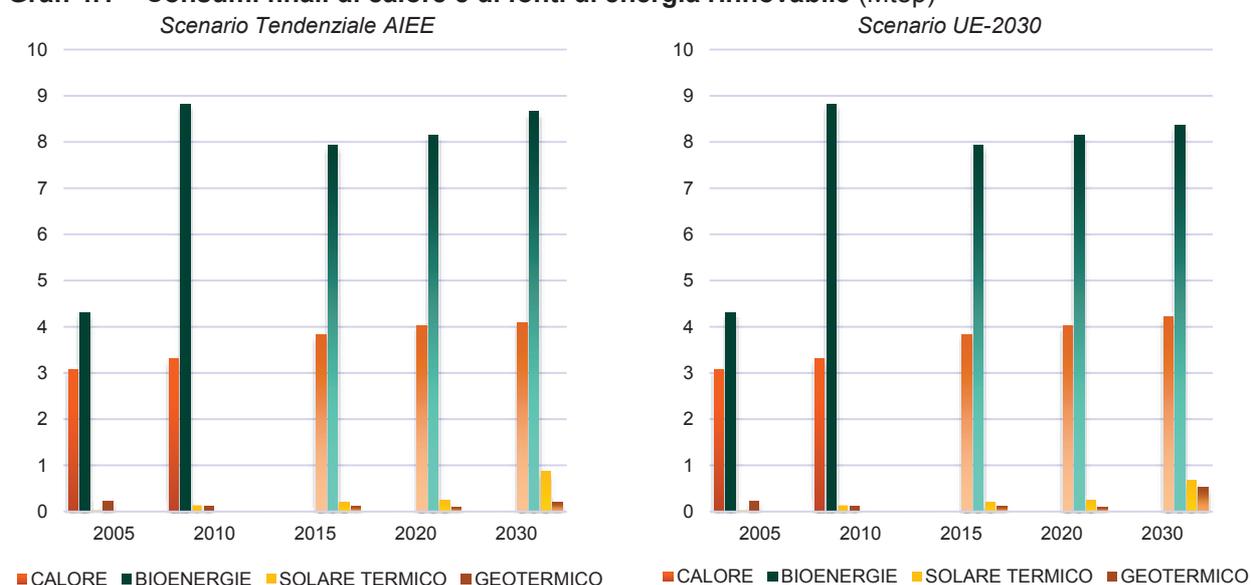
4.1 I costi di produzione

Settore termico

Per entrambi gli scenari di sistema, nel settore termico non sarebbero richiesti nuovi investimenti di grande entità poiché i consumi termici sono previsti in lievissima crescita al 2020 ed in calo al 2030: da 90 Mtep a 84 nello *Scenario Tendenziale AIEE* e da 90 a 77 nello *Scenario UE-2030*. Perdi più, lo *Scenario Tendenziale AIEE* presupporrebbe un maggiore apporto in termini assoluti dalle fonti rinnovabili rispetto allo scenario di decarbonizzazione, caratterizzato da un maggiore sforzo in favore dell'efficienza energetica.

In pratica, l'energia finale da calore, bioenergie, solare termico e fonte geotermica, dopo aver raggiunto i 12,5 Mtep al 2020, rispetto ai 12 del 2015, supererebbe i 13,8 Mtep al 2030 nello *Scenario Tendenziale AIEE*, mentre si fermerebbe appena sotto a tale soglia nello *Scenario UE-2030*. In termini percentuali, però, lo scenario di decarbonizzazione sarebbe caratterizzato da una maggiore quota di energia da queste fonti: il 13,2% del totale dei consumi finali di energia, contro il 12,5% dello *Scenario Tendenziale AIEE*.

Graf. 4.1 – Consumi finali di calore e di fonti di energia rinnovabile (Mtep)



Si assume, dunque, che per raggiungere la potenza termica da bioenergie per uso riscaldamento necessaria nei due scenari, non siano indispensabili costi aggiuntivi rispetto alla normale sostituzione degli apparecchi obsoleti.

Per ciò che riguarda gli investimenti in veicoli alimentati con bioenergie, si prevede nei due scenari un consumo di 1,5 Mtep e di 1,6 Mtep al 2030 rispetto agli 1,2 Mtep del 2015. Un incremento in entrambi i casi sostanziale, ma non tale da imporre costi in grado di incidere sensibilmente sul bilancio dei costi/benefici della decarbonizzazione del sistema energetico.

Allo stesso modo, la fonte solare termica è attesa ad un aumento in termini di consumi finali da 0,2 Mtep nel 2015 a 0,9 Mtep al 2030 nello *Scenario Tendenziale AIEE* e 0,7 nello *Scenario UE-2030*. Aumenti di ca. 4 volte che, tuttavia, non implicano costi di importo non trascurabile.

La fonte geotermica passerebbe da 0,1 Mtep ad un raddoppio nello *Scenario Tendenziale AIEE* al 2030 ed a 0,5 Mtep nello *Scenario UE-2030*. Vale lo stesso discorso delle altre fonti citate in questo paragrafo per ciò che riguarda i costi.

Settore elettrico

Iniziando dal settore elettrico, la produzione lorda addizionale al 2020 sarebbe nei due scenari considerati pari a 13 TWh. Dal 2021 al 2030 si aggiungerebbero altri 9 TWh nello *Scenario Tendenziale AIEE* e ben 109 TWh nello *Scenario UE-2030*.

Tab. 4.1 - Sintesi degli scenari del sistema energetico italiano AIEE

PRODUZIONE ELETTRICA LORDA DA FONTI RINNOVABILI													
Anno/Periodo	Tot. rinnovabili		Idroelettrico (al netto pompaggi)		Bioenergie		Solare		Eolico		Geotermoelettrico		
	Tend. AIEE	UE-2030	Tend. AIEE	UE-2030	Tend. AIEE	UE-2030	Tend. AIEE	UE-2030	Tend. AIEE	UE-2030	Tend. AIEE	UE-2030	
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	
1990	35,0	35,0	31,6	31,6	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	3,2	
1995	41,5	41,5	37,8	37,8	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	3,4	
2000	50,6	50,6	44,2	44,2	1,1	1,1	0,0	0,0	0,6	0,6	4,7	4,7	
2005	47,3	47,3	36,1	36,1	3,5	3,5	0,0	0,0	2,3	2,3	5,3	5,3	
2010	77,0	77,0	51,1	51,1	9,4	9,4	1,9	1,9	9,1	9,1	5,4	5,4	
2015	108,9	108,9	45,5	45,5	19,4	19,4	22,9	22,9	14,8	14,8	6,2	6,2	
2020	122,1	122,1	50,6	50,6	21,9	21,9	26,3	26,3	16,5	16,5	6,8	6,8	
2030	130,9	230,8	50,2	58,8	24,5	41,4	28,5	77,8	20,4	44,5	7,3	8,4	
1990-95	3,5%	3,5%	3,6%	3,6%	13,2%	13,2%					1,3%	1,3%	
1995-00	4,1%	4,1%	3,2%	3,2%	38,2%	38,2%	9,5%	9,5%	123,9%	123,9%	6,5%	6,5%	
2000-05	-1,3%	-1,3%	-4,0%	-4,0%	26,2%	26,2%	-8,7%	-8,7%	33,0%	33,0%	2,5%	2,5%	
2005-10	10,2%	10,2%	7,2%	7,2%	21,7%	21,7%	243,2%	243,2%	31,2%	31,2%	0,2%	0,2%	
2010-15	7,2%	7,2%	-2,3%	-2,3%	15,5%	15,5%	64,5%	64,5%	10,2%	10,2%	2,8%	2,8%	
2015-20	2,3%	2,3%	2,1%	2,1%	2,5%	2,5%	2,8%	2,8%	2,2%	2,2%	2,0%	2,0%	
2020-30	0,7%	6,6%	-0,1%	1,5%	1,1%	6,6%	0,8%	11,4%	2,1%	10,4%	0,7%	2,1%	

Sulla base delle producibilità storiche vengono stimate le potenze da installare per ciascuna fonte rinnovabile elettrica. Come visto nella presentazione dei due scenari al 2030, saranno eolico e solare fotovoltaico a dover crescere di più in termini di produzione e di capacità.

La potenza incrementale prefigurata dagli scenari viene trasformata in costo per il sistema energetico attraverso l'applicazione dei costi di installazione per unità di potenza tratti dalla letteratura specializzata.

Tab. 4.2 - Costi di installazione delle FER elettriche

	Media ponderata dei costi di installazione nei paesi OCSE e RPC	
	Minimo US\$ ₂₀₁₄ /kW	Massimo US\$ ₂₀₁₄ /kW
Idroelettrico	450	3.500
Bioenergie	3.500	6.820
Solare fotovoltaico	1.570	2.500
Eolico	1.280	2.500
Geotermoelettrico	3.000	5.100

Fonte: IRENA, in blu valori AIEE

La stima dei costi viene applicata a partire dal 2015, applicando i valori minimo e massimo validi per l'area OECD e forniti da IRENA nel 2014²⁸. Essi sono stati in parte modificati dall'AIEE sulla scorta dei più recenti sviluppi di mercato delle diverse tecnologie. I costi unitari vengono progressivamente ridotti fino ad arrivare ad un -15% al 2030 rispetto al 2014 per ciascuna fonte, per tenere conto (in maniera

conservativa) delle dinamiche di mercato, che attualmente indicano un inesorabile abbassamento dei costi delle tecnologie considerate.

Vengono riportati, quindi, per il quinquennio 2016-2020 e per il decennio 2021-2030, la forchetta entro cui si muoveranno i costi medi annui che gli operatori privati e pubblici dovranno coprire per l'installazione della potenza aggiuntiva necessaria per la produzione di energia elettrica prefigurata nei due scenari AIEE, nonché i valori estremi in rapporto al PIL.

Tab. 4.3 – Scenario Tendenziale AIEE

MEDIA ANNUALE COSTI DI INSTALLAZIONE POTENZA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI (Milioni di € ₂₀₁₄ e % del PIL)												
Anno/Periodo	Totale rinnovabili		Idroelettrico		Bioenergie		Solare		Eolico		Geotermoelettrico	
	Tend. AIEE		Tend. AIEE		Tend. AIEE		Tend. AIEE		Tend. AIEE		Tend. AIEE	
	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo
2015	1.021	2.146	51	397	41	79	400	637	529	1.034	0	0
2016-2020	978	1.794	4	34	413	805	347	552	158	308	56	95
2021-2030	630	1.184	6	46	158	308	216	343	236	460	15	26
	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL
2015	0,07%	0,14%	0,00%	0,03%	0,00%	0,01%	0,03%	0,04%	0,03%	0,07%	0,00%	0,00%
2020	0,05%	0,08%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,04%	0,07%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
2030	0,03%	0,06%	0,00%	0,00%	0,01%	0,02%	0,01%	0,02%	0,01%	0,02%	0,00%	0,00%

Nello *Scenario Tendenziale AIEE* i costi medi al 2020 non supererebbero lo 0,05% del PIL, ovvero ca. 1 miliardo di €₂₀₁₄ nel caso in cui fossero minimizzati tutti i costi, ovvero si installassero solo gli impianti di più facile costruzione e sfruttando appieno le economie di scala. Nel caso contrario in cui

²⁸ Vedi (IRENA, 2016).

si costruissero solo gli impianti al maggior costo possibile, si arriverebbe a 1,8 miliardi di €₂₀₁₄, ovvero lo 0,08% del PIL.

Al 2030 i costi si abbasserebbero a 600 milioni e 1,2 miliardi, per effetto del calo nella crescita delle installazioni di FER elettriche e dei minori costi per unità di potenza. Si giungerebbe, così, a spendere lo 0,03% e lo 0,06% del PIL nei casi di minimo e massimo costo.

Tab. 4.4 – Scenario UE-2030

MEDIA ANNUALE COSTI DI INSTALLAZIONE POTENZA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI (Milioni di € ₂₀₁₄ e % del PIL)												
Totale rinnovabili		Idroelettrico		Bioenergie		Solare		Eolico		Geotermoelettrico		
UE-2030		UE-2030		UE-2030		UE-2030		UE-2030		UE-2030		
Anno/Periodo	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo
2015	1.021	2.146	51	397	41	79	400	637	529	1.034	0	0
2016-2020	978	1.794	4	34	413	805	347	552	158	308	56	95
2021-2030	8.043	14.672	133	1.036	1.179	2.297	4.973	7.919	1.706	3.333	51	87
	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL
2015	0,07%	0,14%	0,00%	0,03%	0,00%	0,01%	0,03%	0,04%	0,03%	0,07%	0,00%	0,00%
2020	0,05%	0,08%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,04%	0,07%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
2030	0,43%	0,79%	0,01%	0,06%	0,06%	0,12%	0,27%	0,43%	0,09%	0,18%	0,00%	0,00%

Di converso, nello *Scenario UE-2030* i costi medi nella decade 2021-2030 arriverebbero quasi allo 0,8% del PIL, ovvero ca. 15 miliardi di €₂₀₁₄ dei nel caso in cui tutti gli impianti fossero installati al massimo costo. Mentre, nel caso contrario la spesa sarebbe di 8 miliardi di €₂₀₁₄, pari allo 0,4% del PIL.

Altri costi legati alla produzione di energia

Tra i costi per la produzione di energia devono essere citati, oltre ai costi di installazione degli impianti, anche le seguenti voci:

1. costi variabili di approvvigionamento della fonte di energia;
2. costi di manutenzione degli impianti;
3. oneri di sistema per la stabilità e la sicurezza, dovuti all'eventuale stagionalità e non programmabilità delle fonti;
4. incentivi;
5. costi esterni.

Per ciò che riguarda la produzione addizionale da FER termiche ed elettriche che dovrebbe realizzarsi entro il 2030, i costi di cui al punto 1 sono positivi solo nel caso delle bioenergie. Le fonti idrica, solare, eolica e geotermica, infatti, sono caratterizzate da costo variabile nullo in quanto libere in natura. I costi legati all'approvvigionamento di bioenergie sono conteggiati nella bolletta

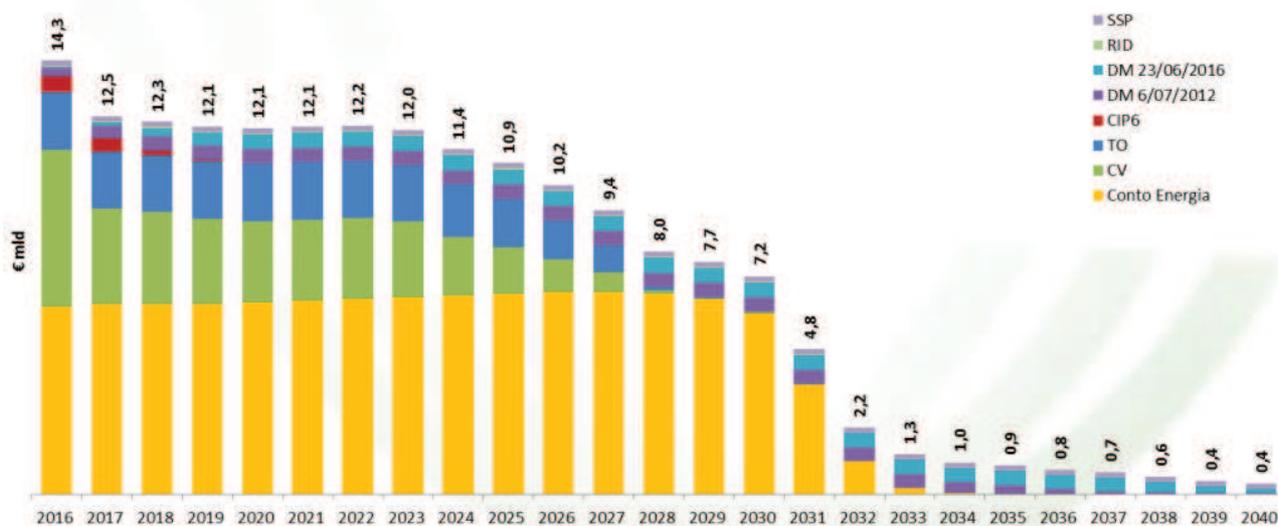
energetica di cui al paragrafo successivo, che rappresenta, di fatto, un'ipotesi di costo variabile totale del sistema energetico italiano.

I costi di manutenzione dei nuovi impianti di produzione vengono trascurati in quanto si suppongono non superiori ai costi di manutenzione delle tecnologie attuali.

Gli oneri di cui al punto 3 riguardano fondamentalmente il settore elettrico. Si tratta di costi relativi agli impianti, alle infrastrutture ed agli strumenti di mercato necessari per mantenere in equilibrio e garantire la sicurezza del sistema. Le formule di *capacity payment*, il mantenimento di potenza programmabile di riserva pur se scarsamente sfruttata, gli stoccaggi, sia di tipo idrico (pompaggi), sia di tipo chimico (batterie), nonché i sistemi di *demand side management*, fanno parte della serie di soluzioni possibili al problema della stagionalità e della intermittenza di fonti rinnovabili elettriche quali l'eolico ed il fotovoltaico, che nello scenario di decarbonizzazione verrebbero ad assumere una posizione preminente nel *mix* elettrico nazionale.

Questi costi sono di difficile misurazione²⁹, seppure non trascurabili, soprattutto per lo *Scenario UE-2030*, in cui la quota sulla produzione lorda totale di solare ed eolico salirebbe al 36%, ben oltre, quindi la soglia del 15% raggiunta nel 2015. Si rimanda a successivi approfondimenti per chiarire questo punto.

Graf. 4.2 – Evoluzione attesa degli oneri di incentivazione per fonti rinnovabili nel settore elettrico



Fonte: (GSE, 2016)

Sugli incentivi, come descritto nel paragrafo 1.3, le fonti rinnovabili sono state oggetto, negli ultimi anni, di sostanziose elargizioni mirate all'espansione della produzione elettrica e, solo in piccola parte, termica.

²⁹ Per una delucidazione sul tema si veda (IRENA, 2016).

L'incentivazione degli impianti da fonte rinnovabile nel settore elettrico determina oneri, per lo più sostenuti dalla componente tariffaria «A3» della bolletta elettrica. Nel 2015, il fabbisogno della componente A3 si è attestato sui 12,7 miliardi di €³⁰. Secondo l'evoluzione attesa dal GSE, l'onere di incentivazione, considerando i soli meccanismi di incentivazione attualmente in vigore, ammonterebbe al 2020 a 12,1 miliardi di € e 7,2 miliardi al 2030.

Alla domanda se ulteriori incentivi saranno necessari per stimolare la penetrazione delle FER nel mercato elettrico come prefigurato dagli scenari energetici sopra descritti, si può rispondere che nuovi incentivi sono stati effettivamente previsti dal DM 23/6/2016, che incentiva la produzione dagli impianti a fonti rinnovabili diversi dal fotovoltaico entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013.

Per conseguire gli obiettivi di produzione di cui allo *Scenario UE-2030*, saranno sicuramente necessari nuovi incentivi, anche in forma diversa rispetto alla *feed-in tariff*, a meno di una sensibile ed impreveduta riduzione dei LCOE (*Levelized Cost of Energy*) di una o più delle FER elettriche considerate. Altrettanto sicuro è che gli incentivi per unità di energia elettrica prodotta dovrebbero risultare fortemente più bassi rispetto al passato per via della maggiore competitività raggiunta dalle tecnologie in questione.

Per la quantificazione dei costi esterni dovuti alla produzione di energia si rimanda al paragrafo 4.3.

³⁰ Cfr. (GSE, 2016).

4.2 Il raffronto dei costi tra fonti

A valle della stima dei costi della transizione energetica è utile considerare gli impatti che si stima essa possa avere sulla bolletta energetica nazionale.

In questo modo si dà un peso all'opportunità rappresentata dal maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili primarie quali l'idroelettrico, il solare e l'eolico, le quali, assieme anche alla fonte geotermoelettrica, sono tutte presenti sul suolo nazionale e possono, quindi, ridurre *l'import* delle fonti di cui il Paese non ha disponibilità. Le bioenergie, non possono essere incluse a pieno titolo tra le fonti con funzione di indipendenza energetica, poiché, esse sono in buona parte di importazione. Nel 2014, *l'import* netto è stato pari all'11% dei consumi.

Tab. 4.5 - Sintesi degli scenari del sistema energetico italiano AIEE

BOLLETTA ENERGETICA NAZIONALE						
Anno/Periodo	Prezzi AIEE		Prezzi fissi 2016		Scenario 100 \$/b	
	Tendenziale AIEE	UE-2030	Tendenziale AIEE	UE-2030	Tendenziale AIEE	UE-2030
	Miliardi € ₂₀₁₄					
2005	41,6	41,6	38,6	38,6	64,1	64,1
2010	48,2	48,2	34,8	34,8	57,5	57,5
2015	37,1	37,1	31,2	31,2	51,3	51,3
2020	39,5	39,5	30,3	30,3	49,7	49,7
2030	43,9	39,7	28,3	25,6	46,4	42,3
2005-10	3,0%	3,0%	-2,0%	-2,0%	-2,1%	-2,1%
2010-15	-5,1%	-5,1%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%
2015-20	1,3%	1,3%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,6%
2020-30	1,1%	-0,0%	-0,7%	-1,7%	-0,7%	-1,6%

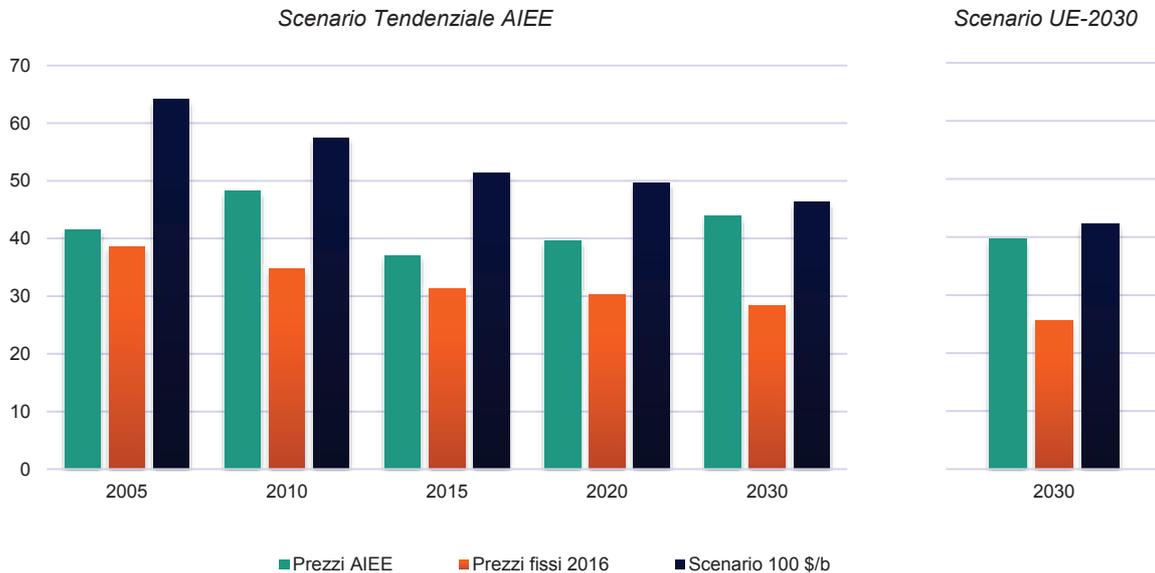
La bolletta energetica viene calcolata in 3 modalità, per rendere facile il confronto fra ipotesi diverse.

Nella prima modalità, si sono usati i prezzi di mercato per unità energetica delle singole fonti primarie (solidi, liquidi, gas, rinnovabili, importazioni nette di energia elettrica, rifiuti) e sono stati moltiplicati per i consumi delle fonti stesse, ottenendo una simulazione di costo in bolletta in moneta corrente per il Paese. Per gli anni successivi al 2015 sono stati utilizzate le previsioni di prezzi dell'*Osservatorio Energia AIEE*.

Nella seconda modalità sono stati usati dei prezzi fissi per l'intero periodo analizzato. In particolare i prezzi sono pari alla media dei primi 10 mesi del 2016.

Nella terza modalità si è voluto simulare l'impatto di una risalita dei prezzi del greggio a 100 \$/b, valore raggiunto nel periodo attorno al 2014 (media di quell'anno del Brent: 99 \$/b). Sicché, sono stati fissati i prezzi relativi delle altre fonti rispetto al greggio a quelli 2014 ed alzato il prezzo del greggio alla quota voluta, ottenendo un prezzo fisso più alto per ciascuna delle fonti energetiche considerate.

Graf. 4.3 – Bolletta energetica nazionale secondo gli scenari AIEE (Miliardi €₂₀₁₄)



Fonte: AIEE

Nello *Scenariio Tendenziale AIEE* si verificherebbe un aumento di 2,4 miliardi di € in bolletta energetica in termini correnti al 2020 rispetto al 2015 ed un ulteriore aumento di 4,4 miliardi al 2030. Ciò è dovuto alla crescita dei prezzi delle *commodities* energetiche prevista dall'AIEE, che contrasterebbe l'effetto calmierante riconducibile ai minori consumi.

Sempre nello stesso scenario, il fatto di tenere i prezzi fissi comporterebbe, per le stesse ragioni, una diminuzione della bolletta energetica di quasi 1 miliardo di € al 2020 e di altri 2 miliardi al 2030.

Nell'ipotesi di un nuovo rialzo dei corsi petroliferi, ecco che la bolletta energetica subirebbe un impennata di 12,6 miliardi al 2020 rispetto al valore stimato con i prezzi reali al 2015, per poi calare di 3,3 miliardi nei successivi 10 anni.

Nello *Scenariio UE-2030*, le previsioni dei prezzi dell'AIEE permetterebbero un risparmio in bolletta inferiore al miliardo di € solo al 2030 rispetto al 2020.

Nell'ipotesi di prezzi fissi si avrebbe un netto taglio dei costi al 2030, con un risparmio del 19% rispetto al 2015, pari a circa 6 miliardi di €.

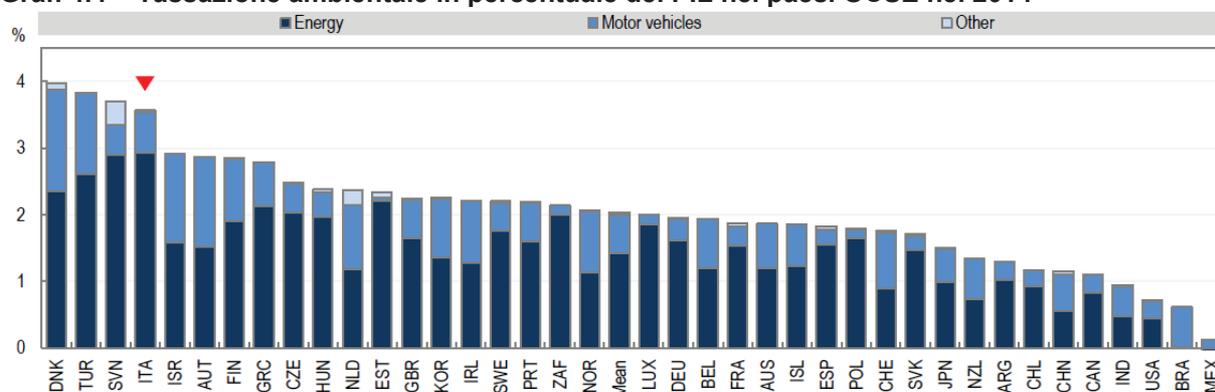
Con il greggio venduto a 100 \$/b, la bolletta nello scenario di decarbonizzazione del sistema energetico riceverebbe una forte spinta negativa al 2030. L'aumento rispetto al 2015 (prezzi di mercato) sarebbe limitato ai 5,2 miliardi, quando nello scenario tendenziale sarebbe, invece, di 9,3 miliardi. Il risparmio al 2030, poi, ammonterebbe a 7,4 miliardi rispetto al 2020.

4.3 Costi esterni

Secondo le statistiche OCSE, l'Italia è la quarta nazione per gettito fiscale di carattere ambientale in percentuale del PIL, dietro a Danimarca, Turchia e Slovenia. Nel 2014, le entrate fiscali correlate all'ambiente sono stati pari al 3,57% del PIL, rispetto alla media del 2,0% nei 39 paesi OCSE (compresi 5 partner dell'Organizzazione)³¹.

In Italia, le imposte in materia di energia hanno rappresentato l'82% del gettito fiscale complessivo delle imposte ambientali, da confrontare con il 70% della media OCSE.

Graf. 4.4 – Tassazione ambientale in percentuale del PIL nei paesi OCSE nel 2014



Fonte: (OECD, 2016)

L'Italia presenta una maggiore tassazione sui combustibili per trasporto rispetto ai combustibili usati per riscaldamento o per processi industriali. In media, 16,3 €/GJ contro 1,96 €/GJ. La generazione elettrica segue a 1,23 €/GJ.

L'OCSE pubblica anche i prezzi effettivi del carbonio per ciascun paese facente parte dell'Organizzazione. Con essi si vuole intendere il valore attribuito alla CO₂ derivante dalla tassazione ambientale e dai sistemi di mercato delle emissioni. Il concetto di Prezzo Efficace del Carbonio (in inglese *Effective Carbon Rate* - ECR) discende da ipotesi fatte sul costo del cambiamento climatico e viene espresso in euro per tonnellata di emissioni di CO₂. L'ECR è il prezzo applicato alle emissioni di carbonio che i consumatori di energia devono pagare come risultato di politiche fiscali e dei sistemi di *emission trading* che aumentano il prezzo relativo dell'energia.

Il prezzo soglia prescelto è di 30 €/t CO₂. Questo valore non è necessariamente allineato con il costo marginale del cambiamento climatico. Ma la sua stima è difficile, date le incertezze sui processi climatici ed economici coinvolti. Il valore di 30 euro per tonnellata di CO₂ è comunque in linea con

³¹ (OECD, 2016).

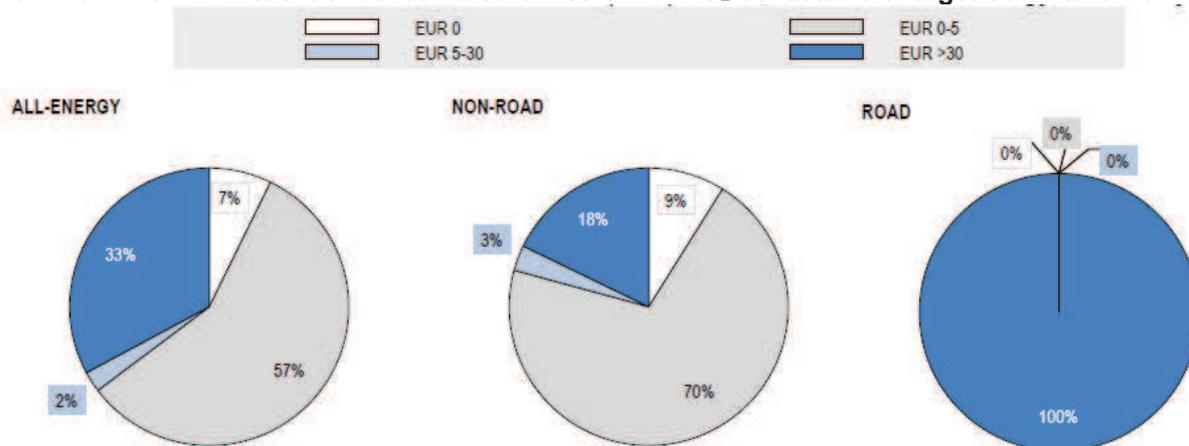
le ultime analisi che si trovano in letteratura e rappresenta una stima conservativa del danno ambientale legato alle emissioni di anidride carbonica³².

Secondo l'OCSE, in Italia solo il 7% delle emissioni provenienti dal settore energetico non sono soggette ad imposta od a sistemi di permessi. Per il 33%, il prezzo della CO₂ supera l'ECP, ovvero i 30 €/t. Ciò a fronte di un prezzo pari a zero per il 60% delle emissioni nella media OCSE e pari o superiore a 30 euro per tonnellata per il 10% delle emissioni.

Nel settore dei combustibili per uso trasporto il 100% delle emissioni è soggetto ad un prezzo, mentre per l'energia consumata negli altri settori la percentuale scende al 91%. La forte differenza si riscontra nel livello dei prezzi. Per tutte le emissioni del settore trasporti è superiore all'ECP e, in particolare, per il trasporto su strada il valore arriva 240 €/t.

Escludendo l'uso su strada, il 21% delle emissioni è soggetto ad un prezzo pari o superiore a 30 euro per tonnellata di CO₂. Ciò a fronte di un prezzo pari a zero per il 70% delle emissioni nella media dei paesi OCSE, ed un prezzo pari o superiore a 30 €/t per il 4% delle emissioni.

Graf. 4.5 – Prezzi Efficaci del Carbonio su emissioni di CO₂ del settore energetico in Italia nel 2012



Fonte: (OECD, 2016)

L'Italia è soggetta all'ETS, lo schema dei permessi negoziabili ad emettere gas serra in vigore dal 2005 nell'Unione Europea. Il prezzo medio dei permessi nel 2012 era di 7,24 € per tonnellata di CO₂, mentre attualmente viaggia attorno ai 5 €/t.

In totale, le imposte in Italia coprono l'84% delle emissioni di CO₂ di origine energetica; mentre l'Emission Trading Scheme ne copre solo il 41%. Evidentemente, esistono casi in cui le stesse emissioni sono soggette a tassazione pur rientrando anche nella Direttiva ETS. Il trasporto stradale e l'Agricoltura e pesca sono i settori le cui emissioni da consumi di energia sono totalmente coperte da imposte ambientali. L'ETS copre l'87% delle emissioni del settore elettrico, il 66% delle emissioni

³² Cfr. *ivi*.

dell'*Industria* ed il 46% delle emissioni provocate dal settore dei trasporti non stradali. Come è noto, esclusi dall'ETS sono i settori agricolo, civile e dei trasporti su strada. La copertura del sistema dei permessi negoziabili supera di poco il 40%. La sovrapposizione di tassazione e ETS si verifica per il 32% delle emissioni del sistema energetico.

Tab. 4.6 – Quote delle emissioni di CO₂ coperte da imposte e sistemi di scambio dei permessi e prezzi medi per settore in Italia nel 2012

	CO ₂ emissions by sector (in t CO ₂)	Tax		ETS		Overlap of tax and ETS ⁵	Emissions not priced by tax or ETS
		Average price (in EUR/tCO ₂)	Share of emissions priced	Average price (in EUR/tCO ₂)	Share of emissions priced		
Agriculture & Fishing	6 886	46.8	100%	7.2	0%	0%	0%
Electricity	120 238	15.4	91%	7.2	87%	79%	0%
Industry	89 153	16.5	61%	7.2	66%	39%	12%
Offroad transport	5 603	25.1	8%	7.2	46%	4%	50%
Residential & Commercial	87 048	57.3	80%	7.2	0%	0%	20%
Road transport	100 962	239.4	100%	0.0	0%	0%	0%
Total⁴	409 890	75.9	84%	2.9	41%	32%	7%

Fonte: (OECD, 2016)

L'AIEE ha usato la piattaforma *Energy System Modeling* (ESM) per simulare il risparmio economico conseguente al processo di decarbonizzazione del sistema energetico italiano, così come elaborato negli scenari al 2030.

La riduzione delle emissioni di anidride carbonica prevista per effetto della riduzione dei consumi energetici e della penetrazione delle fonti rinnovabili è già stata quantificata nei precedenti paragrafi. Si tratta ora di attribuire alle mancate emissioni un valore, in modo da stimare un costo evitato per gli operatori del sistema.

Si parte dal presupposto che tutte le emissioni di CO₂ del settore energetico siano soggette allo stesso prezzo, pari all'ECR, ovvero 30 €/t in moneta costante.

Per il 2015, si ipotizza così un costo totale di quasi 10 miliardi di €₂₀₁₄. Nel 2020, per entrambi gli scenari, le emissioni previste avrebbero un valore leggermente inferiore e pari a 9,3 miliardi di €₂₀₁₄, mentre nel 2030 lo *Scenario Tendenziale AIEE* sarebbe caratterizzato da un costo di 8,7 miliardi, contro i 7,1 miliardi dello *Scenario UE-2030*. Confrontando i due scenari al 2030, il risparmio per il settore termoelettrico sarebbe di poco più di 900 milioni, ovvero il 33% del costo stimato nel 2015. Per il settore termico si avrebbe un risparmio di 600 milioni, pari a quasi il 9% del costo 2015.

In termini di PIL, il costo ipotizzato allo 0,6% nel 2015, passerebbe al 2030 allo 0,5% nello *Scenario Tendenziale AIEE* e allo 0,4% nello *Scenario UE-2030*.

Tab. 4.7 – Sintesi degli scenari del sistema energetico italiano AIEE

MEDIA ANNUALE COSTI DI EMISSIONE CO ₂						
Anno/Periodo	Emissioni CO ₂ settore energia		Emissioni CO ₂ settore elettrico		Emissioni CO ₂ settore termico	
	Tendenziale AIEE	UE-2030	Tendenziale AIEE	UE-2030	Tendenziale AIEE	UE-2030
	Milioni € ₂₀₁₄	Milioni € ₂₀₁₄	Milioni € ₂₀₁₄	Milioni € ₂₀₁₄	Milioni € ₂₀₁₄	Milioni € ₂₀₁₄
2015	9.944	9.944	2.870	2.870	7.074	7.074
2020	9.288	9.288	2.540	2.540	6.748	6.748
2030	8.682	7.131	2.555	1.610	6.127	5.520
	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL	% PIL
2015	0,64%	0,64%	0,18%	0,18%	0,46%	0,46%
2020	0,57%	0,57%	0,16%	0,16%	0,42%	0,42%
2030	0,49%	0,40%	0,14%	0,09%	0,34%	0,31%

Si aggiunga che l'attribuzione di un prezzo alla CO₂ comporterebbe una serie di conseguenze in termini di competitività del sistema energetico e, ovviamente, anche industriale. Per esempio, da una simulazione sul sistema elettrico europeo³³, emerge che l'Italia potrebbe sfruttare l'aumento di prezzo dell'anidride carbonica grazie al conseguente miglioramento della competitività di prezzo dell'energia elettrica, aumentando significativamente le proprie esportazioni.

Altri costi esterni

La decarbonizzazione dei sistemi energetici, implicando una razionalizzazione del consumo di energia ed un maggior ricorso alle fonti rinnovabili, comporterebbe ulteriori riduzioni delle esternalità.

Esiste una vasta letteratura economica circa la misurazione dei costi esterni evitabili attraverso le trasformazioni evidenziate negli scenari energetici descritti. Limitandosi al solo utilizzo delle FER, la riduzione dell'inquinamento locale e delle emissioni di gas climalteranti, IRENA stima in 4.200 miliardi di \$ all'anno al 2030 i risparmi ottenibili a livello globale. Tale somma sarebbe pari a 15 volte i costi associati al raddoppio della quota di energie rinnovabili nei sistemi energetici³⁴.

³³ Vedi RSE, *Scambi transfrontalieri di energia elettrica: un fattore di incertezza nel medio termine (2030) per il termoelettrico*, studio presentato a Roma il 19 dicembre 2016 da Alberto Gelmini.

³⁴ Vedi (IRENA, 2016).

Conclusioni

La decarbonizzazione delle economie, processo che coinvolge in prima battuta i sistemi energetici, rappresenta una scelta obbligata per ostacolare il cambiamento climatico, fenomeno di scala globale su cui sono intervenuti molteplici trattati internazionali a partire dal Protocollo di Kyoto del 1997.

Essa appare anche un processo irreversibile, poiché atta a migliorare la qualità della vita delle persone, a prescindere dalla nazione di appartenenza. Ciò avviene in conseguenza del fatto che l'applicazione delle tecnologie tradizionali per la produzione ed il consumo di energia è legata da rapporto causale sia con le emissioni di anidride carbonica, sia di altre sostanze aventi impatto sulla salute dei cittadini e sull'ambiente a livello locale.

Il percorso intrapreso dalle Nazioni Unite con l'Accordo di Parigi, documento entrato in vigore in seguito alla sottoscrizione dalla maggioranza dei paesi aderenti, va in questa direzione, creando le condizioni politiche per un taglio alle emissioni di gas serra in modo tale da limitare il riscaldamento globale ben al di sotto dei 2° C. Tuttavia, esso ha senso solo se compiuto da tutti i paesi. Altrimenti il rischio è di dover assistere alla totale inefficacia dell'accordo, con conseguenze deprecabili sui meccanismi di libero mercato a causa degli effetti distorsivi sulla competitività industriale.

La trasformazione, d'altronde, è già da tempo in atto. I paesi *leader* hanno affrontato la questione ed agito, trovandosi oggi in una situazione profondamente diversa da ciò che era solo 15 anni fa.

L'Italia è tra questi. Un paese che ha fortemente investito per il rinnovo del proprio sistema energetico, prima con le tecnologie tradizionali e più recentemente con le fonti rinnovabili, e che ha rafforzato la sua posizione privilegiata a livello mondiale per ciò che riguarda la produttività del fattore energia. Un paese che, d'altra parte, soffre il confronto internazionale, presentando costi dell'energia e imposizione fiscale sui prodotti energetici fra i più alti.

Tutti questi fattori concorrono a definire la particolarità del sistema energetico italiano, che richiede un'attenta valutazione dei rischi e delle opportunità che si prospettano nell'immediato futuro.

Se sia o meno conveniente continuare ad investire massicciamente nel settore energia, aumentando, almeno inizialmente, i costi totali del sistema, è una domanda per rispondere alla quale si rende necessario un confronto con i benefici che se ne possono ricavare.

Su un piano prettamente competitivo, se non viene considerata la totalità dei costi esterni afferenti al sistema energetico, l'Italia è condannata a rimanere indietro rispetto ai paesi concorrenti sui mercati internazionali. D'altronde, è impensabile inseguire la competitività tornando ai vecchi schemi, cosa che richiederebbe comunque nuovi investimenti, ma sarebbe incompatibile con quanto detto precedentemente sull'irreversibilità del processo di decarbonizzazione.

Il nostro studio mostra, invece, come, in un mondo che si sia caricato sulle spalle il compito di frenare il cambiamento climatico, puntando sull'obiettivo di abbattere le emissioni di gas serra, si aprano molteplici possibilità di sviluppo per il Paese e come la transizione ad un sistema energetico a bassa intensità di carbonio costituisca un'opportunità per recuperare sul fronte della competitività.



L'efficienza energetica e le rinnovabili sembrano veramente l'unica alternativa per dare nuova linfa al Paese, importatore di energia e senza energia nucleare. La fonte bianca e la fonte verde rappresentano la giusta opportunità per almeno 3 ordini di motivi:

- 1) sono in grado di diminuire significativamente la dipendenza energetica dell'Italia dall'estero, se utilizzate in sostituzione dei combustibili tradizionali (fossili);
- 2) sono le uniche fonti alle quali può essere affidata la speranza di abbassamento dei costi per la fornitura di energia, dato che la grande parte delle fonti tradizionali è importata ed il nostro paese è in posizione di *price taker* sui mercati energetici mondiali.
- 3) permettono di risparmiare sui costi ambientali del settore energetico, intendendo sia i costi per l'inquinamento (costi sociali), sia il costo del carbonio, legato al pagamento dei permessi ad emettere gas serra nello schema di *emission trading*, di cui l'Unione Europea si è dotata ben prima dell'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto (2005) e dell'Accordo di Parigi (2016).

Nel caso in cui, peraltro, l'Italia riuscisse a sviluppare una filiera produttiva interna in grado di alimentare il processo di decarbonizzazione, questa trasformazione avrebbe una doppia valenza positiva.

Da ultimo, si aggiunga che è più nel comparto *Efficienza & Rinnovabili* che si gioca la partita dell'innovazione, rispetto ad altri settori più maturi, dove l'Italia, peraltro, è già tra i leader mondiali. È quindi in questo settore che, con un valido contributo degli investimenti in *Ricerca & Sviluppo*, gli operatori italiani potrebbero ampliare i loro mercati e consolidare le proprie posizioni di esportatori di tecnologia.

Non si dimentichi, peraltro, che in un mondo in cui alle esternalità saranno pienamente associati dei costi per chi le provoca, l'Italia avrà solo da guadagnare in termini di competitività, trovandosi in una posizione di vantaggio grazie all'intensità carbonica della propria economia già relativamente più bassa rispetto alle altre nazioni.

Riferimenti

- AEEGSI. (2016). *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia, per l'anno 2014*. Tratto da <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/304-16.htm>
- AIEE. (2016). *L'intensità energetica nell'industria europea. Il ruolo e le prospettive dell'efficienza energetica*. Studio per AICEP - Associazione Italiana dei Consumatori di Energia di Processo.
- Bertoldi, P., López-Lorente, J., & Labanca, N. (2016). *Energy consumption and energy efficiency trends in the EU-28 2000-2014*. doi:10.2788/581574
- Commissione Europea. (2016). *Energy Union and Climate Action: one year on*.
- Commissione Europea. (2016). *Energy Union and Climate Action: two years on*.
- Commissione Europea. (2016). *Energy Union and Climate Action: two years on*.
- Commissione Europea. (2016). *EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions trends to 2050*. Tratto da [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160712_Summary_Ref_scenario_MAIN_RESULTS%20\(2\)-web.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160712_Summary_Ref_scenario_MAIN_RESULTS%20(2)-web.pdf)
- ENEA. (2016). *Parigi e oltre. Gli impegni nazionali sul cambiamento climatico al 2030*. Tratto da http://www.enea.it/it/pubblicazioni/pdf-volumi/V2016_Parigi-e-oltre.pdf
- GSE. (2016). *Energie rinnovabili al 2020. Scenari tendenziali*. Tratto da http://www.gse.it/it/Dati%20e%20Bilanci/GSE_Documenti/Studi/Energie%20rinnovabili_scenari%20al%202020.pdf
- IEA. (2016). *World Energy Outlook 2016*.
- IRENA. (2016). *The True Cost of Fossil Fuels: Saving on the Externalities of Air Pollution and Climate Change*. Tratto da http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_externality_brief_2016.pdf
- ISPRA. (2016). *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2014. National Inventory Report 2016*.
- Ministero dello Sviluppo Economico. (2016). *La situazione energetica nazionale 2015*. Tratto da http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/Situazione_energetica_nazionale_2015.pdf
- OECD. (2016). *Effective Carbon Rates: Pricing CO₂ through Taxes and Emissions Trading Systems*. Paris: OECD Publishing. doi:<http://dx.doi.org/10.1787/9789264260115-en>
- Sun, J. (2001). Energy demand in the fifteen European Union countries by 2010 - A forecasting model based on the decomposition approach. *Energy*(26), 549-560.



UNFCCC. (2015). *Synthesis report on the aggregate effect of the intended nationally determined contributions*.

United Nations Environment Programme. (2015). *Emission Gap Report 2015*. Tratto da http://uneplive.unep.org/media/docs/theme/13/EGR_2015_301115_lores.pdf



PER  **FEDERMANAGER**

Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia

Studio curato da: Francesco Marghella (Ph.D.)

Per informazioni:

AIEE, Viale Parioli, 10 – 00197 ROMA
e-mail assaiee@aiee.it
www.aiee.it