



Ministero dello Sviluppo Economico



*Ministero dell'Ambiente e
della Tutela del Territorio e del Mare*



SEN
2017

Strategia Energetica Nazionale

10 Novembre 2017

Indice

Messaggio dei Ministri	7
Sintesi	11
1 Il contesto	25
Il contesto globale	25
Il contesto europeo	30
Il punto di partenza per l'Italia	37
2 Gli scenari	41
La logica degli scenari	41
Scenari definiti a livello europeo	42
Scenari energetici nazionali	44
Scenario di riferimento "BASE"	45
Scenario di policy "SEN" al 2030	48
Proiezione dello scenario SEN al 2050	55
Attività sugli scenari energetici	59
3 Fonti rinnovabili	61
Il punto di partenza per l'Italia	61
Rinnovabili elettriche	62
Rinnovabili termiche	69
Rinnovabili nei trasporti	73
Gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili	75
Le linee d'azione per le rinnovabili elettriche	77
Grandi impianti	79
Impianti esistenti	81
Impianti di piccola taglia	84
Nuove tecnologie e nuovi vettori energetici	85
Focus box Fonti rinnovabili, consumo di suolo e tutela del paesaggio	87
Le linee d'azione per le rinnovabili termiche	90
Le linee d'azione per le rinnovabili nei trasporti	93
4 Efficienza energetica	95
Il punto di partenza per l'Italia	95
Gli obiettivi di riduzione dei consumi	98
Le linee d'azione per settore	100
Residenziale	100
Terziario	104
Industriale	107
Trasporti	108
Interventi trasversali	111
5 Sicurezza energetica	113
Settore elettrico	113
La situazione attuale	113
Gli obiettivi al 2030	121
Le linee d'azione per il settore elettrico	122

Settore Gas	139
<i>La situazione attuale</i>	139
<i>Gli obiettivi al 2030</i>	150
<i>Le linee d'azione nel settore del gas naturale</i>	151
La cybersecurity	167
<i>La situazione attuale</i>	167
<i>Le linee d'azione per la cybersecurity</i>	172
6 Phase out dal carbone	173
La situazione attuale e le ipotesi evolutive	173
Le linee di azione per il phase out al 2025	176
7 Competitività dei mercati energetici	181
La situazione attuale	181
Mercati all'ingrosso dell'energia elettrica	191
<i>Contesto nazionale ed europeo</i>	191
<i>Le linee d'azione sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica</i>	195
Mercati all'ingrosso del gas naturale	200
<i>Contesto nazionale e europeo</i>	200
<i>Le linee d'azione sul mercato all'ingrosso del gas naturale</i>	202
Mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale	210
<i>Il nuovo ruolo del consumatore</i>	210
<i>Le configurazioni di autoconsumo</i>	211
<i>Lo stato della liberalizzazione dei mercati finali</i>	216
<i>La povertà energetica</i>	223
Mercato petrolifero e logistica	228
<i>Il contesto nazionale e internazionale</i>	228
<i>Le linee d'azione per il mercato petrolifero e la logistica</i>	237
8 Tecnologia, ricerca e innovazione	243
Il contesto nazionale e internazionale	243
Linee d'azione per la ricerca e l'innovazione	252
9 Governance	257
Il percorso della SEN 2017	257
La SEN 2017 e il Piano nazionale energia e clima	258
Le linee d'azione per la governance	261
<i>La cabina di regia</i>	264
<i>Semplificazione delle procedure autorizzative</i>	266
<i>Infrastrutture e nuovi strumenti di mercato</i>	268
La questione occupazionale	271
10 Contributo della SEN alla riduzione delle emissioni di gas serra	287
La riduzione delle emissioni nei diversi settori	287
Il raggiungimento degli obiettivi europei	290
Allegato I - Ipotesi alla base degli scenari nazionali	293
Allegato II - Metanizzazione della Sardegna	297
Allegato III - Infrastrutture di rete necessarie	307

Indice delle figure

Figura 1	Evoluzione del mix di energia primaria per fonte nel mondo (Gtep)	26
Figura 2	Evoluzione del mix di consumi finali per fonte nel mondo (Gtep)	28
Figura 3	Roadmap di de-carbonizzazione al 2050	30
Figura 4	Dipendenza energetica dei Paesi UE nel 2015 (quota% import)	31
Figura 5	Scenario nazionale base: fonti per la copertura del fabbisogno di energia primaria (Mtep)	46
Figura 6	Scenario nazionale base: consumi energetici finali per settore (Mtep)	46
Figura 7	Scenario nazionale SEN versus BASE: fonti per la copertura del fabbisogno di energia primaria (Mtep)	51
Figura 8	Scenario nazionale SEN versus BASE: consumi energetici finali per settore (Mtep)	52
Figura 9	Scenario nazionale SEN versus BASE: Produzione di energia elettrica per fonte (TWh)	53
Figura 10	Scenario nazionale SEN versus BASE: Produzione di energia elettrica da FER (TWh)	53
Figura 11	Scenario nazionale SEN: quota FER sui consumi finali lordi per settore	54
Figura 12	Proiezione dello scenario SEN al 2050: evoluzione del fabbisogno di energia primaria (Mtep).....	56
Figura 13	Proiezione dello scenario SEN al 2050: quota FER secondo direttiva 28/2009/CE.....	57
Figura 14	Proiezione dello scenario SEN al 2050: produzione di energia elettrica per fonte (TWh).....	57
Figura 15	Scenario SEN al 2050: evoluzione delle emissioni di CO ₂ del settore energetico (Mt CO ₂)	58
Figura 16	Raggiungimento target penetrazione rinnovabili 2015 vs obiettivi 2020 (delta %)	61
Figura 17	Contributo delle fonti rinnovabili ai consumi interni lordi di elettricità (2010-2015)	63
Figura 18	Mix generativo elettrico per fonte – Dati 2015.....	63
Figura 19	Evoluzione e fabbisogno annuo A3 (€ mld) e generazione rinnovabile (TWh)	65
Figura 20	Stima dell'evoluzione della Spesa A3 nel medio-lungo periodo.....	65
Figura 21	Evoluzione attesa del costo medio dell'elettricità (LCOE €/ MWh) di alcune tecnologie rinnovabili e non	66
Figura 22	Costi di generazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili (€/ MWh)	67
Figura 23	Contributo ad obiettivo Rinnovabili Riscaldamento & Raffrescamento per fonte (Contributo %).....	69
Figura 24	Fattori emissivi delle apparecchiature di riscaldamento a biomassa.....	70
Figura 25	Costo specifico degli impianti solari termici a circolazione forzata.....	71
Figura 26	Classi di efficienza energetica tipiche degli impianti per il riscaldamento d'ambiente	72
Figura 27	Contributo ad obiettivo Rinnovabili Trasporti per fonte (Contributo %).....	73
Figura 28	Obiettivi settoriali sulle rinnovabili al 2030	75
Figura 29	Incremento della produzione rinnovabile 2015-2030 (TWh).....	77
Figura 30	Costo degli impianti solari termici	92
Figura 31	Intensità energetica in Europa – 2015 (tep/mlnPIL)	95
Figura 32	Delta % di riduzione dei consumi di energia finale versus obiettivi 2020	96
Figura 33	Riduzione dei consumi finali per settore dello scenario SEN (Mtep/anno).....	99
Figura 34	Ripartizione del parco veicolare per classe, cilindrata e carburante. Dati 2015. (milioni di veicoli).....	108
Figura 35	Evoluzione del mix generativo EU28 2005 – 2015 (TWh)	113
Figura 36	Contributo all'adeguatezza delle diverse fonti – anno 2016 (GW).....	116
Figura 37	Zone di criticità e flussi di energia 2005 vs 2016.....	125
Figura 38	Storage Elettrochimico: Tecnologie e Applicazioni	130
Figura 39	Domanda, produzione ed importazioni nette in Europa (Bcm)	139
Figura 40	Principali pipeline e rigassificatori esistenti e in corso di sviluppo per EU	140
Figura 41	Analisi N-1 come da piano di sicurezza, mostrando variabilità stoccaggi tra 186 e 150 (Mscm/g)	149
Figura 42	Analisi resilienza sulle punte, con o senza fonte approvvigionamento principale (Mscm/g)	150
Figura 43	Principali progetti di sviluppo della rete nazionale	153

Figura 44	percorso dei gasdotti SCP-TANAP-TAP e TurkStream (o TurkishStream)	155
Figura 45	Percorso dei gasdotti TurkStream, EastMed, Poseidon (IGI)	156
Figura 46	Capacità di rigassificazione installata al 2015 o in corso di costruzione nei principali paesi europei (mld smc)	158
Figura 47	Importazioni di GNL in Europa per paese di origine e destinazione (mld smc)	158
Figura 48	Confronto domanda picco invernale e flussi di importazione (Mscm/g)	163
Figura 49	Adeguatezza del sistema rispetto a regola "N-1" al 2020 (Mscm/g)	163
Figura 50	Resilienza del sistema su capacità commerciali adeguata solo con importazioni di gas russo (Mscm/g)	164
Figura 51	Investimenti per phase out entro il 2025	178
Figura 52	Prezzi energia elettrica 2015 per famiglie e industria nei principali paesi UE (€/MWh)	183
Figura 53	Prezzi gas naturale 2015 per famiglie e industria nei principali paesi UE (c€/scm)	183
Figura 54	Confronto Italia-Germania ante riforma agevolazioni (€/MWh)	186
Figura 55	Impatto atteso post riforma energivori per imprese con consumi 70-150GWh (€/MWh)	187
Figura 56	Prezzi al consumo della benzina nell'UE (euro/litro)	189
Figura 57	Prezzi al consumo della diesel nell'UE (euro/litro)	190
Figura 58	Andamento del PUN e raffronto con i prezzi zonali (€/MWh)	198
Figura 59	Evoluzione dei prezzi gas TTF e PSV (€/MWh)	200
Figura 60	Indicazione rotte del Corridoio di Liquidità	206
Figura 61	Merit order delle fonti di approvvigionamento (€/MWh)	208
Figura 62	Energia elettrica autoconsumata (TWh)	212
Figura 63	Evoluzione margine di raffinazione (\$/bbl)	229
Figura 64	Sistema logistico italiano	234
Figura 65	Punti vendita per classi di erogato (migliaia)	235

Indice delle tabelle

Tabella 1	Andamento del prezzo della CO ₂ negli scenari europei al 2030	43
Tabella 2	Generazione elettrica in EU28 e relativo mix nei diversi scenari Comunitari al 2030	44
Tabella 3	Risultati scenario nazionale BASE: emissioni di gas serra per settori ESD e totale ETS (MtCO ₂ eq)	48
Tabella 4	Principali risultati dello scenario SEN	50
Tabella 5	Scenario nazionale SEN versus BASE: obiettivo efficienza energetica	52
Tabella 6	Scenario nazionale SEN: elettrificazione degli usi finali di energia.....	54
Tabella 7	Consumi finali di energia 2015 (% sui consumi totali).....	96
Tabella 8	Risparmi energetici conseguiti nel 2016 (Mtep)	97
Tabella 9	Stacchi benzina e gasolio ITA-UE con e senza imposte (c€/l rispetto a media UE).....	183
Tabella 10	Stima del volume degli investimenti in R&S nel periodo 2017-2020 (€ mld)	251
Tabella 11	Risultati economici ed occupazionali delle rinnovabili elettriche dal 2011 al 2016	273
Tabella 12	Risultati economici ed occupazionali delle rinnovabili elettriche nel 2016 suddivisi per tecnologie	274
Tabella 13	Risultati economici ed occupazionali delle rinnovabili termiche nel 2016 suddivisi per tecnologie	276
Tabella 14	Risultati economici ed occupazionali delle detrazioni fiscali del 65% per interventi di efficienza energetica 2016 ..	279
Tabella 15	Risultati economici ed occupazionali del Conto Termico per interventi di efficienza energetica nella PA 2016	280
Tabella 16	Risultati economici ed occupazionali dei titoli di efficienza energetica nel 2016.....	281
Tabella 17	Risultati economici ed occupazionali del programma PREPAC nel 2016.....	282
Tabella 18	Risultati economici ed occupazionali della promozione dell'efficienza energetica nel 2016	283
Tabella 19	Emissioni di GHG (Mton di CO ₂ eq)	287
Tabella 20	Obiettivi ed emissioni di GHG al 2020 e al 2030 (riduzioni % vs 2005)	290
Tabella 21	Dati macroeconomici di input per gli scenari nazionali.....	293
Tabella 22	Evoluzione del prezzo delle commodity energetiche.....	294
Tabella 23	Evoluzione attesa del prezzo della CO ₂ nel settore ETS	294
Tabella 24	Scenari di potenza nucleare installata Francia	295

Messaggio dei Ministri

- La Strategia energetica nazionale che qui presentiamo è il risultato di un articolato processo che ha coinvolto, sin dalla fase istruttoria, gli organismi pubblici operanti sull'energia, gli operatori delle reti di trasporto di elettricità e gas e qualificati esperti del settore energetico. Nella stessa fase preliminare, sono state svolte due audizioni parlamentari, riunioni con alcuni gruppi parlamentari, con altre Amministrazioni dello Stato e con le Regioni, nel corso delle quali è stata presentata la situazione del settore e il contesto internazionale ed europeo, e si sono delineate ipotesi di obiettivi e misure.
- Il lavoro svolto ha condotto a una proposta di Strategia, posta in consultazione pubblica per tre mesi.
- La partecipazione alla consultazione è stata molto ampia: oltre 250 tra associazioni, imprese, organismi pubblici, cittadini, esponenti del mondo universitario hanno formulato osservazioni, commenti e proposte, tutte accuratamente esaminate e valutate. Gli esiti della consultazione sono stati presentati nel corso di un'audizione parlamentare, svolta congiuntamente dalle Commissioni Attività produttive e Ambiente della Camera e dalle Commissioni Industria e Territorio del Senato.
- Volendo riassumere in un concetto l'esito complessivo della consultazione, si può dire che è emersa un'ampia condivisione della necessità di accelerare, in coerenza con gli obiettivi europei di lungo termine (2050), il percorso per rendere il sistema energetico italiano sempre più sostenibile sotto il profilo ambientale, con molta attenzione alle ricadute sui prezzi, alla sicurezza delle forniture e agli impatti ambientali delle nuove tecnologie e della stessa trasformazione.
- Sono quindi confermati in pieno gli obiettivi politici proposti in consultazione: aumentare la competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei, migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e delle forniture, decarbonizzare il sistema energetico in linea con gli obiettivi dell'accordo di Parigi.

- Nel documento di consultazione si sosteneva che i progressi tecnologici compiuti - sulle fonti rinnovabili, sui mezzi di trasporto, sui sistemi di accumulo, sull'efficienza energetica, sulle tecnologie della comunicazione – con opportune scelte su tempi e modi, offrono nuove possibilità di risolvere o almeno di gestire meglio il potenziale conflitto tra prezzi concorrenziali dell'energia e sostegno alla decarbonizzazione.
- La consultazione ha convinto ancor più che questi obiettivi possono essere tra loro coerenti e sinergici. Dunque, questa Strategia presenta, rispetto al passato, un cambiamento di approccio che presenteremo anche in Europa, in quanto basato non sulla sola definizione di target settoriali, ma sulla individuazione di misure e aree di coordinamento affinché gli obiettivi ambientali siano perseguiti con modalità che garantiscano al contempo la sicurezza del sistema e l'accessibilità dei prezzi e non determinino squilibri sul mercato interno.
- In esito alla consultazione, raccogliamo la sfida di quanti ci hanno proposto di essere più ambiziosi su abbandono del carbone per la produzione elettrica, efficienza energetica e fonti rinnovabili.
- Riduzione dei consumi di 10 Mtep al 2030 rispetto al tendenziale, 28% dei consumi al 2030 coperti da fonti rinnovabili; 55% dei consumi elettrici al 2030 coperti da fonti rinnovabili; rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento; riduzione dei gap di prezzo dell'energia; promozione della mobilità pubblica e dei carburanti sostenibili, abbandono del carbone per la produzione elettrica entro il 2025: sono questi alcuni degli obiettivi cardine di questa Strategia.
- L'ambizione deve comunque essere coniugata con il realismo: se il 28% dei consumi sarà coperto da fonti rinnovabili, il rimanente 72% richiederà ancora necessariamente gas e, dati i lunghi tempi di trasformazione delle infrastrutture trasporti, anche prodotti petroliferi.
- Sotto questi profili, la Strategia promuove gli interventi necessari per continuare ad assicurare adeguata ed economica disponibilità di gas, nonché per la razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio.
- Detto sinteticamente degli obiettivi, vanno fatte alcune considerazioni sulle condizioni necessarie per assicurarne il raggiungimento.

- Una prima fondamentale questione riguarda le infrastrutture: non si può trasformare in modo sicuro ed efficiente il sistema elettrico e fare a meno del carbone se non si realizzano per tempo reti e sistemi di accumulo, oltre che usare le risorse già esistenti; non si può garantire la sicurezza e la diversificazione dell'approvvigionamento di gas se si blocca ogni infrastruttura necessaria; non si può andare incontro all'innovazione e impiegare vari anni a dare il via a nuove iniziative. Dal che l'importanza di procedure partecipate, ma semplici ed efficaci.
- Un secondo tema attiene ai costi della transizione: sono ben noti gli effetti delle fin troppo generose politiche di sostegno alle fonti rinnovabili elettriche dello scorso decennio. Benché l'evoluzione tecnologica e un'attenta regolazione offrano l'opportunità di fare efficienza e produrre ormai energia da rinnovabili a costi sostenibili, si è notato, nella consultazione, il difficile distacco dal concetto di "incentivo su misura". Confidiamo invece che un approccio efficiente, basato prevalentemente su fattori abilitanti e misure di sostegno – se necessarie – che mettano in competizione le tecnologie e le stimolino a continui miglioramenti sul lato dei costi, sia una condizione imprescindibile per la sostenibilità della transizione energetica.
- Di grande rilievo per il nostro Paese è la questione della compatibilità tra obiettivi energetici ed esigenze di tutela del paesaggio. Si tratta di un tema che riguarda soprattutto le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico. Poiché siamo convinti che la tutela del paesaggio sia un valore irrinunciabile, sarà data priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti. Tuttavia, queste opzioni non sono sufficienti per gli obiettivi perseguiti. Dunque, proponiamo di procedere, con Regioni e amministrazioni che tutelano il paesaggio, alla individuazione di aree, non altrimenti valorizzabili, da destinare alla produzione energetica rinnovabile.
- Grande attenzione meritano, a nostro avviso, le preoccupazioni che sono state espresse riguardo agli effetti sociali e occupazionali della transizione. Siamo convinti che fare efficienza energetica e sostituire fonti fossili con fonti rinnovabili generi un bilancio netto positivo anche in termini occupazionali, ma si tratta di un fenomeno che va monitorato e governato, intervenendo tempestivamente per riqualificare i lavoratori spiazzati dalle nuove tecnologie e per formare nuove professionalità. Per questo, la Strategia prevede approfondimenti tecnici sul tema, che consentano di

individuare per tempo gli interventi necessari per garantire nuove opportunità di lavoro e di crescita.

- Più in generale, è stato sollevato il tema dell'integrazione delle politiche energetiche con quelle di altri settori e con quelle regionali, in modo da assicurare coerenza d'approccio e cogliere le possibili sinergie, anche per offrire opportunità di sviluppare nuove filiere produttive. La nostra proposta, ampiamente condivisa in fase di consultazione, è di costituire una cabina di regia tra i Ministeri dello sviluppo economico e dell'ambiente con i Ministeri dell'economia, dei trasporti e dei beni culturali, una rappresentanza delle Regioni e con periodico coinvolgimento anche degli enti locali.
- Questa Strategia non va considerata un punto di arrivo, ma di partenza. Con la sua approvazione parte ora il lavoro per la preparazione del piano integrato per l'energia e il clima, previsto dall'Unione Europea, che dovrà indicare obiettivi al 2030, politiche e misure per le cinque "dimensioni dell'energia", vale a dire decarbonizzazione (incluse rinnovabili), efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno, innovazione e competitività: tutti temi ampiamente trattati in questo documento. Dunque, al prossimo Governo - al quale spetterà l'onere di presentare alla Commissione europea dapprima la bozza di piano (entro il 2018) e poi il piano definitivo entro il 2019 - lasciamo un documento che pone le basi di tale piano, e che ha il pregio di essere il risultato di un'accurata istruttoria e di un'ampia e trasparente consultazione con cittadini, imprese e istituzioni.

Carlo Calenda

Gian Luca Galletti

Sintesi

Il percorso di definizione della SEN

- La definizione della Strategia è stato un processo ampio e partecipato, che ha coinvolto in fase istruttoria e di consultazione pubblica tutti gli stakeholder pubblici e privati del settore.
- Dalla consultazione è emersa un'ampia condivisione della necessità di accelerare, in coerenza con gli obiettivi europei di lungo termine, il percorso per rendere il sistema energetico italiano sempre più sostenibile sotto il profilo ambientale, con molta attenzione alle ricadute sui prezzi, alla sicurezza delle forniture e agli impatti ambientali delle nuove tecnologie e della stessa trasformazione.

La pre-consultazione

- **2** Audizioni parlamentari e confronto con le Regioni
- **5** Workshop con esperti internazionali di salute e tutela ambientale
- **40** Incontri diretti con:
 - Associazioni di categoria
 - Aziende
 - Autorità di regolazione e controllo
 - Organismi pubblici operanti nel settore dell'energia
 - Società che svolgono il servizio di trasporto di elettricità e gas

La consultazione pubblica

- **251** Contributi completi ricevuti di cui:
 - 14% cittadini
 - 25% aziende
 - 28% associazioni di categoria

- 24% associazioni ambiente e consumatori
- 10% dal mondo accademico, autorità pubbliche e società di ricerca
- **838** Contributi tematici ricevuti
- **9.700** Visualizzazioni della pagina web dedicata del Ministero

Gli obiettivi della SEN

- La SEN 2017 pone un orizzonte di azioni da conseguire al 2030. Un percorso che è coerente anche con lo scenario a lungo termine del 2050 stabilito dalla Road Map europea che prevede la riduzione di almeno l'80% delle emissioni rispetto al 1990.
- Gli obiettivi al 2030 in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia:
 - **migliorare la competitività** del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
 - **raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali** e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
 - continuare a **migliorare la sicurezza** di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

Competitività del Paese

- Il miglioramento della competitività del Paese richiede interventi per ridurre i differenziali di prezzo per tutti i consumatori, il completamento dei processi di liberalizzazione e strumenti per tutelare la competitività dei settori industriali energivori, prevenendo i rischi di delocalizzazione e tutelando l'occupazione.

Obiettivi prezzi:

- ridurre il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa, nel 2016 pari a circa 2 €/MWh;
- ridurre il gap sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE, pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e intorno al 25% in media per le imprese.

Crescita sostenibile

- La Sen, anche come importante tassello del futuro Piano Energia e Clima, definisce le misure per raggiungere i traguardi di crescita sostenibile e ambiente stabiliti nella COP21 contribuendo in particolare all'obiettivo della de-carbonizzazione dell'economia e della lotta ai cambiamenti climatici. Rinnovabili ed efficienza contribuiscono non soltanto alla tutela dell'ambiente ma anche alla sicurezza – riducendo la dipendenza del sistema energetico - e all'economicità, favorendo la riduzione dei costi e della spesa. Di seguito obiettivi e azioni strategiche.

Promuovere ulteriormente la diffusione delle tecnologie rinnovabili

- Obiettivi fonti rinnovabili:
 - raggiungere il 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015;
 - rinnovabili elettriche al 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015;
 - rinnovabili termiche al 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015;
 - rinnovabili trasporti al 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015.

Favorire interventi di efficienza energetica che permettano di massimizzare i benefici di sostenibilità e contenere i costi di sistema

- Obiettivi efficienza energetica:
 - riduzione dei consumi finali (10 Mtep/anno nel 2030 rispetto al tendenziale);
 - cambio di mix settoriale per favorire il raggiungimento del target di riduzione CO2 non-ETS, con focus su residenziale e trasporti.

Accelerare la de-carbonizzazione del sistema energetico

- Obiettivi decarbonizzazione:
 - accelerazione della chiusura della produzione elettrica degli impianti termoelettrici a carbone al 2025, da realizzarsi tramite un puntuale e piano di interventi infrastrutturali.

Incrementare le risorse pubbliche per ricerca e sviluppo tecnologico in ambito clean energy

- Obiettivi Ricerca e sviluppo:
 - raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico *clean energy*: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021.

Sicurezza energetica

- Continuare a migliorare sicurezza e adeguatezza dei sistemi energetici e flessibilità delle reti gas ed elettrica per:
 - integrare quantità crescenti di rinnovabili elettriche, anche distribuite, e nuovi player, potenziando e facendo evolvere le reti e i mercati verso configurazioni smart, flessibili e resilienti;
 - gestire la variabilità dei flussi e le punte di domanda gas e diversificare le fonti e le rotte di approvvigionamento nel complesso quadro geopolitico dei paesi da cui importiamo gas e di crescente integrazione dei mercati europei;
 - aumentare l'efficienza della spesa energetica grazie all'innovazione tecnologica.

La SEN nello scenario italiano, europeo e globale

Il contesto globale

- Il cambiamento climatico è divenuto parte centrale del contesto energetico mondiale. L'Accordo di Parigi del dicembre 2015 definisce un piano d'azione per limitare il riscaldamento terrestre al di sotto dei 2 °C, segnando un passo fondamentale verso la de-carbonizzazione.
- L'Agenda 2030 delle Nazioni Unite per lo sviluppo sostenibile prefigura un nuovo sistema di governance mondiale per influenzare le politiche di sviluppo attraverso la lotta ai cambiamenti climatici e l'accesso all'energia pulita.
- La **domanda di energia globale** è stimata in crescita (+18% al 2030) anche se a un tasso in decelerazione (negli ultimi 15 anni + 36%).
- Il **mix di energia** primaria è in forte evoluzione:
 - rinnovabili e nucleare: +2,5% entro il 2030; la continua riduzione dei costi delle rinnovabili nel settore elettrico e dei sistemi di accumulo, insieme all'adeguamento delle reti, sosterrà la loro continua diffusione;
 - gas: + 1,5% entro il 2030; la crescita è spinta dall'ampia domanda in Cina e Medio Oriente; il mercato mondiale GNL diventerà sempre più "liquido", con un

raddoppio dei volumi scambiati entro il 2040 e con possibili effetti al ribasso sui prezzi;

- petrolio e carbone in riduzione: cala la produzione di petrolio e la domanda di carbone (-40% in UE e -30% in USA nel 2030);
 - elettrificazione della domanda: l'elettricità soddisferà il 21% dei consumi finali al 2030.
- **L'efficienza energetica** avrà sempre più un ruolo chiave:
 - nel 2015, nonostante il basso costo dell'energia, l'intensità energetica globale è migliorata dell'1,8% (circa il doppio della media dell'ultimo decennio), contribuendo positivamente alla riduzione della crescita di emissioni di CO₂;
 - la crescita delle fonti rinnovabili elettriche comporterà un incremento degli investimenti in infrastrutture elettriche flessibili per garantire qualità, adeguatezza e sicurezza dei sistemi elettrici.

Il contesto europeo

- Nel 2011 la Comunicazione della Commissione europea sulla Roadmap di decarbonizzazione ha stabilito di ridurre le emissioni di gas serra almeno dell'80% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, per garantire competitività e crescita economica nella transizione energetica e rispettare gli impegni di Kyoto.
- Nel 2016 è stato presentato dalla Commissione il *Clean Energy Package* che contiene le proposte legislative per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e del mercato elettrico, la crescita dell'efficienza energetica, la definizione della governance dell'Unione dell'Energia, con obiettivi al 2030:
 - quota rinnovabili pari al 27% dei consumi energetici a livello UE;
 - riduzione del 30% dei consumi energetici (primari e finali) a livello UE.
- La SEN 2017 sarà integrata nel Piano Energia e Clima che l'Italia dovrà inviare in prima formulazione entro il 2018 alla Commissione Europea come proprio contributo al raggiungimento degli obiettivi comuni europei.

Il punto di partenza per l'Italia: risultati e sfide

- In un contesto internazionale segnato da un rafforzamento dell'attività economica mondiale e da bassi prezzi delle materie prime, nel 2016 l'Italia ha proseguito il suo percorso di rafforzamento della sostenibilità ambientale, della riduzione delle

emissioni dei gas ad effetto serra, dell'efficienza e della sicurezza del proprio sistema energetico.

I risultati

- le fonti rinnovabili hanno coperto il 17,5% dei consumi finali lordi di energia;
- prosegue il miglioramento dell'efficienza energetica: l'intensità energetica del PIL è scesa del 4,3% rispetto al 2012;
- continua la riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere: riduzione di 7 punti percentuali dell'import energetico rispetto al 2010;

rimane un divario in termini di costi energetici con l'UE che svantaggia il nostro Paese.

Le sfide future

- perseguire la crescita delle rinnovabili in modo efficiente, contenendo gli oneri di sistema;
- potenziare la politica per l'efficienza energetica in particolare sui settori non industriali, in primo luogo edilizia e trasporti; garantire la sicurezza diversificando le fonti di approvvigionamento;
- tutelare il settore industriale e riconvertire le infrastrutture in chiave di sostenibilità.

Fonti rinnovabili

- Lo sviluppo delle fonti rinnovabili è funzionale non solo alla riduzione delle emissioni ma anche al contenimento della dipendenza energetica e, in futuro, alla riduzione del gap di prezzo dell'elettricità rispetto alla media europea.
- Di grande rilievo per il nostro Paese è la questione della compatibilità tra obiettivi energetici ed esigenze di tutela del paesaggio. Si tratta di un tema che riguarda soprattutto le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè fotovoltaico ed eolico. Poiché la tutela del paesaggio è un valore irrinunciabile, la SEN 2017 favorisce i rifacimenti (repowering/revamping) degli impianti eolici, idroelettrici e geotermici, dà priorità alle aree industriali dismesse e destina maggiori risorse dalle rinnovabili agli interventi per aumentare l'efficienza energetica.

- Nel 2015 l'Italia ha già raggiunto una penetrazione delle rinnovabili sui consumi complessivi del 17,5% rispetto ad un target al 2020 fissato dalla direttiva 2009/28/CE del 17%. L'obiettivo che la Sen intende raggiungere entro il 2030, ambizioso ma perseguibile, è del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi da declinarsi in:
 - rinnovabili elettriche al 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015;
 - rinnovabili termiche al 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015;
 - rinnovabili trasporti al 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015.

Rinnovabili elettriche

- Fino al 2020: promozione di nuovi investimenti tramite incentivi sulla produzione estendendo lo strumento delle aste competitive, adottando un approccio di neutralità tra tecnologie con strutture e livelli di costi affini per stimolare la concorrenza, facendo ricorso a regimi di aiuto differenziati per i piccoli impianti e per le tecnologie innovative.
- Dal 2020: i meccanismi di supporto alle rinnovabili evolveranno verso la *market parity*, ossia da incentivi diretti sulla produzione a politiche abilitanti e semplificazione regolatoria.

Interventi

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

Rinnovabili termiche

- Le pompe di calore, dato il loro alto rendimento, avranno un ruolo centrale nel raggiungimento del target, mentre le biomasse, storicamente molto sviluppate in Italia, dovranno limitare l'impatto sui livelli emissivi e puntare ad una alta qualità ambientale. Sarà inoltre sviluppato il potenziale del teleriscaldamento secondo criteri di efficienza, in ambiti urbani e extra-urbani.

Rinnovabili trasporti

- E' necessario promuovere, in linea con la normativa europea, il passaggio verso tipologie di carburanti a bassa emissione di gas serra durante il ciclo di vita e a basso consumo di suolo (biocombustibili avanzati). Sia per gli obiettivi rinnovabili che per l'efficienza energetica, è atteso un forte ampliamento nel lungo termine del mercato mondiale dell'auto-elettrica.

Efficienza energetica

- L'Italia presenta performance elevate in termini di efficienza energetica rispetto agli altri Paesi europei. L'obiettivo della SEN è di favorire le iniziative per la riduzione dei consumi col miglior rapporto costi/benefici per raggiungere nel 2030 il 30% di risparmio rispetto al tendenziale fissato nel 2030, nonché di dare impulso alle filiere italiane che operano nel contesto dell'efficienza energetica come edilizia e produzione ed installazione di impianti. Nel ridurre ulteriormente i consumi finali (-10 Mtep/annui nel 2030 rispetto al tendenziale), vanno prevenuti costi marginali crescenti puntando sul miglioramento delle tecnologie e su strumenti sempre più efficaci. L'efficienza energetica contribuisce trasversalmente a raggiungere gli obiettivi ambientali di riduzione delle emissioni e garantire la sicurezza di approvvigionamento attraverso la riduzione del fabbisogno energetico.

Interventi

Settore residenziale

- Conferma, con revisione e potenziamento, del meccanismo delle detrazioni fiscali (ecobonus);
- Operatività del Fondo per l'efficienza energetica, con introduzione di una riserva per la concessione di garanzie sull'eco-prestito;
- Evoluzione degli standard minimi di prestazione.

Settore terziario

- Sistemi di sostegno per promuovere la riqualificazione energetica degli edifici, in particolare del parco immobiliare pubblico;
- Adozione di nuovi standard minimi di prestazione energetica per l'edilizia pubblica.

Settore industriale

- Potenziamento e semplificazione del meccanismo dei certificati bianchi;
- Promozione dell'efficienza energetica nelle PMI rinnovando le iniziative di cofinanziamento degli audit energetici e dei sistemi di gestione dell'energia.

Settore trasporti

- Rafforzamento delle misure di mobilità locale per ridurre il traffico urbano e supportare il cambio modale tramite supporto alla smart mobility (car sharing, car pooling, smart parking e bike sharing), alla mobilità ciclo-pedonale e al trasporto pubblico locale;
- Miglioramento delle prestazioni energetiche e ambientali del parco auto circolante;
- Le misure per lo sviluppo della eco-mobilità seguono un approccio di neutralità tecnologica che consente di raggiungere l'obiettivo al minimo costo per i cittadini; prevedono requisiti energetici, ambientali e di emissioni inquinanti locali; programmano la realizzazione delle infrastrutture per favorire l'intermodalità.

Decarbonizzazione del settore elettrico

- La Sen prevede un'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema energetico, a partire dall'uso del carbone nell'elettrico per intervenire gradualmente su tutto il processo energetico, per conseguire rilevanti vantaggi ambientali e sanitari e contribuire al raggiungimento degli obiettivi europei.
- La Strategia prevede quindi l'impegno politico alla cessazione della produzione termoelettrica a carbone al 2025. Per realizzare questa azione in condizioni di sicurezza, è necessario realizzare in tempo utile il piano di interventi indispensabili per gestire la quota crescente di rinnovabili elettriche e completarlo con ulteriori, specifici interventi in termini di infrastrutture e impianti, anche riconvertendo gli attuali siti con un piano concordato verso poli innovativi di produzione energetica.
- Questa azione, come l'intera attuazione della SEN, sarà monitorata in modo attivo dalla Cabina di regia.

Sicurezza energetica

- In un contesto di crescente complessità e richiesta di flessibilità del sistema energetico, è essenziale garantire affidabilità tramite:
 - adeguatezza nella capacità di soddisfare il fabbisogno di energia;
 - sicurezza nel far fronte ai mutamenti dello stato di funzionamento senza che si verifichino violazioni dei limiti di operatività del sistema;
 - resilienza per anticipare, assorbire, adattarsi e/o rapidamente recuperare da un evento estremo.

Sistema elettrico

- La SEN pone l'obiettivo di dotare il sistema di strumenti innovativi e infrastrutture per garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza; garantire flessibilità del sistema elettrico, anche grazie allo sviluppo tecnologico, in un contesto di crescente penetrazione delle fonti rinnovabili; promuovere la resilienza del sistema verso eventi meteo estremi ed emergenze; semplificare i tempi di autorizzazione ed esecuzione degli interventi.

Interventi

- avvio nel 2018 del capacity market per garantire l'adeguatezza del sistema, mantenendo la disponibilità della potenza a gas ancora necessaria, con priorità per quella flessibile, e integrando nel nuovo mercato nuove risorse (unità cross-border, rinnovabili, accumuli, domanda attiva) potenziare ulteriormente le interconnessioni con l'estero;
- incrementare la capacità degli impianti di accumulo;
- interventi sulle reti per integrare le fonti rinnovabili e aumentare la resilienza.

Sistema gas

- Il gas continuerà ad avere un ruolo chiave nella transizione energetica con la crescita delle rinnovabili, poiché rappresenta la risorsa di back up del sistema elettrico, ma deve fronteggiare anche un mercato più incerto e volatile. Per questo la SEN 2017 ritiene essenziale diversificare le fonti di approvvigionamento, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo di nuove infrastrutture di collegamento; migliorare la flessibilità delle fonti di approvvigionamento, potenziando le dorsali di trasporto, e il margine di sicurezza

"alle punte"; coordinare i piani di emergenza nazionali includendovi misure di solidarietà tra Stati UE.

Interventi

- promuovere la realizzazione di nuovi gasdotti di importazione che diversifichino fonti e rotte di approvvigionamento, sviluppati da privati secondo principi di mercato;
- attribuzione dei servizi di rigassificazione di GNL mediante asta, invece che con tariffa, per rendere più attrattivo l'uso dei terminali operanti in Italia;
- convertire a metano le reti di distribuzione esistenti in Sardegna e svilupparle tramite collegamento a depositi Small Scale GNL per avviare la fornitura di gas in modo modulare, utilizzando il GNL anche per avviare il primo pilota di Sulphur Emission Controlled Area (SECA) per il traffico marittimo in Sardegna.

Mercati energetici: elettrico, gas, petrolio

Mercato elettrico e gas

- L'obiettivo di ridurre il gap dei prezzi finali dell'energia elettrica rispetto a quelli europei sarà conseguito attraverso la riduzione del costo medio di generazione rinnovabile, la convergenza dei mix generativi tra i Paesi europei, l'allineamento sul costo del gas la piena liberalizzazione dei mercati finali, la graduale riduzione degli oneri di sistema.
- L'obiettivo di ridurre il gap del prezzo del gas all'ingrosso rispetto a quello europeo sarà attuato intervenendo sugli effetti distorsivi presenti sull'import dal nord Europa e aumentando l'offerta e la liquidità del mercato interno del gas.

Interventi

- completare l'armonizzazione delle regole a livello europeo nel mercato unico dell'energia elettrica e la riforma del mercato dei servizi, per dare efficienza alla transizione e ridurre i costi dei servizi stessi;
- accelerare la piena abilitazione della generazione distribuita e dei consumatori, anche tramite gli aggregatori, ai mercati dell'energia e dei servizi; aumentare la capacità di comunicazione e coordinamento gestionale tra gestore del sistema;

- semplificazioni per sostenere l'autoproduzione rinnovabile o tramite cogenerazione ad alta efficienza e le nuove *energy communities*;
- nuovo regime tariffario per gli oneri di sistema, insieme a nuove agevolazioni sugli oneri per le energie rinnovabili destinati alle imprese energivore, per recuperare margini importanti di competitività e rilanciare crescita e occupazione;
- avvio di misure per allineare il prezzo del gas italiano a quello degli hub nord europei più liquidi e competitivi, eliminando gli attuali effetti distorsivi sul mercato italiano derivanti dai gasdotti di transito dal nord Europa;
- introduzione della figura del “market maker” nel sistema di scambi sulla borsa gas per contribuire alla liquidità del sistema;
- revisione oneri di sistema per imprese a forte consumo di gas o che utilizzano il gas come materia prima;
- sia nel mercato elettrico che in quello del gas, piena liberalizzazione del retail come da roadmap della legge per il mercato e la concorrenza per mettere il consumatore al centro del nuovo modello energetico;
- rafforzamento degli strumenti per la povertà energetica e riforma dell'attuale bonus sociale.

Mercato petrolifero e logistica

- La domanda dei prodotti petroliferi è diminuita progressivamente dal 2005 al 2015, spingendo alla riconversione di raffinerie in bioraffinerie e depositi. L'obiettivo è di ridurre entro il 2030 di 13,5 Mtep i consumi primari di prodotti petroliferi rispetto al 2015.

Interventi

- promuovere la conversione di altre raffinerie in bio-raffinerie, stante l'aumento della domanda di biocarburanti avanzati;
- aumentare la lotta alla illegalità nel settore della distribuzione dei prodotti petroliferi;
- sviluppo di piattaforme di mercato per l'offerta di logistica e di prodotti petroliferi;
- progressiva revisione delle agevolazioni fiscali esistenti sui carburanti, ambientalmente sfavorevoli.

Ricerca e innovazione

- A livello internazionale, l'Italia è tra i promotori di *Mission Innovation*, nata dalla COP21 per lanciare i progetti di frontiera *cleantech* e si è impegnata a raddoppiare entro il 2021 il valore delle risorse pubbliche dedicate agli investimenti in ricerca e sviluppo in ambito tecnologie *clean energy*.
- Il percorso di progressiva transizione verso modelli energetici a ridotte emissioni richiede uno sforzo importante a sostegno dell'evoluzione tecnologica e per la ricerca e sviluppo di nuove tecnologie. La SEN 2017 vuole rafforzare l'impegno pubblico e creare le condizioni per attirare investimenti privati, con l'obiettivo di contribuire allo sviluppo di soluzioni tecnologiche in grado di sostenere la transizione energetica a costi ragionevoli e offrendo opportunità di impresa e occupazione.

Interventi

- Raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo di tecnologie *clean energy*: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021.

GOVERNANCE E REGOLAMENTAZIONE

- Il tema dell'energia è trasversale e necessita di una decisa azione di coordinamento tra i vari soggetti (Amministrazioni centrali, Regioni, istituti scientifici) e di collaborazione istituzionale con l'Autorità per l'energia.
- E' essenziale inoltre integrare le politiche energetiche con quelle di altri settori e con quelle regionali, in modo da assicurare coerenza d'approccio e cogliere le possibili sinergie, anche per offrire opportunità di sviluppare nuove filiere produttive.

Interventi:

- la SEN 2017 prevede l'istituzione di una cabina di regia, coordinata dai Ministeri dello sviluppo economico e dell'Ambiente, con la partecipazione dei Ministeri dell'economia, dei trasporti e dei beni culturali, con una rappresentanza delle Regioni e con periodico aggiornamento anche degli enti locali.
- la SEN 2017 prevede inoltre azioni di semplificazione e razionalizzazione del sistema per ottenere riduzioni sensibili dei costi delle tecnologie rinnovabili, senza indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio.

- Per garantire attuazione e trasparenza nel monitoraggio della SEN, il Governo sarà inoltre tenuto a riferire annualmente al Parlamento sullo stato di implementazione della strategia e sulle iniziative adottate utili al raggiungimento degli obiettivi fissati, nonché ad avviare ogni tre anni un processo partecipato e condiviso di revisione della Strategia.

1

Il contesto

Il contesto globale

- Il cambiamento climatico è divenuto parte centrale del contesto energetico mondiale. Già negli anni '90 è apparsa evidente la necessità di definire un nuovo modello di crescita economica e industriale sostenibile dal punto di vista ambientale e climatico; in questo contesto va inserito il Protocollo di Kyoto che, a cavallo del nuovo millennio, ha definito obiettivi di riduzione delle emissioni, gettando le basi per quella politica di de-carbonizzazione di cui l'Europa si farà portavoce negli anni a venire.
- L'Accordo di Parigi del dicembre 2015, adottato da 197 Paesi ed entrato in vigore il 4 Novembre 2016¹, definisce un piano d'azione globale e giuridicamente vincolante per limitare il riscaldamento terrestre *ben al di sotto dei 2 °C*, e per proseguire l'azione volta a limitare l'aumento di temperatura a 1,5° C rispetto ai livelli pre-industriali, segnando un passo fondamentale verso la de-carbonizzazione.
- Contemporaneamente la comunità internazionale ha stilato in seno alle Nazioni Unite l'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile, che prefigura un nuovo sistema di governance mondiale per influenzare le politiche di sviluppo attraverso 17 obiettivi e 169 target, tra i quali la lotta ai cambiamenti climatici e l'accesso all'energia pulita.
- La domanda di energia globale è stimata in crescita, con un aumento, secondo le proiezioni del *World Energy Outlook 2016*, del 18% al 2030². La crescita attesa al

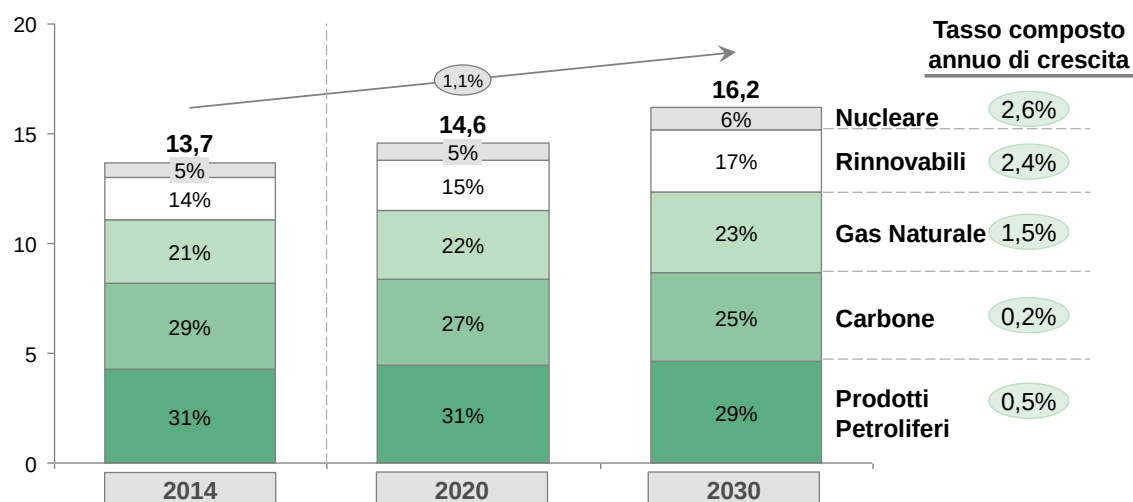
¹ Il 5 Ottobre 2016, le soglie per l'entrata in vigore dell'accordo sono state superate. Il 4 Novembre, 30 giorni dopo il superamento di tali soglie, l'accordo di Parigi è entrato in vigore. Ad oggi, 148 Parti della convenzione lo hanno ratificato. L'uscita degli Stati Uniti d'America non pregiudica il superamento delle soglie e, quindi, la cogenza dell'accordo.

² Tutti i dati di questo paragrafo fanno riferimento al capitolo *New Policies* presentato nel "World Energy Outlook 2016" – International Energy Agency

2030 è tuttavia pari alla metà di quella registrata negli ultimi 15 anni (+ 36%), benché il tasso composto annuo di crescita del PIL sia stimato costante (3,7% sia nel periodo 2000-2014 che nel 2014-2030): la relazione tra PIL e domanda energetica si sta indebolendo.

- L'efficienza energetica avrà sempre più un ruolo chiave: nel periodo 2005 – 2015 il consumo di energia finale è sceso del 15,1% e l'intensità energetica è migliorata in media dell'1,4% contribuendo positivamente alla riduzione della crescita di emissioni di CO₂.
- Per quanto riguarda l'evoluzione del mix di energia primaria, nelle proiezioni del *World Energy Outlook 2016*, riportate in Figura 1, troviamo protagoniste le rinnovabili e il nucleare, con un tasso composto annuo di crescita tra il 2014 e il 2030 di circa 2,5%, a scapito di carbone e petrolio. Anche il gas prosegue nella sua crescita, con un tasso pari a circa 1,5%.

Figura 1 Evoluzione del mix di energia primaria per fonte nel mondo (Gtep)



Fonte: IEA, WEO 2016 – New Policies Scenario

- Le fonti rinnovabili hanno un ruolo centrale per attuare il processo di decarbonizzazione e contenere la crescita delle emissioni. La continua riduzione dei costi delle rinnovabili nel settore elettrico (il progresso tecnologico ridurrà ulteriormente i costi del 40 – 70% per il fotovoltaico e del 10 – 25% per l'eolico³) e dei sistemi di accumulo, insieme all'adeguamento delle reti, sosterrà la loro continua

³ Dati di riduzione costi della tecnologia si riferiscono al 2040

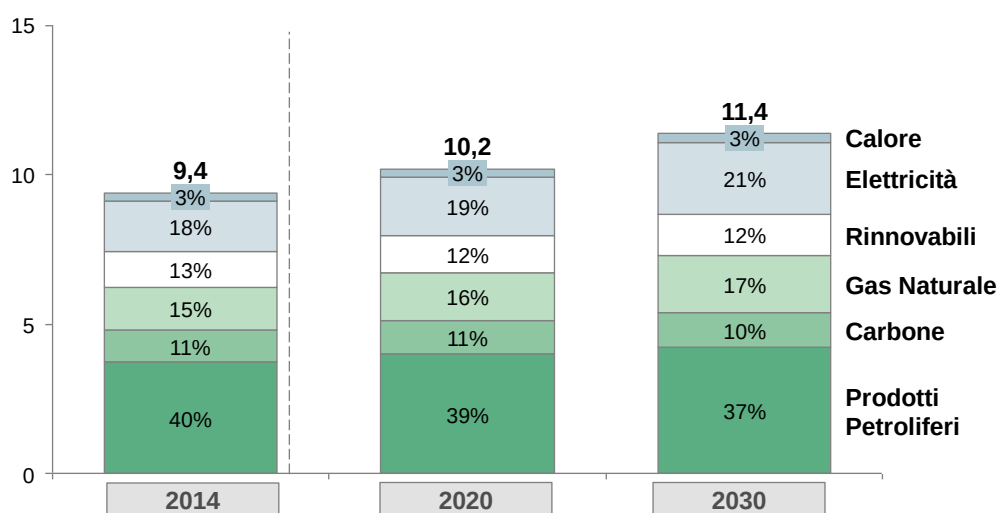
diffusione. Si prevede anche un forte incremento della penetrazione delle rinnovabili nella domanda di calore al 2030.

- Il petrolio è stato caratterizzato da una riduzione della produzione nel 2015 e 2016, e da tagli importanti negli investimenti, con un tasso di progetti per l'esplorazione ai livelli minimi dal 1950. Se questo trend dovesse continuare, potrebbe aprirsi un nuovo ciclo di forte volatilità nel settore, vista la persistenza della domanda. A sostenere la domanda è soprattutto la difficoltà a trovare alternative idonee per sostituire a costi accettabili i prodotti petroliferi nei trasporti e nella petrolchimica.
- La domanda di carbone è prevista in riduzione nell'UE e negli Stati Uniti rispettivamente del 40% e 30% al 2030. Anche la Cina sarà interessata da una lieve riduzione, mentre l'utilizzo di carbone è previsto in crescita per i Paesi in via di sviluppo, come India e Sud-est Asiatico. Il futuro del carbone sarà certamente condizionato anche dallo sviluppo di tecnologie di *carbon capture and storage*, senza le quali nel lungo termine il carbone appare non adeguato al percorso di decarbonizzazione.
- In contrasto con le altre fonti fossili, appare continua la crescita dei consumi di gas, anche per l'ampia domanda in Cina e Medio Oriente. Grazie alla flessibilità di utilizzo e alle basse emissioni degli impianti di generazione elettrica (CCGT), il gas mantiene una forte posizione nei consumi mondiali. Lo sviluppo di un mercato globale del gas si prevede sarà rafforzato da nuovi *trading hub* e dalla graduale rimozione di barriere ai confini, i prezzi saranno quindi sempre più determinati da dinamiche reali di domanda e offerta.
- Analizzando la Figura 1 in termini di valori assoluti, si osserva che la crescita della domanda primaria è sostenuta anche da un lieve aumento delle fonti fossili a più alte emissioni (i.e. carbone e petrolio); tuttavia gas e rinnovabili contribuiranno a coprire la maggior parte dell'incremento della domanda.
- La crescita del gas si prevede dovuta principalmente al mercato mondiale GNL che diventerà sempre più "liquido", con un raddoppio dei volumi scambiati entro il 2040 e con possibili effetti al ribasso sui prezzi per diversi motivi:
 - la diminuzione della domanda di GNL in Giappone, che andrà di pari passo con il graduale riavvio della produzione elettrica da nucleare, deciso a metà 2014;
 - gli sviluppi degli approvvigionamenti di gas in Cina, con lo storico accordo siglato con la Russia per la fornitura di 38 miliardi di metri cubi all'anno e le

prospettive verosimili dello sviluppo della produzione domestica di gas non convenzionale;

- gli investimenti di recente finalizzati ed in via di completamento in Australia, con primi treni di produzione di GNL operativi entro il 2018/2019, e la costruzione di un importante impianto flottante di liquefazione in Corea ad opera sempre degli australiani, trainati dalla domanda asiatica;
- lo sviluppo di nuove relazioni commerciali in Europa e in Asia da parte del Canada, che ha perso il suo principale mercato di sbocco del gas, gli Stati Uniti
- l'avvio a metà del 2016 delle attività di export di GNL degli Stati Uniti verso l'Europa e l'Italia, confermando l'ambizioso obiettivo di diventare il primo esportatore al mondo.
- Si evidenzia inoltre il trend di **elettificazione della domanda**: come riportato in Figura 2, il *World Energy Outlook 2016* stima che l'elettricità soddisferà il 21% dei consumi finali al 2030 (vs. 18% nel 2014). In coerenza con le politiche di decarbonizzazione, l'aumento di generazione elettrica è significativamente supportato dall'incremento di capacità da fonti energetiche rinnovabili.

Figura 2 Evoluzione del mix di consumi finali per fonte nel mondo⁴ (Gtep)



Fonte: IEA, WEO 2016 – New Policies Scenario

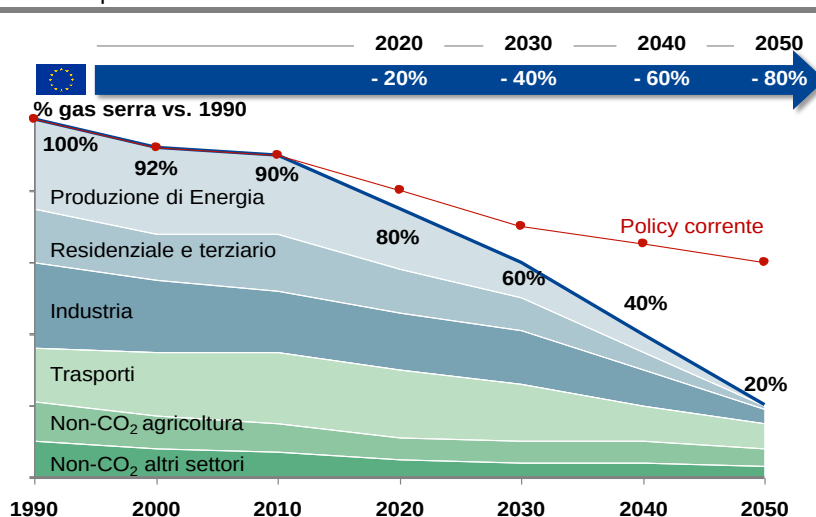
⁴ "Calore" include il calore derivato; "Rinnovabili" include la quota rinnovabile dei trasporti e del riscaldamento & raffrescamento, mentre le rinnovabili elettriche sono incluse all'interno di "Elettricità"

- L'evoluzione dello scenario energetico necessiterà di **significativi cambiamenti nell'allocazione degli investimenti**, che cresceranno particolarmente nei settori dell'efficienza energetica e delle infrastrutture di rete elettrica. L'efficienza energetica costituirà circa il 90% della crescita di spesa annuale prevista, dato soprattutto l'aumento progressivo del rapporto costo/beneficio degli interventi per ridurre ulteriormente i consumi. La prevista crescita delle fonti rinnovabili elettriche comporterà un incremento degli investimenti in infrastrutture elettriche, con la necessità di sviluppare servizi di flessibilità per garantire qualità, adeguatezza e sicurezza dei sistemi elettrici.
- Lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica è funzionale non solo alla riduzione delle emissioni, ma anche al contenimento della dipendenza energetica e concorre, con oculata politiche, all'obiettivo di riduzione del gap di prezzo dell'elettricità rispetto alla media europea.
- Un approccio equilibrato che tenga in considerazione obiettivi ambientali, di competitività e di sicurezza è ancora più necessario alla luce della mutevolezza del contesto internazionale, che consiglia di **definire una strategia energetica resiliente rispetto ai cambiamenti geopolitici**, e che permetta al nostro Paese di migliorare la propria competitività a livello internazionale, proseguendo nel percorso di de-carbonizzazione e di incremento della sicurezza di approvvigionamento.

Il contesto europeo

- In coerenza con gli impegni presi a Kyoto e in anticipo rispetto alla COP 21 di Parigi, ma anche con l'obiettivo di garantire competitività e crescita economica durante la transizione energetica, i leader della UE hanno preso atto nel 2011 della Comunicazione della Commissione europea sulla **Roadmap di de-carbonizzazione per ridurre almeno dell'80% le emissioni di gas serra entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990** (Figura 3).

Figura 3 Roadmap di de-carbonizzazione al 2050

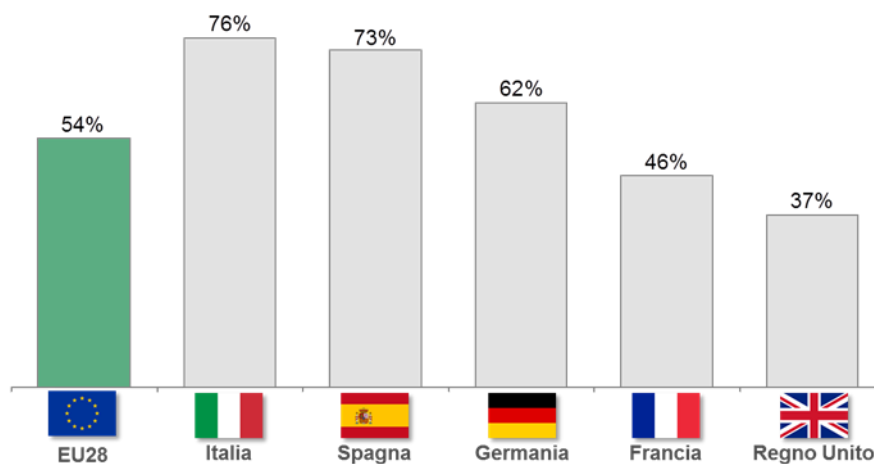


Fonte: comunicazione della CE COM(2011) 112 final

- Il Consiglio europeo dell'ottobre 2014, sotto presidenza italiana, nel definire i target al 2030 in materia di emissioni di gas serra, fonti rinnovabili ed efficienza energetica, rammentava l'obiettivo di costruire un' *Unione dell'Energia* che assicuri un'energia accessibile dal punto di vista dei prezzi, sicura e sostenibile, come indicato nella sua agenda strategica, e il costante esame dell'attuazione di questo obiettivo. Le conclusioni del Consiglio europeo del 2014 indicano gli obiettivi 2030 sulla cui base la Commissione ha elaborato le successive proposte normative. In materia di gas serra, rinnovabili e efficienza, gli obiettivi al 2030 sono:
 - riduzione vincolante delle emissioni di gas serra almeno del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 (obiettivo UE); l'obiettivo è ripartito tra settore ETS e non ETS: al primo è attribuita una riduzione del 43% e al secondo del 30% (entrambi rispetto al 2005); nel settore non ETS tutti gli Stati membri devono contribuire alla riduzione con obiettivi compresi fra lo 0% e il -40%;

- quota dei consumi energetici coperta da rinnovabili pari almeno al 27%; questo obiettivo è vincolante a livello UE e sarà realizzato mediante i contributi degli Stati membri;
- miglioramento dell'efficienza energetica almeno del 27% (obiettivo indicativo) a livello dell'UE.
- Lo stesso Consiglio richiamava l'importanza delle azioni per aumentare la sicurezza energetica dell'Unione, tenuto conto dell'elevata dipendenza energetica (Figura 4), e stabiliva anche obiettivi indicativi per l'interconnessione elettrica.

Figura 4 Dipendenza energetica dei Paesi UE nel 2015 (quota% import)



Nota: (% di importazioni sul fabbisogno interno lordo + bunkeraggi)

Fonte: Eurostat

- Sulla base del mandato delle Conclusioni del Consiglio dell'Ottobre 2014, sono state elaborate le proposte legislative dedicate alla riduzione dei gas a effetto serra nei settori ETS e non ETS, presentate a luglio 2015 e luglio 2016 rispettivamente e, a novembre 2016, il quadro è stato completato con la presentazione del *Pacchetto per l'energia pulita (Clean Energy Package)*.
- Il *Pacchetto per l'energia pulita* contiene le **proposte legislative**⁵ pertinenti allo sviluppo delle fonti rinnovabili⁶ e del mercato elettrico, alla crescita dell'efficienza energetica e alla definizione della *governance* dell'Unione dell'Energia. Completano

⁵ Le proposte legislative sono attualmente in fase di negoziato tra le istituzioni europee

⁶ Le direttive e i regolamenti non si applicano ad impianti in esercizio, ma a nuove installazioni e *revamping* di esistenti a partire dal 2021

il 'pacchetto' le proposte di regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica (nel caso di crisi) e sull'agenzia per la cooperazione dei regolatori nazionali dell'energia, il piano di lavoro sulla progettazione ecocompatibile 2016-2019 e una serie di comunicazioni inerenti, tra l'altro, costi e prezzi dell'energia, trasporti, innovazione⁷. Si omette di discutere sulle proposte relative ai settori ETS e non ETS, presentate per prime e attualmente in più avanzata fase di definizione dell'iter di approvazione.

- Infine, la Commissione ha presentato il nuovo pacchetto di iniziative e proposte legislative sulla mobilità sostenibile. Tale pacchetto comprende:
 - una comunicazione politica che delinea un piano di lungo termine per ottenere una mobilità che sia pulita, socialmente equa e competitiva per tutti gli europei;
 - un primo insieme di 8 proposte legislative, con un focus particolare sul trasporto su strada. Tali proposte comprendono, tra l'altro, una proposta di regolamento per il monitoraggio delle emissioni di CO₂ dai veicoli pesanti al fine di sviluppare gli standard di CO₂ futuri per tale tipologia di veicoli, riconosciuti come i responsabili del 5% delle emissioni totali di gas a effetto serra in Europa nel 2014 e con tendenza all'aumento;
 - documenti non legislativi di accompagnamento delle proposte che presentano le politiche di supporto utili per accelerare il passaggio verso una mobilità sostenibile, digitale ed integrata (investimenti per le infrastrutture, ricerca e sviluppo, piattaforme di collaborazione, ecc.).

⁷<http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

Fonti Rinnovabili e Mercato Elettrico

- Nel mondo delle Rinnovabili, il *Clean Energy Package* definisce **target europei** per la penetrazione delle **rinnovabili** e linee guida per l'**armonizzazione dei mercati elettrici**, ponendosi come obiettivo ultimo la **creazione di un mercato unico europeo dell'energia** nel quale le rinnovabili siano il più possibile integrate.
- In aggiunta, è espressa una chiara volontà di trasformare le **fonti rinnovabili da specie protetta a parte fondamentale dei settori energetici**, promuovendo una crescita determinata il più possibile da regole di mercato, limitando nel breve e rimuovendo a tendere i privilegi assegnati fino ad ora.
- Nel dettaglio, è previsto il superamento della direttiva 28/2009/CE, proponendo l'obiettivo di penetrazione al **27% delle fonti rinnovabili** sui consumi lordi finali a livello comunitario entro il 2030. Tale obiettivo **non si declina in target vincolanti per i singoli Stati Membri**; è invece vincolante l'adozione degli strumenti di pianificazione, nel cui ambito gli Stati Membri determineranno il loro contributo all'obiettivo comunitario.
- Tra i principali contenuti della proposta:
 - promozione dell'autoconsumo e delle *energy communities*;
 - accesso ai meccanismi di sostegno per l'energia elettrica ai produttori con sede in un altro Stato Membro;
 - introduzione dell'obiettivo di incremento di 1 punto percentuale annuo della penetrazione rinnovabile per il settore riscaldamento e raffrescamento;
 - innalzamento della quota minima di consumo di energia da FER nel settore trasporti (che comprende l'energia elettrica da FER, i biocarburanti tradizionali e avanzati, i biocarburanti da oli vegetali esausti) e introduzione di una quota minima specifica per i soli biocarburanti avanzati (escludendo oli da cucina usati UCO e grassi animali);
 - estensione dei criteri di sostenibilità ai combustibili solidi e gassosi prodotti a partire dalle biomasse;
 - semplificazione dei processi autorizzativi.
- Per quanto riguarda i Mercati elettrici, l'*Electricity Market Design*, declinato in una proposta di direttiva e tre proposte di regolamento, ambisce a supportare l'evoluzione dei sistemi elettrici per renderli idonei a gestire **l'integrazione delle**

fonti rinnovabili, la generazione distribuita, la partecipazione attiva della domanda e la sicurezza degli approvvigionamenti.

- Tra i principali contenuti proposti:
 - è evidenziata la centralità del **consumatore come motore della transizione energetica**, da declinare in un maggiore coinvolgimento della domanda ai mercati tramite l'attivazione della *demand response*, l'apertura dei mercati ai consumatori ed auto-produttori (anche tramite aggregatori) e lo sviluppo regolamentato di *energy communities*;
 - è definito l'obiettivo di totale **liberalizzazione dei mercati *retail***, limitando la tutela soltanto ai clienti vulnerabili;
 - è promossa la **rimozione di elementi di distorsione di prezzi**, come *price cap*, verso un approccio di *level playing field* tra le fonti di generazione, introducendo responsabilità di sbilanciamento a tutti i produttori e rimuovendo la priorità di dispacciamento per le rinnovabili⁸;
 - nel contesto di elevata generazione distribuita, viene evidenziata la **centralità dei distributori (DSO) e la necessità di evoluzione del loro ruolo** promuovendone l'efficienza e flessibilità;
 - viene rafforzato ulteriormente il regime di *unbundling* tra gestori di rete e le attività di mercato;
 - sono attribuite all'Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori Nazionali dell'Energia (ACER) nuove funzioni tra cui la supervisione dei mercati all'ingrosso dell'elettricità e la gestione delle infrastrutture transfrontaliere.

⁸Possibili deroghe per progetti dimostrativi, i beneficiari di aiuti di Stato approvati dalla Commissione e impianti sotto i 500kW

Efficienza Energetica

- Le proposte relative all'Efficienza energetica sono incluse nelle nuove direttive Efficienza Energetica (EED) e Prestazione Energetica degli Edifici (EPBD). Tra i principali contenuti proposti:
 - è definito l'obiettivo di **riduzione del 30% dei consumi energetici** (primari e finali) a livello UE;
 - viene esteso il **regime obbligatorio di risparmio annuo** (pari a 1,5% dell'energia media consumata nel triennio 2016-2018) al periodo 2021-2030;
 - sono definiti requisiti per lo sviluppo e l'integrazione negli edifici commerciali/industriali delle infrastrutture necessarie per soddisfare la **mobilità alternativa** prevista dalla DAFI;
 - si sancisce l'obbligo di stabilire una **roadmap di rinnovamento degli edifici** al 2050.

Governance

- La revisione della **Governance dell'Unione dell'Energia** si propone di coordinare ed integrare le strategie di politica energetica e climatica a livello nazionale, regionale e comunitario. Secondo la proposta, **gli Stati Membri dovranno redigere dei Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima** con l'ambizione di presentare obiettivi e politiche nazionali per le 5 dimensioni già delineate nella comunicazione "Stato dell'Unione dell'Energia" della Commissione Europea⁹: decarbonizzazione – incluse rinnovabili –, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno e ricerca/innovazione/competitività). Viene inoltre richiesta una **rendicontazione biennale dei Piani Nazionali** (*progress report*). La Commissione si riserva di indirizzare raccomandazioni e/o introdurre misure obbligatorie qualora il monitoraggio biennale si dimostri non sufficiente al raggiungimento dei target Comunitari vincolanti. Secondo le discussioni in corso su tale proposta, i piani dovranno essere trasmessi in prima formulazione entro il 2018.
- Queste dunque le proposte della Commissione europea, sulle quali è in corso il confronto nell'ambito delle procedure comunitarie per la formazione dei provvedimenti di diversa natura (direttive, regolamenti, decisioni) che costituiranno il quadro di riferimento per il 2030.

⁹ "Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale, al Comitato delle Regioni e alla Banca Europea per gli investimenti", Bruxelles 01/02/2017

Il punto di partenza per l'Italia

- Nel **2016**, in un contesto internazionale segnato da un rafforzamento dell'attività economica mondiale e da bassi prezzi delle materie prime, **l'Italia ha proseguito il suo percorso di rafforzamento della sostenibilità sociale ed ambientale, dell'efficienza e della sicurezza del proprio sistema energetico**, con effetti anche in termini di ricadute occupazionali (si veda apposito paragrafo).
- **Le fonti rinnovabili hanno consolidato il proprio ruolo di primo piano nel sistema energetico nazionale** confermandosi una componente centrale dello sviluppo sostenibile del Paese. Si stima che nel 2016 le rinnovabili abbiano coperto circa il 17,5%¹⁰ dei consumi finali lordi di energia con un apporto particolarmente rilevante nel settore termico ed elettrico.
- **È proseguito il miglioramento dell'efficienza energetica**: l'intensità energetica del PIL ha ripreso il suo trend di riduzione dopo la breve interruzione registrata nel 2015, raggiungendo un decremento complessivo pari al 4,3% rispetto al 2012.
- Tale miglioramento è frutto anche dei molti strumenti di promozione adottati (dalle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici, al nuovo Conto termico ai Certificati bianchi, alle misure di livello regionale e ai programmi comunitari nazionali e regionali) che hanno portato a rilevanti risparmi di energia e, conseguentemente, alla riduzione di emissioni inquinanti: complessivamente, nel periodo 2005-2016, si stima che con le misure per l'efficienza energetica siano stati **risparmiati 10,7 milioni di tep all'anno di energia primaria e oltre 3,1 miliardi di euro** di mancate importazioni che hanno alleggerito la bolletta energetica del paese.
- La crescente incidenza delle rinnovabili e la riduzione dell'intensità energetica hanno contribuito, negli ultimi anni, alla **riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere**. La quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette rimane elevata (75,6%) ma più bassa di circa 7 punti percentuali rispetto al 2010.
- **Nel 2016, si contrae nuovamente la domanda di energia primaria (-1,3%) ma rimangono sostanzialmente stabili i consumi finali (+0,1% rispetto al 2015)**, con

¹⁰ Dati provvisori per il 2016, fonte MiSE; rendicontazione secondo le regole del Bilancio Energetico Nazionale (diverse da metodologia Eurostat)

aumenti per gli usi non energetici (+1,7%) e nel settore trasporti (+0,5%). Nel settore industriale, che nel complesso rimane stabile (+0,1%), aumenta però il ricorso al gas naturale (+3,8%).

- Gli approvvigionamenti più importanti dall'estero sono costituiti da petrolio e prodotti raffinati, e gas. Le forniture provengono in maggioranza da Paesi con elevati profili di rischio geopolitico; a controbilanciare tale situazione sfavorevole vi è la forte diversificazione dei fornitori, avviata in tempi storici (Algeria, Libia, Iran, Russia) e continuata attivamente sino ad oggi (e.g., Azerbaijan, Qatar, USA, Canada).
- **Rimane un divario in termini di costi energetici che svantaggia il nostro Paese:** il differenziale fra i prezzi dei prodotti energetici in Italia e nell'Unione europea rimane positivo e si è arrestato il processo di convergenza iniziato qualche anno fa. Permangono un significativo spread tra i prezzi pagati dalle imprese italiane per l'energia elettrica e uno più lieve (e in calo) per il gas acquistato dalle famiglie. Ciò è anche il risultato della maggiore pressione fiscale che nel nostro Paese colpisce i prodotti energetici: nel 2015, ultimo dato disponibile, ogni tep di energia utilizzata era gravata da una imposta di 369 euro, un valore superiore del 58% alla media europea.
- In questo contesto, le sfide principali sono:
 - valorizzare il calo dei costi di alcune tecnologie a fonti rinnovabili e quindi dotarsi degli strumenti per **perseguirne la crescita contenendo gli oneri di sistema**, agendo anche e principalmente sui fattori abilitanti per l'ulteriore diffusione, come l'adeguamento delle reti e la semplificazione delle procedure. D'altra parte, la diffusione delle rinnovabili comporterà anche l'aumento della **generazione distribuita** e la maggiore importanza del ruolo del cosiddetto "prosumer" (produttore-consumatore), con la necessità di individuare strumenti di governo del fenomeno che assicurino insieme la sicurezza del sistema, la tutela dei consumatori e l'equa ripartizione degli oneri di rete e di sistema;
 - nel mondo dell'efficienza energetica, aggredire il settore non-ETS indirizzando le politiche per conseguire i risparmi necessari al target su settore civile e trasporti, continuando a sollecitare l'innovazione nei settori produttivi, anche come leva per la competitività;
 - continuare a garantire la **sicurezza in un mercato in profonda trasformazione**: l'aumento, negli ultimi anni, della penetrazione delle rinnovabili

ha accentuato, nel settore elettrico, le esigenze di **adeguatezza e flessibilità, con ricorso a nuove tecnologie e nuovi assetti**; d'altra parte, il gas costituisce fonte ancora essenziale per gli usi domestici e industriali, oltre che elettrico, e ciò impone una maggiore attenzione alla **diversificazione delle fonti** di approvvigionamento;

- **nel settore petrolifero, in un contesto di graduale riduzione dei consumi**, la tutela del tessuto industriale, anche per assicurare adeguata disponibilità di prodotti derivati e favorire, ove opportuno, la riconversione delle infrastrutture verso i biocarburanti.
- Queste **sfide** assumono maggiore **rilevanza** analizzando l'avanzamento del settore energetico rispetto agli obiettivi posti nella precedente **SEN, secondo alcuni sintetici indicatori**:
 - **Competitività**: dal punto di vista dei prezzi finali dell'**energia elettrica**, l'Italia mantiene ancora un **gap rispetto alla media UE**. Per quanto riguarda il costo del **gas**, sebbene si sia registrato un calo iniziale, persiste ancora **uno spread costante tra PSV e TTF**;
 - **Ambiente**: il raggiungimento anticipato (a meno di rilevanti incrementi dei consumi) dei tre target ambientali Clima-Energia 20-20-20, ossia penetrazione rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra, sottolinea le buone prestazioni dell'Italia su questo tema;
 - **Sicurezza**: si è avviata la costruzione di un nuovo gasdotto di importazione dall'Azerbaijan, ma la capacità di rigassificazione non è stata incrementata, al netto dell'entrata in esercizio del rigassificatore OLT (Offshore GNL Toscana), che era comunque stato approvato in precedenza. Parallelamente, è **aumentata la dipendenza da un unico fornitore (Russia)** e non sono stati ancora definiti i **rinnovi dei contratti di gas algerino** in scadenza totale al 2019. Inoltre, è stato avviato lo sviluppo previsto di capacità di interconnessione della rete elettrica, ma i piani di sviluppo della rete non tenevano in considerazione ancora il decadimento della flotta generativa, che sta facendo emergere problemi di adeguatezza. È stato ulteriormente sviluppato il processo di digitalizzazione delle reti di distribuzione che pone le basi per abilitare la partecipazione attiva della domanda ai mercati;

- **Crescita:** nonostante il forte impulso agli investimenti in rinnovabili ed efficienza energetica, in Italia non si sono sviluppate finora filiere industriali strutturate, in grado di massimizzare le ricadute in termini di valore aggiunto sul territorio nazionale, pur con alcune aree di eccellenza. Le maggiori ricadute si sono avute nei settori dell'efficienza energetica, dell'elettronica di potenza dell'accumulo dell'energia e delle *smart grid*, di alcuni comparti della filiera rinnovabili, dell'autotrazione a gas naturale e dei bio-combustibili di seconda generazione. Per supportare lo sviluppo nel settore industriale, oltre alle misure di carattere orizzontale, è stato istituito un fondo per la crescita sostenibile diretto al rilancio della competitività del sistema produttivo compreso il settore energetico, e continua a essere operativo il fondo per la ricerca di sistema elettrico orientato allo sviluppo delle conoscenze e alla promozione di un sistema elettrico efficiente.

2

Gli scenari

La logica degli scenari

- Usualmente, gli scenari vengono classificati come di *riferimento* e di *policy*:
 - Gli scenari di *riferimento* proiettano in una evoluzione tendenziale l'andamento delle grandezze esaminate "congelando" le decisioni politiche a una certa data. Gli scenari di riferimento possono essere considerati come un benchmark per valutare gli effetti di uno scenario "di policy" o scenario obiettivo e rispetto ad esso vengono stimati costi, impatti e benefici degli interventi di politica energetica;
 - Gli scenari di *policy* o *obiettivo* aiutano a individuare gli interventi necessari per raggiungere determinati obiettivi.
- **La logica degli strumenti modellistici** consiste nel soddisfare la domanda di servizi energetici **minimizzando il costo totale del sistema energetico**, tenendo conto dei vincoli di natura tecnica (e.g., rendimenti), fisica (e.g., disponibilità delle risorse), ambientale e politica (e.g., obiettivi di policy).
- **Gli scenari sono uno strumento di supporto alle decisioni.** Non sono previsioni, ma restituiscono possibili traiettorie del sistema energetico in un certo orizzonte temporale coerente con vincoli e ipotesi date (e.g., andamento delle variabili macroeconomiche, prezzi internazionali delle materie prime energetiche).
- Difficilmente il futuro sarà quello proiettato dagli scenari, in quanto l'andamento effettivo delle variabili verosimilmente si discosterà dalle ipotesi assunte; anche per questa ragione, soprattutto per orizzonti di lungo termine, è opportuno che **la strategia sia resiliente ai cambiamenti delle variabili di scenario**, e inoltre che le proiezioni siano aggiornate di continuo, anche per suggerire eventuali cambiamenti alle politiche e valorizzare l'avanzamento delle tecnologie.

- Tenendo conto di quanto detto sopra, sono stati analizzati gli scenari proposti dalla Commissione europea e **sono stati sviluppati uno scenario di riferimento nazionale (“BASE”) e uno di policy (“SEN”),** coerente con gli obiettivi perseguiti dalla Strategia Energetica Nazionale nella versione definitiva, che supera lo scenario intermedio presentato nel documento di consultazione.

Scenari definiti a livello europeo

- Per l'ambito energia, clima e trasporti, la Commissione Europea ha finora utilizzato prevalentemente uno strumento modellistico, denominato **PRIMES, per elaborare scenari sia a livello UE sia per i singoli Stati.**
- Il più recente aggiornamento dello **scenario base elaborato con PRIMES è lo EU Reference Scenario 2016, EUref2016,** che fornisce le proiezioni (anche fino al 2050) per tutti i paesi europei, fissando l'andamento nel periodo di variabili macroeconomiche ed energetiche e assumendo come ipotesi:
 - il conseguimento dei target al 2020 in materia di gas serra, efficienza energetica e rinnovabili;
 - l'implementazione effettiva delle politiche europee e dei singoli Stati definite entro il 2014¹¹.
- A novembre 2016, in occasione della presentazione del *Clean Energy Package*, **la Commissione ha reso noti i risultati degli scenari di policy denominati EUCO.** Questi scenari sono realizzati anch'essi con il modello PRIMES e raggiungono gli obiettivi stabiliti per il 2030¹². Più precisamente, fermi restando gli obiettivi in materia di gas serra e fonti rinnovabili indicati dal Consiglio europeo dell'ottobre 2014, sono stati realizzati scenari con **diverse ipotesi di obiettivo in materia di efficienza energetica,** dato che il Consiglio europeo aveva stabilito un obiettivo indicativo del 27% a livello UE, prospettando la possibilità di incrementarlo al 30%. Sono state anche considerate ipotesi di obiettivi di efficienza energetica ancora più ambiziosi

¹¹EU Commission - DG Energy, DG Climate action, DG Mobility and transport: EU Reference Scenario 2016 - energy, transport and GHG emissions: trends to 2050

¹²EU Council – General Secretariat: Working Paper 1976/2016 REV 1: Revised technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios – Gennaio 2017

(fino al 40%). Tali scenari di *policy* sono denominati EUCO, con un suffisso numerico da 27 a 40, in ragione del supposto obiettivo di efficienza energetica.

- Una barriera degli **scenari europei** è che, pur sviluppati su impulso della Commissione, **non sono pienamente accessibili ai singoli Stati**, sebbene questi vengano consultati in fase di elaborazione. Ne consegue la difficoltà di esaminare criticamente tutti i risultati ovvero di valutare gli effetti di specifiche politiche.
- Altro elemento da mettere in luce riguarda **il prezzo della CO₂ e la relazione con l'obiettivo di efficienza energetica** ipotizzato. La Tabella 1 mostra il valore al 2030 del prezzo della CO₂ nei vari scenari¹³: si osserva che, rispetto alla situazione attuale (prezzo intorno ai 5-7 €/ton), il prezzo sale sensibilmente già nello scenario di riferimento, sale ancora (meno marcatamente) nello scenario EUCO27, ma poi decresce gradualmente nelle ipotesi di più ambiziose politiche di efficienza energetica, che inducono una riduzione della domanda e quindi del fabbisogno di diritti di emissione.

Tabella 1 Andamento del prezzo della CO₂ negli scenari europei al 2030

	EU Ref 2016	EUCO 27	EUCO 30	EUCO 33	EUCO 35	EUCO 40
Prezzo CO ₂ 2030 (€/ton)	34	42	27	27	20	14

Fonte: UE

- Le ipotesi di aumento dei prezzi delle materie prime energetiche, assunte negli scenari europei, hanno conseguenze sul mix di generazione elettrica, con **il carbone che mantiene sostanzialmente la stessa quota di produzione in ogni scenario, quota che invece diminuisce progressivamente per il gas**. Il differenziale fra i prezzi dei due combustibili, tenendo conto di quello della CO₂, resta il fattore dirimente. La crescita delle rinnovabili avverrebbe sostanzialmente spiazzando principalmente la produzione a gas, dal momento che l'ETS non sarebbe in grado di determinare la minore convenienza del carbone.

¹³ Commission Staff Working Document (2016) 405 final

Tabella 2 Generazione elettrica in EU28 e relativo mix nei diversi scenari Comunitari al 2030

	EURef 2016	EUCO 27	EUCO 30	EUCO 33	EUCO 35	EUCO 40
Generazione elettrica lorda (TWh)	3.528	3.526	3.413	3.341	3.246	3.035
di cui carbone (%)	16,0	13,8	14,8	15,1	15,7	15,1
di cui prodotti petroliferi (%)	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
di cui gas naturale (%)	17,9	15,1	12,3	11,6	11,1	9,2
di cui nucleare (%)	22,0	22,0	22,5	22,8	23,1	22,8
di cui rinnovabile (%)	42,9	47,7	49,1	49,3	48,8	51,5

Fonte: UE

- Un altro aspetto da tener presente riguarda le esigenze di sicurezza e adeguatezza dei sistemi energetici nazionali. Sebbene i modelli europei siano in grado di simulare la capacità degli impianti di reagire a una elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, anche mediante condivisione tra gli Stati delle risorse di flessibilità, **non sono sufficientemente chiarite come evolvano, in ciascuno Stato, le necessità di sicurezza e adeguatezza, né quali siano le modalità per farvi fronte.**
- Da ultimo, benché i modelli europei descrivano l'Unione e i singoli Stati considerando gli scambi che tra essi intercorrono, sono presenti alcuni dati che suggeriscono cautela. Ad esempio, in tutti gli scenari di policy (da EUCO27 a EUCO40), sebbene varino sensibilmente i mix dei diversi Stati Membri, il valore del saldo netto import/export per l'Italia di elettricità al 2030 **resta costante** e pari a 32 TWh.

Scenari energetici nazionali

- La necessità di disporre di consolidati strumenti di elaborazione degli scenari si è rafforzata alla luce della proposta di regolamento CE *governance* (parte del *Clean Energy Package*), che prevede che ciascuno Stato Membro si doti di un Piano integrato per l'energia e il clima che stabilisca obiettivi e misure nazionali; il tutto, sulla base di una analisi della situazione corrente e delle proiezioni con le esistenti politiche e misure, nonché degli effetti attesi da politiche e misure aggiuntive.
- Anche per queste ragioni, su iniziativa, in una prima fase, della Presidenza del Consiglio, e poi con il coordinamento del Mise, si è provveduto a sviluppare

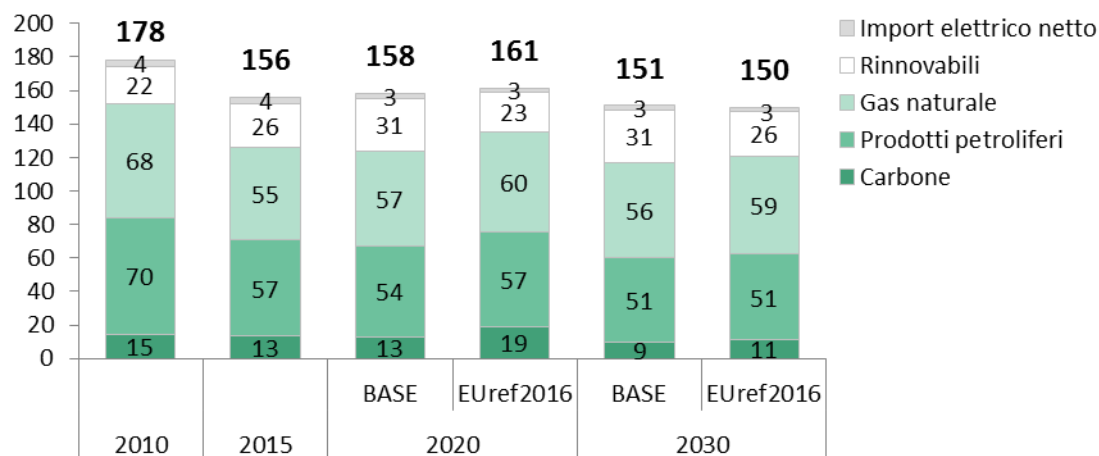
strumenti nazionali per l'elaborazione di scenari, valorizzando e integrando le competenze disponibili presso diversi organismi pubblici specializzati in materia: RSE, ENEA, ISPRA, GSE, Politecnico di Milano e altri ancora hanno contribuito non solo allo sviluppo dei modelli ma anche - coinvolgendo numerosi organismi pubblici e privati, i due TSO del sistema elettrico e del sistema gas, il GME, l'Acquirente Unico - alla messa a punto di alcune variabili di input ai modelli stessi e al relativo andamento temporale. Tali strumenti hanno consentito di sviluppare dapprima lo scenario BASE. Successivamente, è stato messo a punto lo scenario presentato nel documento di consultazione e, infine, lo scenario denominato SEN, funzionale al raggiungimento degli obiettivi di questa strategia e presentato di seguito. Nell'Allegato I al presente documento si richiamano le principali ipotesi adottate.

Scenario di riferimento “BASE”

- È stato quindi dapprima elaborato uno **scenario di riferimento nazionale “BASE”**. Lo scenario BASE è diffusamente illustrato nella pubblicazione RSE Colloquia *“Decarbonizzazione dell'economia italiana – Scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale”*¹⁴.
- Qui di seguito si richiamano alcuni essenziali risultati dello scenario BASE, i cui principali indicatori sono riportati nel successivo paragrafo sullo scenario SEN, in modo da agevolarne la comparazione.

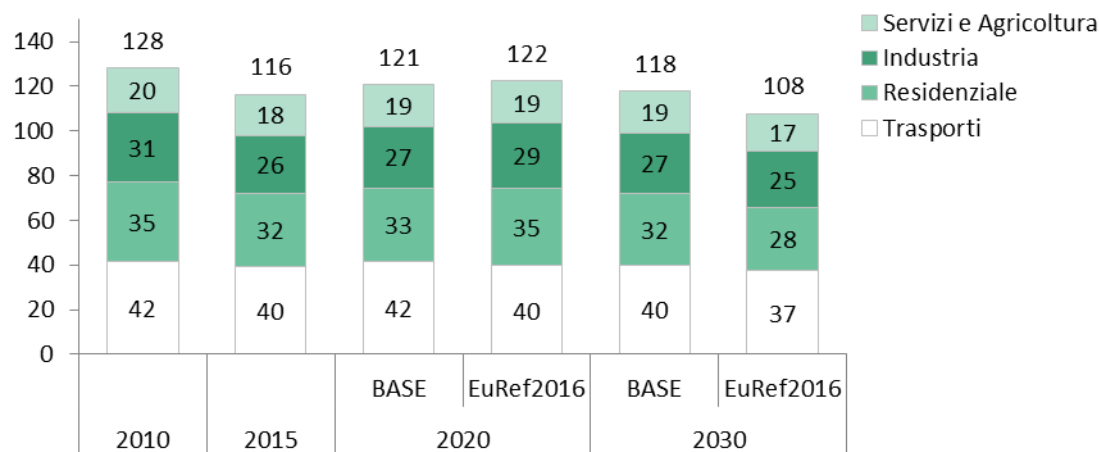
¹⁴ elaborato da RSE, ISPRA, ENEA, Politecnico di Milano, FEEM e disponibile su <http://www.rse-web.it/colloquia/Decarbonizzazione-dell-economia-italiana--ndash-Scenari.page>

Figura 5 Scenario nazionale base: fonti per la copertura del fabbisogno di energia primaria (Mtep)



Fonte: Eurostat, Eu Reference Scenario 2016, ENEA – ISPRA – RSE

Figura 6 Scenario nazionale base: consumi energetici finali per settore (Mtep)



Fonte: Eurostat, Eu Reference Scenario 2016, ENEA – ISPRA – RSE

- Nella Figura 5 e nella Figura 6 sono riportati i consumi energetici primari e finali, confrontati con i risultati dello *EU Reference Scenario 2016* elaborato a livello europeo.
- La quota della domanda di energia finale attribuibile ai trasporti continua ad essere la più importante tra i settori fino alla fine del periodo di proiezione ($\approx 34\%$ nel 2030). In valori assoluti, rispetto al 2015 si registrano modeste variazioni dei consumi di tutti i settori.
- La quota dei consumi finali lordi coperta da fonti rinnovabili viene stimata pari al 21,6% al 2030.

- Nel settore elettrico, circa il 41,7% della produzione lorda nazionale di energia deriverebbe da fonti rinnovabili, mentre la quota del consumo lordo da rinnovabili sarebbe poco inferiore al 40%. La potenza elettrica alimentata da tali fonti giunge a circa 60 GW contro i 52 GW al 2015, con una produzione attesa di circa 129 TWh.
- In questo scenario, immaginando di mantenere le stesse regole di mercato attuali basate sul prezzo marginale, il **prezzo dell'elettricità** (PUN, media pesata sulla domanda) **salirebbe al 2030 intorno a 80 €/MWh** (+80% circa rispetto a 2016), sostanzialmente **per effetto degli incrementi, rispetto alla situazione attuale, del prezzo del gas e del prezzo della CO₂**, con uno spread massimo tra zone intorno a 5 €/MWh (prezzi che scendono man mano che si va verso le zone meridionali). **La simulazione** è effettuata con le regole attuali basate sul prezzo marginale e **non valorizza adeguatamente la riduzione del costo variabile medio di generazione che si avrebbe per effetto proprio delle energie rinnovabili**. Si tratta di un aspetto che assume maggior rilievo in presenza di politiche attive. Emerge dunque la **necessità di un adeguamento delle regole di mercato** idonee a valorizzare sul sistema dei prezzi l'elemento positivo dovuto alla riduzione del costo medio di generazione rinnovabile.
- L'incremento del prezzo dell'elettricità da fonte convenzionale, proprio in quanto dovuto all'evoluzione dei prezzi internazionali del gas e della CO₂, non interesserebbe solo l'Italia ma, in misura dipendente dai vari mix, anche gli altri Paesi europei. Peraltro, questa situazione comporterebbe un minore fabbisogno di sostegno alle rinnovabili e all'efficienza energetica, con conseguente riduzione dei relativi oneri a carico del sistema pubblico.
- Per quanto attiene alla competitività delle imprese a elevato consumo di energia, assunto come neutro l'incremento dei prezzi dei combustibili, si dovrebbe far fronte agli effetti dell'incremento del prezzo della CO₂ con strumenti, previsti nelle regole europee, riguardanti il *carbon leakage* sia diretto che indiretto.

In questo scenario, si raggiunge una riduzione delle emissioni di GHG nel settore ETS del 43% circa rispetto al 2005 in linea con l'obiettivo medio europeo, mentre, sempre rispetto al 2005, nei settori **non soggetti a ETS** si raggiunge una riduzione del 24% rispetto ad un obiettivo previsto per l'Italia del 33% (Tabella 3).

Tabella 3 Risultati scenario nazionale BASE: emissioni di gas serra per settori ESD e totale ETS (MtCO₂eq)¹⁵

Settore	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Riduzione % 2030/2005
industria	50	41	42	34	30	30	-40%
civile	88	89	73	74	71	69	-21%
agricoltura trattori	9	8	8	8	7	7	-23%
trasporti	125	112	103	102	100	100	-20%
agricoltura allevamenti	33	31	30	31	31	31	-6%
rifiuti	25	22	19	15	13	12	-51%
totale ESD/ESR(*)	329	303	275	263	252	249	-24%
Totale ETS(*)	248	200	156	161	153	140	-43%

(*) Le emissioni del 2005 e del 2010 riportate in tabella tengono conto del più recente aggiornamento dell'agenzia europea per l'ambiente relativo alle emissioni degli impianti nuovi entranti nel sistema ETS

Fonte: ENEA – ISPRA - RSE

- Lo scenario BASE mostra dunque un'evoluzione tendenziale confortante del grado di sostenibilità del sistema energetico: stabilizzazione dei consumi, incremento delle fonti rinnovabili in tutti i settori e riduzione delle emissioni di gas serra. E' tuttavia evidente la necessità di misure e politiche aggiuntive per dare un adeguato contributo al raggiungimento degli obiettivi 2030 in materia di efficienza, rinnovabili ed emissioni.

Scenario di policy “SEN” al 2030

- Lo **scenario di policy nazionale** che qui si presenta¹⁶, denominato **scenario SEN**, è stato disegnato per raggiungere gli obiettivi della SEN post-consultazione e delineare gli interventi e gli effetti. I principali obiettivi sono stati quindi così stabiliti:
 - riduzione dei consumi finali di energia nel periodo 2021-30 pari all'**1,5% annuo** dell'energia media consumata nel triennio 2016-2018 (escludendo il settore trasporti), in accordo alla proposta di nuova direttiva sull'efficienza energetica

¹⁵ Il PRIMES perviene ai seguenti valori al 2030: non ETS = 244,6 Mt; ETS=148,7 Mt

¹⁶ Lo scenario energetico è stato realizzato da RSE S.p.a. con il modello TIMES_italia di ENEA, lo scenario emissivo è stato elaborato da ISPRA

(COM(2016)761 final)¹⁷, tenendo conto dei criteri di flessibilità indicati nella stessa proposta: si tratta di un obiettivo condiviso, e comunque necessario per il raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni nei settori ESD;

- fonti energetiche rinnovabili, pari al **28% dei consumi finali lordi al 2030** (FER elettriche pari al **55%** del consumo interno lordo di elettricità);
- **phase-out** del carbone nella generazione elettrica al 2025.
- Rispetto al BASE, lo scenario SEN tiene conto delle seguenti politiche attive aggiuntive, già decise e con effetti attesi anche nel periodo 2021-2030:
 - gli obiettivi di **sviluppo delle infrastrutture di trasporto e logistica** di cui all'allegato del Ministero dei Trasporti al DEF 2016¹⁸;
 - il **piano strategico nazionale della mobilità sostenibile** destinato al rinnovo del parco degli autobus del trasporto pubblico locale e regionale, di cui alla legge 232/2016
 - gli effetti di **modalità di mobilità alternativa come car sharing e car pooling**, in via di diffusione anche grazie a politiche adottate a livello locale.
- Sempre per i trasporti, sono stati considerati gli obiettivi del decreto legislativo 257/2016 di attuazione della direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di un'**infrastruttura per i combustibili alternativi**. Si tratta di obiettivi molto ambiziosi, in base ai quali, ad esempio, al 2030 il GNL dovrebbe coprire all'incirca metà dei bunkeraggi navali e il 30% del trasporto merci pesanti (in termini di ton-km).
- Lo scenario SEN (come anche il BASE) sarà oggetto di aggiornamenti e ulteriori sviluppi già nella prospettiva del piano integrato per l'energia e il clima, non solo per partire dal pacchetto comunitario approvato e tener conto di eventuali aggiornamenti delle ipotesi di base e dei più ambiziosi obiettivi delineati, in particolare sulle rinnovabili, ma anche per considerare le politiche attive che gli altri Stati membri adotteranno in attuazione del Clean Energy Package e gli eventuali nuovi orientamenti in materia di mix energetico, soprattutto negli Stati con i quali il nostro Paese ha interscambi energetici rilevanti.

¹⁷ COM(2016) 761 final: Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica

¹⁸ Strategie per le infrastrutture di trasporto e logistica, allegato al DEF 2016

Principali risultati

- La tabella a seguire riporta i principali indicatori di sintesi che emergono dallo scenario SEN, raffrontati con quelli dello scenario BASE.

Tabella 4 Principali risultati dello scenario SEN

	Unità di misura	Dati storici			Scen. BASE 2030	Scen. SEN 2030
		2005	2010	2015		
Energia Primaria	Mtep	190	177.9	156.2	151.2	135.9
Intensità energetica (En Pr/PIL)	tep/M€ ₁₃	116	110	99	81	72.1
Riduzione energia primaria vs primes 2007	%	1%	-11%	-26%	-35%	-42%
Dipendenza energetica	%	83%	83%	76%	72%	64%
Consumi finali¹⁹	Mtep	137,2	128,5	116,4	118	108
Elettrificazione usi finali	%	18.9%	20.0%	21.2%	22.5%	24%
Consumi specifici pro capite (Consumi Residenziale/Pop)	tep/ab	0.58	0.60	0.53	0.50	0.44
Intensità energetica industria (Consumi/VA)	tep/M€ ₁₃	156.0	129.4	118.3	106.3	100.3
Intensità energetica Terziario (consumi/VA)	tep/M€ ₁₃	17.0	18.3	16.5	14.4	12.7
Consumi specifici trasporto passeggeri	tep/Mtkm	33.0	33.0	31.6	27.2	25.9
Consumi specifici trasporto merci	tep/Mtkm	38.0	36.7	36.2	32.3	31.8
%FER²⁰	%	7,5%	13.0%	17.5%	21.6%	28%
FER_H&C	%	8,2%	15.6%	19.2%	23.9%	30%
FER_E	%	16.3%	20.1%	33.5%	37.7%	55%
FER_T	%	1,0%	4,8%	6.4%	12.2%	20.6%
Emissioni di gas a effetto serra²¹	MtCO₂ eq	579	505	433	392	332
Riduzione emissioni Non-ETS vs 2005	%	0%	-8%	-16%	-24%	-33%
Riduzione emissioni ETS vs 2005	%	0%	-19%	-37%	-44%	-57%

Fonte: RSE, ISPRA, ENEA, GSE, Eurostat

¹⁹ I Consumi Finali riportati in tabella si discostano dai valori dei Consumi Finali Lordi (CFL) utilizzati dalla CE per il calcolo degli obiettivi in materia di quota minima di fonti rinnovabili. Nei CFL sono infatti conteggiati anche l'energia rinnovabile catturata da pompe di calore, le perdite di trasmissione e distribuzione di energia elettrica e calore e gli ausiliari di generazione elettrica e calore.

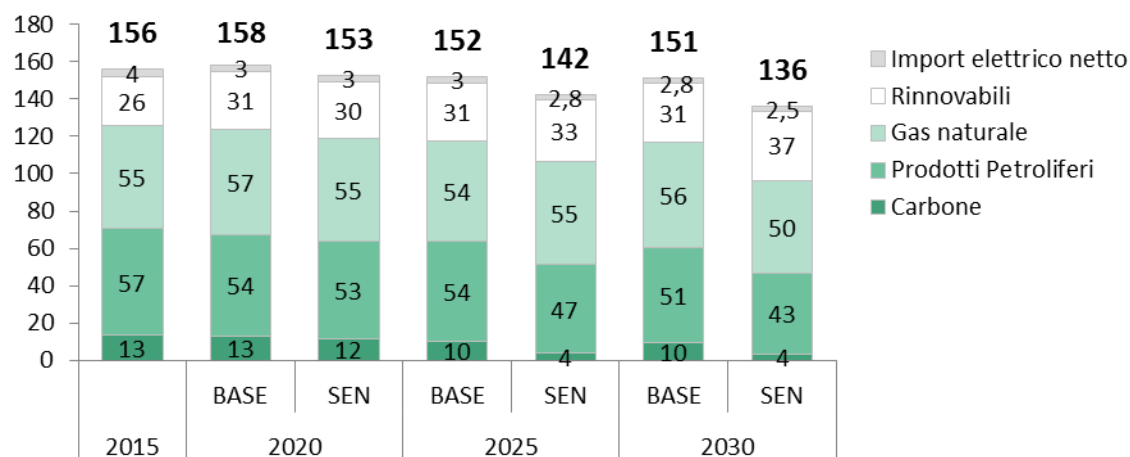
²⁰ Le percentuali sono calcolate secondo i criteri impostati dalla direttiva 2009/28/CE (la quota rinnovabile complessiva è riferita ai CFL, quella elettrica ai consumi interni lordi e per i trasporti sono applicati gli specifici moltiplicatori previsti per biocarburanti double counting ed elettricità consumata nei trasporti stradali e ferroviari)

²¹ (*) Il totale delle emissioni nazionali non corrisponde alla somma di ETS ed ESD/ESR perché vi sono alcune emissioni che non ricadono nel campo di applicazione delle norme europee

- Nella proiezione dello scenario SEN emerge una significativa riduzione dei consumi primari rispetto allo scenario BASE al 2030, circa 15 Mtep, e ancor di più rispetto al dato registrato nel 2015, 20 Mtep. La riduzione dei consumi primari è guidata dalla **contrazione dei consumi di carbone e prodotti petroliferi**; anche il **gas naturale** contribuisce alla riduzione dei consumi totali, ma acquista maggiore rilevanza nel settore trasporto merci (Figura 7). Dei 50 Mtep, che si prevede siano forniti dal gas, corrispondenti a circa 60 miliardi di Sm³, infatti oltre l'8% è attribuito al settore trasporti, la stessa percentuale al terziario (commercio e agricoltura), circa il 38% al settore termoelettrico, il 27% al residenziale e il 15% ai consumi industriali.

Figura 7

Scenario nazionale SEN versus BASE: fonti per la copertura del fabbisogno di energia primaria (Mtep)



NB: il carbone previsto per il 2025 e 2030 nello scenario SEN è per usi diversi dalla produzione elettrica

Fonte: RSE

- Prosegue e si accentua il disaccoppiamento tra PIL e consumi: il rapporto tra energia primaria e PIL, espresso in tep/M€'13, si riduce da 99 a 72,1; ma è sensibile anche la riduzione rispetto al valore atteso nello scenario BASE.
- La **dipendenza energetica cala** sensibilmente: 63,8% contro il 76,5% del 2015.
- In termini di **obiettivo di efficienza energetica primaria**, determinato rispetto ai valori del precedente scenario di riferimento EUref2007 al 2030²² come previsto dalla convenzioni europee, lo scenario SEN presenta una riduzione del **42%** (Tabella 5).

²² Maggiori dettagli nell'Impact Assessment alla proposta di revisione EED, link <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016SC0405>

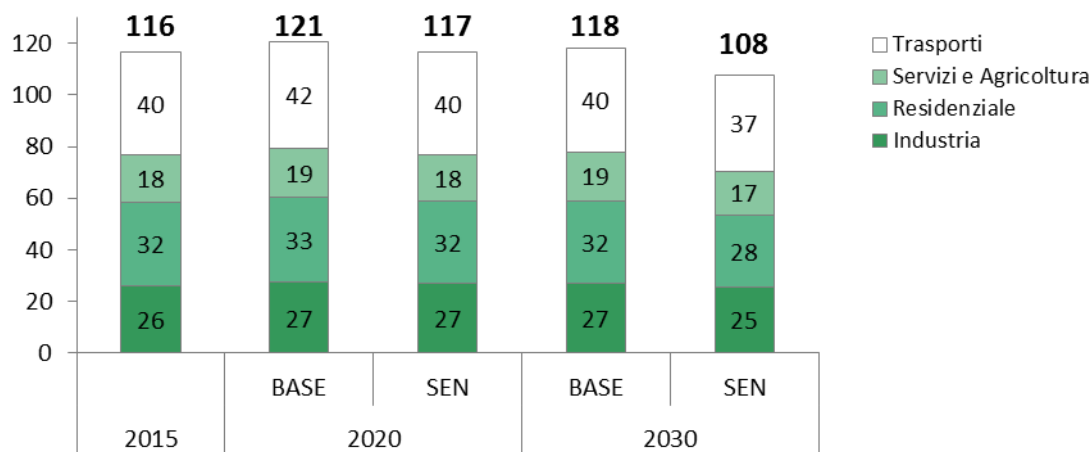
Tabella 5 Scenario nazionale SEN versus BASE: obiettivo efficienza energetica

Indicatore efficienza energetica	2020	2030
Obiettivo EU28 di riduzione dei consumi primari rispetto allo scenario EUref2007	-24%	-27%
riduzione nello scenario BASE	-29%	-35%
riduzione nello scenario SEN	-31%	-42%

Fonte: RSE

- Sul fronte dei **consumi finali**, lo scenario SEN mostra una **riduzione di circa 10 Mtep** rispetto all'evoluzione BASE. La riduzione dei consumi favorisce la maggiore penetrazione percentuale delle rinnovabili, in particolare nel settore elettrico.

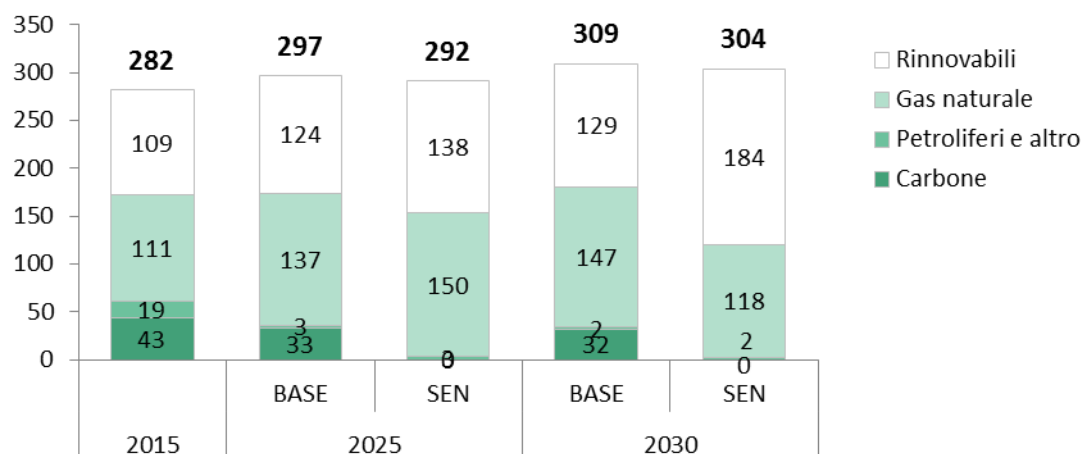
La **riduzione dei consumi finali**, pur guidata dal settore residenziale e terziario (-6Mtep), **interessa tutti i settori** (Figura 8), grazie anche alla riduzione dei consumi specifici settoriali. **In particolare, il consumo pro capite** del settore residenziale passa dai 0,53 tep/ab del 2015 a 0,44 tep/ab nello scenario SEN al 2030.

Figura 8 Scenario nazionale SEN versus BASE: consumi energetici finali per settore (Mtep)

Fonte: RSE

- Il **settore della generazione elettrica** (Figura 9) vede la presenza sempre maggiore di **fonti rinnovabili** (circa 184 TWh al 2030) grazie anche al calo dei prezzi e alla diffusione dei sistemi di accumulo e al re-powering degli impianti eolici che aumenta la producibilità senza ulteriore occupazione di siti. Generazione totale e saldo import export restituiscono un consumo lordo di elettricità di circa 333 TWh.

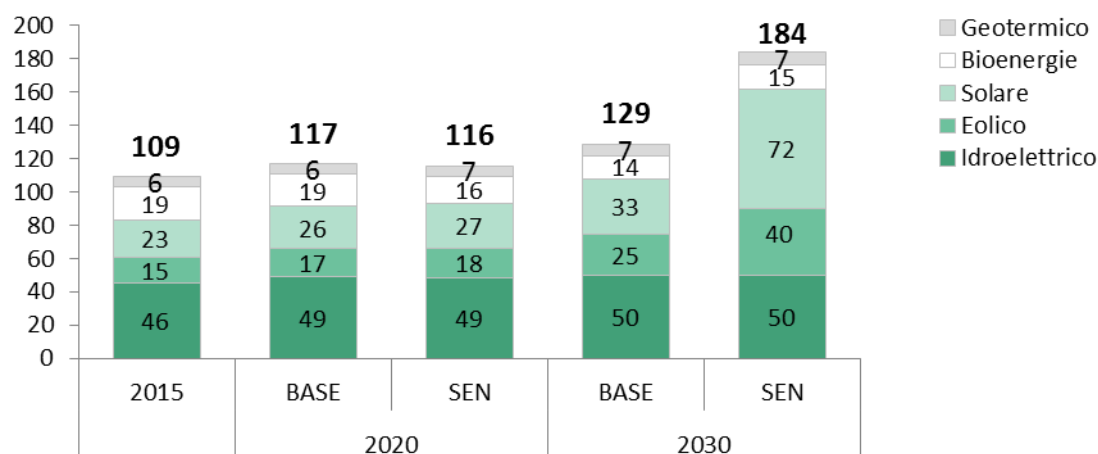
Figura 9 Scenario nazionale SEN versus BASE: Produzione di energia elettrica per fonte (TWh)



Fonte: RSE

- In particolare si evidenzia **lo sviluppo di eolico e fotovoltaico**, che arriverebbero a circa il 60% della generazione da FER, come mostrato in Figura 10.
- Il phase-out anticipato del carbone al 2025 porta ad una sostituzione del vettore con gas e fonti rinnovabili, che raggiungono rispettivamente 150 TWh e 138 TWh al medesimo anno.

Figura 10 Scenario nazionale SEN versus BASE: Produzione di energia elettrica da FER (TWh)



Fonte: RSE

- Il **prezzo dell'elettricità** (PUN, media pesata sulla domanda) è atteso in calo di circa il 10% rispetto allo scenario BASE a causa dell'aumento delle rinnovabili e della diminuzione del prezzo della CO₂ (da 33,5 a 27,5 €/t), con una accentuazione dello spread (prezzi più bassi nelle zone meridionali).

- **L'elettrificazione degli usi finali di energia** raggiunge il 24% nel 2030; in particolare nel settore civile si supera la quota del 32%, mentre il contributo del vettore elettrico nel settore trasporti raggiunge il 5% grazie alla diffusione di vetture elettriche pure e plug-in (Tabella 6). Nel civile ad una maggiore diffusione del vettore elettrico per riscaldamento, raffrescamento e usi cucina, si contrappone un forte efficientamento di tutte le apparecchiature elettriche.

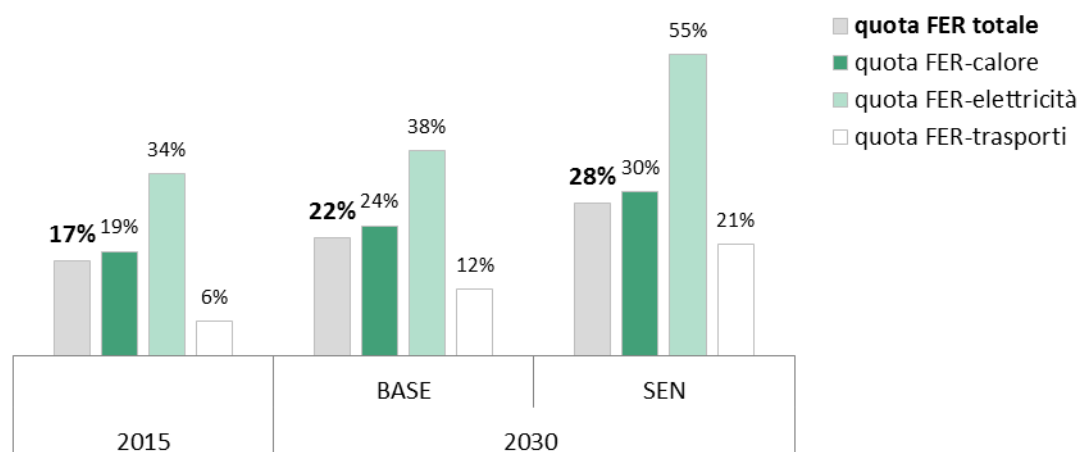
Tabella 6 Scenario nazionale SEN: elettrificazione degli usi finali di energia

Settore	2010	2020	2030
Industria	35%	36%	37%
Trasporti	2%	3%	5%
Civile	25%	28%	32%
Totale	20%	22%	24%

Fonte: RSE

- Il raggiungimento dell'obiettivo **28%** delle FER sui consumi finali lordi di energia si traduce per il **settore elettrico in una quota del 55%**; anche nei settori termico e trasporti il contributo delle FER cresce in maniera sensibile (Figura 11).

Figura 11 Scenario nazionale SEN: quota FER sui consumi finali lordi per settore



Nota: valutazioni effettuate come da direttiva 28/2009

Fonte: RSE

- Viene raggiunto l'**obiettivo di ridurre del 33% le emissioni nel settore ESD** (non ETS) obiettivo che, secondo la proposta CE²³, sarebbe assegnato all'Italia.
- Il **settore ETS** presenta una riduzione delle emissioni del **57%**²⁴ rispetto ai livelli 2005 anche grazie al phase-out totale dal carbone nella produzione elettrica.

Proiezione dello scenario SEN al 2050

- In aggiunta allo scenario 2030, viene qui di seguito presentata una proiezione al 2050 dello scenario SEN. L'esigenza emersa durante la consultazione, relativa alla definizione di un orizzonte completo delle politiche energetiche ed ambientali, è condivisibile; pertanto lo scopo di questo scenario è di valutare gli effetti della SEN nell'orizzonte temporale della roadmap europea 2050. L'obiettivo della politica è quindi di accogliere pienamente l'obiettivo di decarbonizzazione al 2050.
- Considerato il lungo termine dello scenario, si tratta di un esercizio da utilizzare con prudenza e flessibilità e monitorare in modo attivo; tutte le cautele già espresse per gli scenari in generale sono da ritenersi, in questo caso, ancor più enfatizzate, a causa degli ovviamente maggiori margini di incertezza, legati alle dinamiche di sviluppo tecnologico, a prezzi e disponibilità delle materie prime, assetti geopolitici, etc. D'altra parte, anche l'Europa ha delineato solo una roadmap per il 2050, mentre gli obiettivi sono sempre stati e continueranno a essere definiti a cadenze decennali.
- La proiezione al 2050 è costruita "trascinando" a tale anno le politiche della SEN seguendo i drivers macroeconomici dello scenario EUref2016.
- Nel modello non sono stati imposti vincoli specifici. Tuttavia, sono state proiettate le politiche europee su ETS ed efficienza energetica, riqualificazione, così come la riduzione dei vincoli emissivi sul parco auto nuovo, in linea con le ipotesi degli scenari della Commissione europea (EUCO).
- Per le FER non sono stati introdotti vincoli specifici all'ulteriore diffusione.
- Per il settore trasporti è stato preso in considerazione il prolungamento al 2050 delle politiche e degli investimenti che promuovono la limitazione del trasporto su veicoli

²³STW(2016) 247 e 248 final: Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio

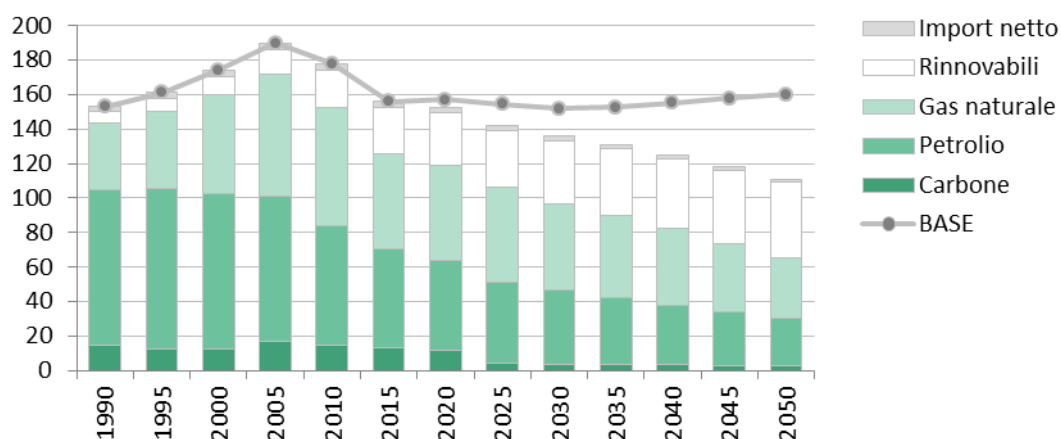
²⁴ Le elaborazioni relative alle emissioni di gas serra sono state sviluppate da Ispra

privati attraverso il maggior sviluppo del trasporto pubblico e altre misure di contenimento del trasporto privato, come lo *smart working* e il *car sharing*. Parimenti, si assume che prosegua la promozione di GNL nel trasporto merci e navali.

Principali risultati

- La SEN si dimostra in grado di traghettare il processo di efficientamento del sistema energetico nazionale e la graduale sostituzione delle fonti fossili con fonti rinnovabili (Figura 12).

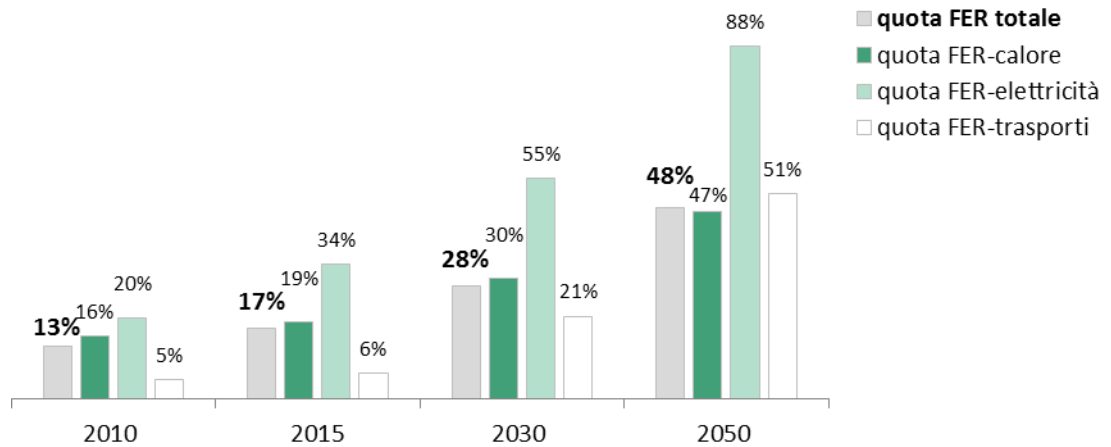
Figura 12 Proiezione dello scenario SEN al 2050: evoluzione del fabbisogno di energia primaria (Mtep)



Fonte: RSE

- Nel 2050 le FER coprirebbero quasi la metà dei consumi finali lordi (Figura 13). Nel settore elettrico, le rinnovabili diventerebbero di gran lunga prevalenti, con una copertura dei consumi finali lordi di oltre l'85%. Assai rilevante sarebbe anche la penetrazione delle rinnovabili nei settori termico e trasporti (intorno al 50%).

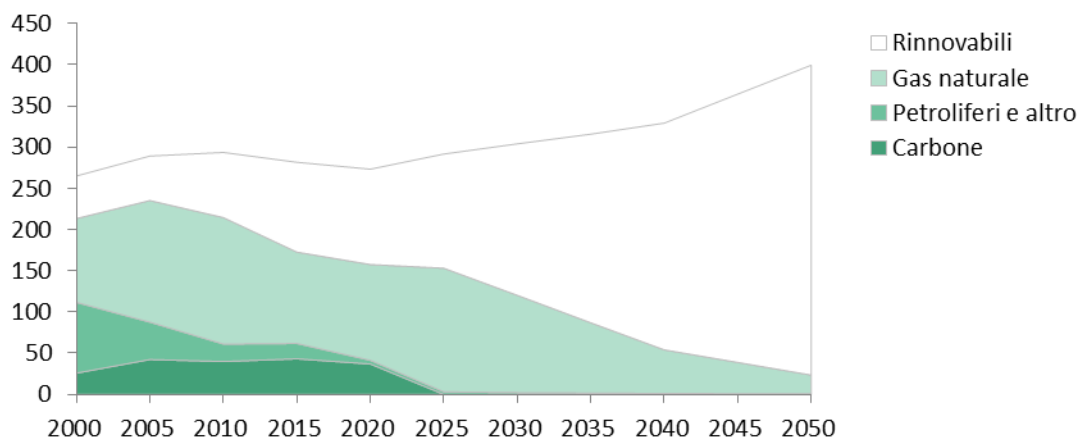
Figura 13 Proiezione dello scenario SEN al 2050: quota FER secondo direttiva 28/2009/CE



Fonte: RSE

- Come detto sopra, si registra un ulteriore, forte sviluppo della produzione elettrica da FER (370 TWh), principalmente FER intermittenti, come eolico e fotovoltaico, che raggiunge una quota del 93% sulla produzione elettrica nazionale (Figura 14). La restante quota della produzione nazionale è coperta invece dal gas naturale.
- Questo processo sostiene anche l'elettificazione dei settori di uso finale (24% nel 2030 e 34% nel 2050).
- Il largo sviluppo del fotovoltaico è agevolato dalla prevista riduzione del costo dei sistemi di accumulo al 2050.

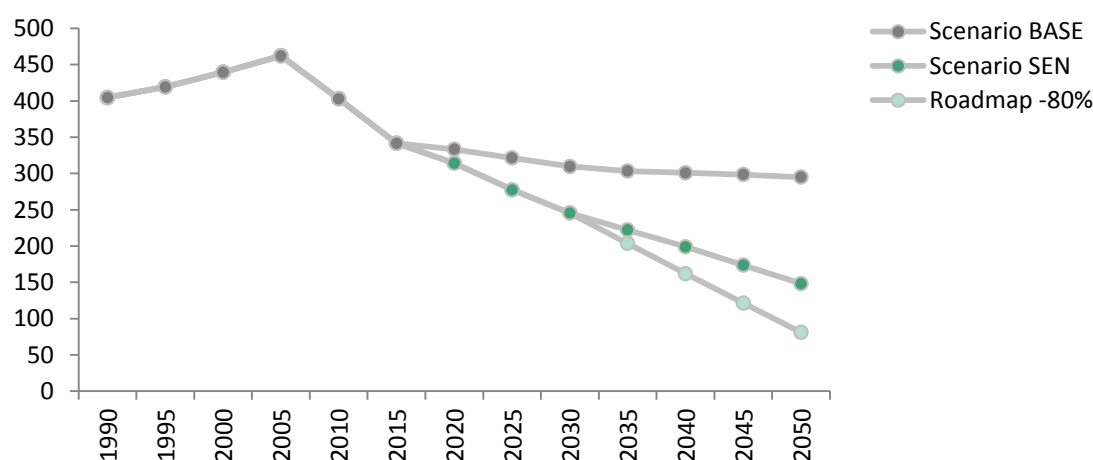
Figura 14 Proiezione dello scenario SEN al 2050: produzione di energia elettrica per fonte (TWh)



Fonte: RSE

- La SEN si dimostra in grado di ridurre in modo drastico le **emissioni di CO₂ del settore energetico** rispetto ad un'evoluzione di riferimento (scenario BASE) al 2050, in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione profonda della Roadmap EU 2050). Per l'effettivo raggiungimento di tali obiettivi, sarà tuttavia necessario, a livello europeo e conseguentemente nazionale, proseguire i cicli di programmazione decennale già stabiliti per il 2010, 2020 e 2030.

Figura 15 Scenario SEN al 2050: evoluzione delle emissioni di CO₂ del settore energetico (Mt CO₂)



Fonte: RSE

- Come già detto, le proiezioni verificano ed evidenziano come la SEN riesca ad offrire un importante contributo al raggiungimento degli obiettivi europei al 2050, nella consapevolezza del valore degli obiettivi ambientali che l'Europa ha deciso di conseguire e dell'apporto delle politiche per l'efficienza, l'innovazione tecnologica, le rinnovabili al miglioramento della sicurezza energetica e della competitività delle imprese, oltre che ad una crescita positiva del territorio.
- L'evoluzione tecnologica e l'ampliamento dei mercati mondiali delle nuove tecnologie riusciranno a portare ad obiettivi ancora più ambiziosi, in particolare per le rinnovabili elettriche, la mobilità elettrica e l'efficienza energetica:
 - quanto alle prime, è possibile una diffusione della generazione distribuita ancora più intensa di quanto ipotizzato nello scenario, guidata dalla riduzione dei costi delle tecnologie di generazione e degli accumuli diffusi;
 - il tema degli accumuli potrà avere un importante traino anche dall'evoluzione del settore automotive. Il mercato mondiale dell'auto elettrica, oggi in via di decollo, dovrebbe conoscere una forte espansione per effetto delle

accelerazioni impresse dalle scelte politiche di potenze economiche mondiali, come la Cina, guidate dalla riduzione dei costi e da esigenze di tipo ambientale;

- le opportunità offerte dalle nuove tecnologie della domotica e dello smart metering prefigurano una maggiore efficienza nei settori residenziale e terziario, che insieme assorbono oltre la metà dei consumi di elettricità stimati per il 2030.

Attività sugli scenari energetici

- Strutturare in maniera continuativa l'attività modellistica e le elaborazioni di scenario a supporto della politiche per l'energia e il clima diviene importante per assicurare i previsti aggiornamenti periodici della SEN, necessari per assicurarne i caratteri di flessibilità e resilienza rispetto ai mutamenti di contesto, di evoluzione tecnologica e di parametri macroeconomici.
- D'altra parte, la proposta di regolamento sulla governance del Clean Energy Package prevede che i Paesi Membri definiscano i rispettivi "Piani nazionali integrati per l'energia e il clima", realizzando uno scenario di riferimento ed uno o più scenari con politiche attive, allo scopo di individuare modalità, strumenti e traiettorie per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.
- Questa SEN, in quanto propedeutica alla preparazione del Piano integrato italiano, intende promuovere la realizzazione delle condizioni necessarie all'adeguata preparazione del Piano e ai possibili aggiornamenti successivi. Dunque, l'attività sugli scenari deve proseguire in modo strutturato.
- Per queste finalità si instaurerà un **gruppo tecnico stabile "scenari"**, coordinato dai Ministeri dello sviluppo economico e dell'ambiente, cui parteciperanno gli organismi pubblici e a controllo pubblico con competenza sul tema energia e clima, che già hanno collaborato alla definizione degli scenari della SEN, vale a dire **RSE, ISPRA, GSE, Politecnico di Milano ed ENEA**, ciascuno dei quali deve continuare sin d'ora ad operare nell'ambito delle rispettive conoscenze e strumenti, anche in vista del piano energia e clima. Su indicazione dei Ministeri, al tavolo contribuiranno anche altri soggetti pubblici di riferimento per il sistema energetico nazionale come il GME e l'AU oltre che i gestori delle reti di trasmissione e distribuzione di energia.
- Il gruppo si occuperà in modo coordinato anche degli aggiornamenti della base dati macroeconomici e tecnologici che alimenta i modelli, avendo cura anche di

assicurare la compatibilità e il confronto con gli analoghi strumenti e dati sviluppati e usati a livello comunitario e dagli altri Stati membri.

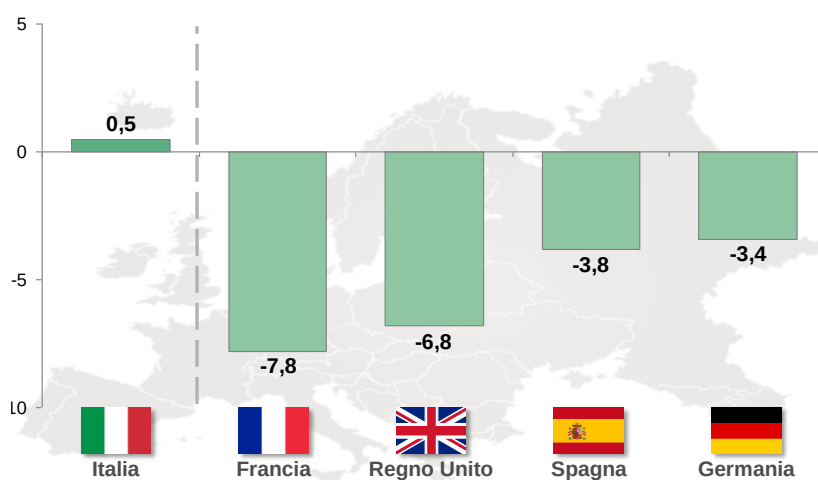
3

Fonti rinnovabili

Il punto di partenza per l'Italia

- Negli ultimi anni in Italia si è osservata una **crescita importante delle fonti rinnovabili** in tutti i settori, con particolare enfasi nel mondo elettrico, che ha permesso al nostro Paese di raggiungere risultati eccellenti nella transizione verso un'energia pulita e sostenibile. Nel 2015, raggiungendo una **penetrazione delle rinnovabili sui consumi finali lordi di 17,5%²⁵**, è già stato superato l'obiettivo 20-20-20 (pari a 17% per l'anno 2020).
- Con questo risultato **l'Italia**, come evidenziato in Figura 16, **supera le altre maggiori economie europee**, ancora lontane dal raggiungimento dei rispettivi target.

Figura 16 Raggiungimento target penetrazione rinnovabili 2015 vs obiettivi 2020 (delta %)



Fonte: Eurostat

²⁵ Eurostat SHARES 2015 - Short Assessment of Renewable Energy Sources

- Secondo le prime stime disponibili a partire dai dati elaborati dal GSE, nel 2016 la penetrazione delle rinnovabili non dovrebbe essersi discostata molto dal dato del 2015.
- Se confrontato con gli obiettivi della SEN 2013, lo sviluppo delle rinnovabili risulta coerente con l'obiettivo al 2020, fissato pari a 19 – 20%.

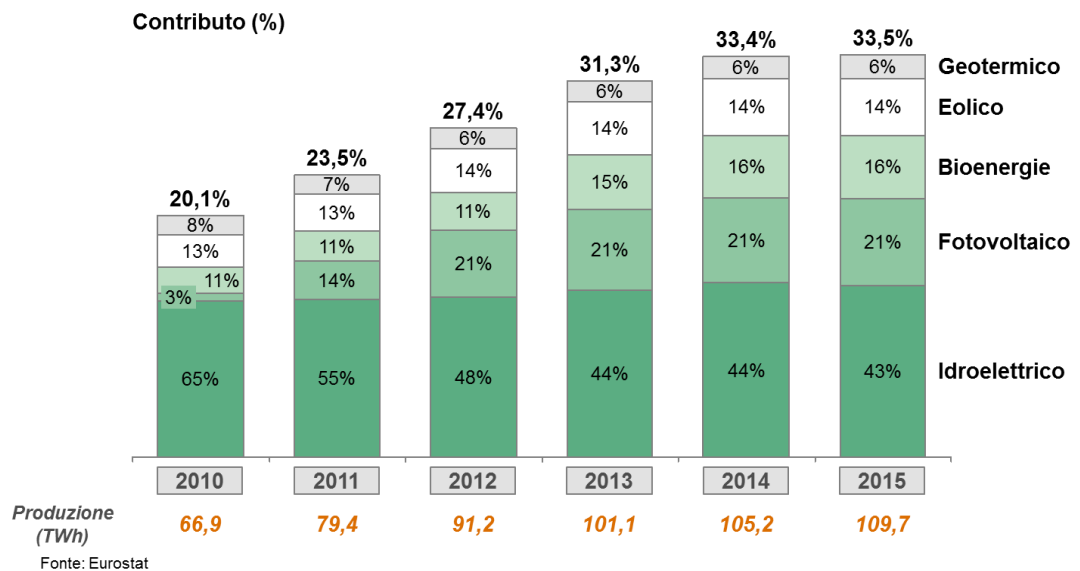
Rinnovabili elettriche

- Nel **settore elettrico**, le fonti rinnovabili, protagoniste di una fortissima crescita negli ultimi 10 anni, rappresentano oggi un'**infrastruttura già consolidata**, che potrà garantire il completamento della transizione energetica se verrà ulteriormente potenziata nel rispetto dell'economicità, della sostenibilità territoriale e della sicurezza del sistema.
- Nel 2015, come riportato in Figura 17, la penetrazione delle rinnovabili elettriche sui relativi consumi finali è stata pari al 33,5%²⁶, corrispondente a 109,7 TWh²⁷; il dato è in linea con l'obiettivo SEN 2013 pari al 2020 a 35% - 38% ed è superiore alla previsione del Piano di Azione Nazionale sulle Energie Rinnovabili, pari a 99TWh al 2020.

²⁶Eurostat SHARES 2015 - Short Assessment of Renewable Energy Sources

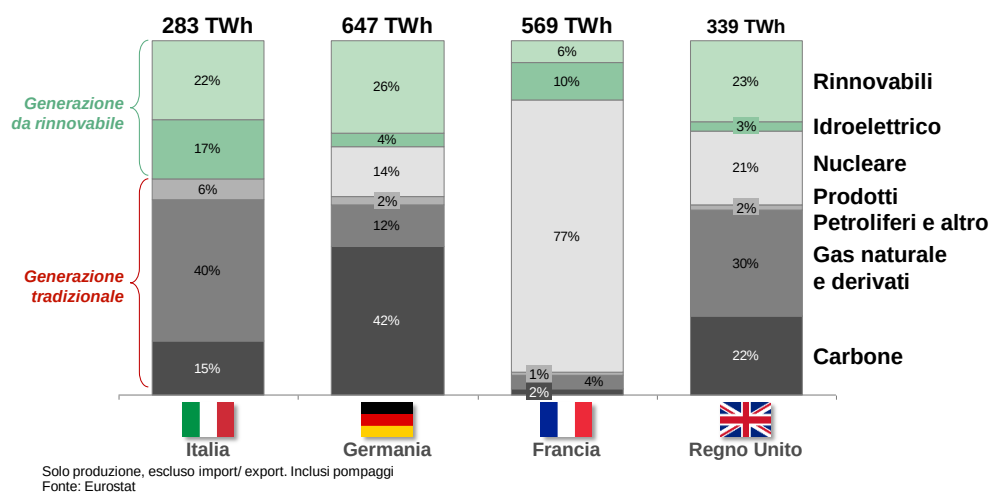
²⁷Idroelettrico normalizzato ed esclusi i pompaggi; eolico normalizzato

Figura 17 Contributo delle fonti rinnovabili ai consumi interni lordi di elettricità (2010-2015)



- Nel confronto con gli altri Paesi europei, risulta evidente in **Italia il ruolo chiave delle rinnovabili nel comparto della generazione elettrica** (Figura 18); infatti, considerando la sola produzione elettrica domestica (i.e. escludendo il saldo netto import/ export) circa il 39% della generazione nazionale lorda di energia elettrica proviene da fonti rinnovabili, in Germania circa il 30%, nel Regno Unito il 26% e in Francia il 16% (Figura 18).

Figura 18 Mix generativo elettrico per fonte – Dati 2015



- Questi risultati sono stati indubbiamente resi possibili da meccanismi di sostegno pubblici, nel passato anche molto generosi, che hanno causato un forte aumento

degli oneri di sistema in bolletta, in qualche misura compensati da una riduzione del prezzo all'ingrosso, a sua volta controbilanciato da un aumento del costo dei servizi di bilanciamento sulla rete; limitati effetti si sono registrati sul piano delle ricadute industriali ai fini dello sviluppo di filiere tecnologiche delle rinnovabili, sebbene siano apprezzabili alcuni risultati in termini di componentistica e capacità realizzativa degli impianti.

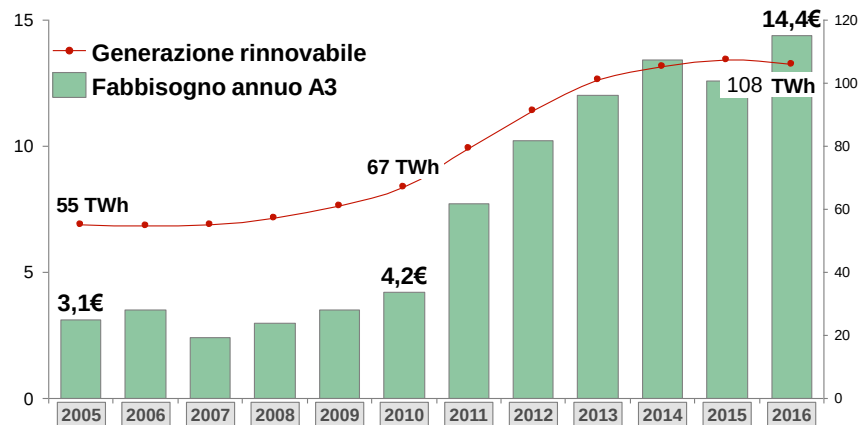
- Tuttavia, se dopo la riforma degli incentivi del 2012 e la cessazione dei Conti Energia per il fotovoltaico, si è attraversato un momento di fisiologico rallentamento, gli investimenti sono poi ripresi a ritmi più sostenuti, tanto che nel 2016 la potenza installata è cresciuta di circa 800 MW, prevalentemente fotovoltaico ed eolico.
- Questa nuova spinta alla crescita non ha avuto gli effetti negativi, come per il passato, sugli oneri di sistema. Infatti, la riduzione dei costi delle tecnologie da un lato e l'introduzione di più stringenti criteri di controllo della spesa per gli incentivi dall'altro – previsti dalla SEN 2013 e introdotti a partire dal 2012²⁸ – hanno portato a un rallentamento del trend di crescita degli oneri: la componente in bolletta relativa agli incentivi per le rinnovabili (componente A3²⁹, il cui andamento è riportato in Figura 19) ha raggiunto il proprio picco nel 2016³⁰ pari a 14,4 Miliardi di Euro, e mostrerà una discesa negli anni a seguire. Rimane ovviamente da gestire l'ingente debito maturato per effetto degli incentivi passati, soprattutto fotovoltaico, che pesa non poco anche sulla programmazione futura e sulle scelte da compiere.

²⁸ Decreto interministeriale 6 luglio 2012 Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici. (GU Serie Generale n.159 del 10-07-2012 - Suppl. Ordinario n. 143)

²⁹ Componente della bolletta elettrica per la promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate

³⁰ Per il sovrapporsi, nel 2016, degli oneri per il ritiro di certificati verdi e degli incentivi spettanti in sostituzione dei certificati

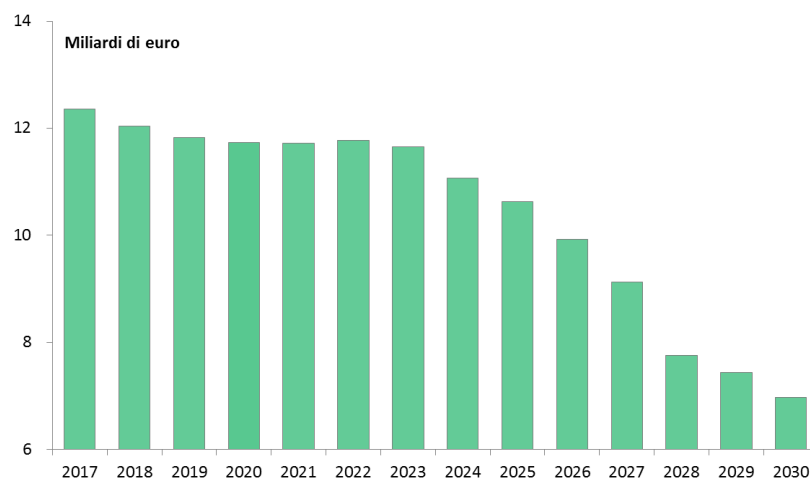
Figura 19 Evoluzione e fabbisogno annuo A3 (€ mld) e generazione rinnovabile (TWh)



Fonte: GSE

- Nel medio-lungo periodo è prevista, agli attuali prezzi di mercato dell'elettricità e considerando anche gli impianti che hanno conseguito il diritto di accesso agli incentivi ma ancora non sono in esercizio, una **riduzione lieve della componente A3** fino al 2025 (Figura 20), che si accentua in modo più significativo solo negli anni successivi. La riduzione degli oneri, unitamente al calo dei costi delle tecnologie e alle possibilità di rendere più efficienti alcune filiere, prefigurano la possibilità di sostenere nuovi investimenti con meccanismi che non incidano in modo sostanziale sull'andamento della spesa.

Figura 20 Stima dell'evoluzione della Spesa A3 nel medio-lungo periodo

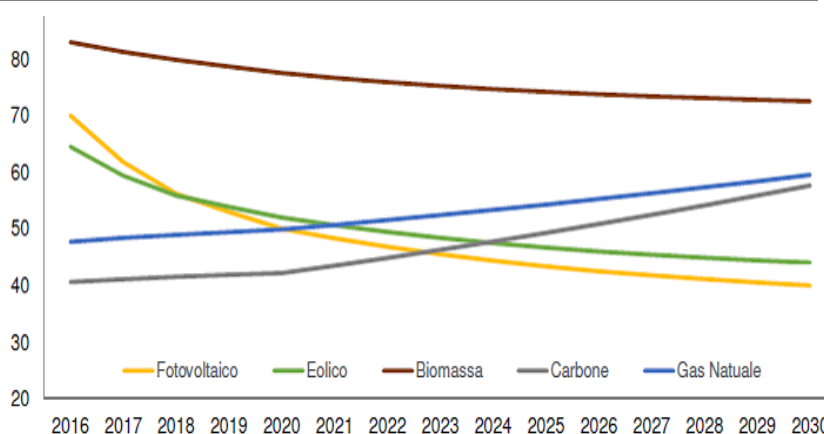


Fonte: Stima GSE

- Ribadito che **la crescita delle rinnovabili può e deve essere compatibile con le esigenze di contenimento dei costi in bolletta**, si evidenzia come i nuovi sistemi di sostegno saranno realizzati nel rispetto delle regole sugli aiuti di Stato e delle ulteriori disposizioni legislative nazionali che indicheranno scelte allocative e obiettivi di riduzione dei costi a favore dei consumatori³¹.
- In questo contesto è utile analizzare l'andamento dei costi medi di alcune delle tecnologie (Figura 21) per impianti di grande taglia: si nota che, nel volgere di qualche anno, gli impianti a fonti rinnovabili avranno costi di generazione inferiore a quelli alimentati da fonti fossili, eccezion fatta per le bioenergie, dando evidenza della sempre più ridotta necessità di sostegno. Bisogna, tuttavia, fare alcune considerazioni importanti per inquadrare correttamente il tema.

Figura 21

Evoluzione attesa del costo medio dell'elettricità (LCOE €/ MWh) di alcune tecnologie rinnovabili e non



Fonte: Assoelettrica – aprile 2017

- I costi di generazione di **impianti di grandi** dimensione da fonte **eolica** e **fotovoltaica** – misurati secondo la metodologia diffusa a livello internazionale basata sul Levelized Cost of Energy (LCOE) - hanno effettivamente manifestato un trend di riduzione dei costi di generazione che sta portando queste tecnologie verso la c.d. “market parity”. Ulteriori riduzioni di costo sono attese fino al 2030 e

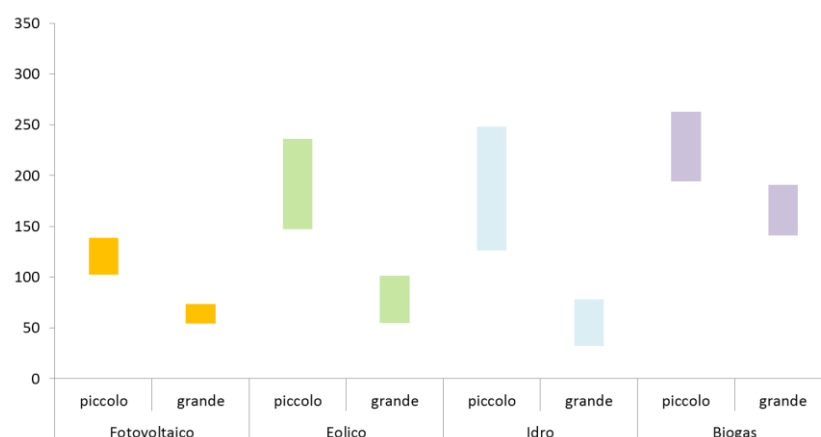
³¹ Fino al 2020, le regole degli aiuti di Stato sono state definite con le linee guida di cui alla comunicazione della CE 2014/C 200/01

Si veda, ad esempio quanto disposto dall'articolo 19, della legge europea 2017 il quale stabilisce che le risorse derivanti dal minor fabbisogno economico relativo alla componente A3 per gli anni 2018, 2019 e 2020 rispetto all'anno 2016 sono destinate, dal 1° gennaio 2018 e nella misura minima del 50 per cento, alla riduzione diretta delle tariffe elettriche degli utenti diversi da energivori

costituiscono la base per la completa integrazione nel mercato di tali tecnologie, anche sostenute da una riduzione dei costi amministrativi per questi impianti.

- Non è possibile fare un ragionamento dello stesso tipo per le **biomasse**, anche se di grandi dimensioni, che, al contrario di altre fonti rinnovabili, hanno costi largamente imputabili all'acquisto del combustibile, apparsi finora quasi incompressibili. Anche per tale ragione, per tali fonti permane un costo di generazione largamente superiore al prezzo di mercato e senza significativi margini di riduzione nel tempo, il che fa presupporre la necessità di un sostegno pubblico anche oltre il periodo contrattuale di incentivazione (peraltro già sperimentata in Italia, con la legge finanziaria 2016 che ha accordato un prolungamento del sussidio fino al 2021 a questo tipo di impianti). Il vantaggio di maggiore continuità e programmabilità di queste fonti, e quindi di un minor fabbisogno di servizi per la rete, effettivamente attenua, pur senza annullarlo, l'effetto sui costi del sostegno pubblico, ma rimane apprezzabile finché anche le altre tipologie di impianti non si dotino di assetti (es. accumuli) in grado di favorire la programmabilità dell'immissione in rete.
- I **costi degli impianti di grandi dimensioni sono notevolmente inferiori rispetto a quelli degli impianti più piccoli**. Infatti, bisogna disaggregare il dato a livello di taglia dell'impianto per avere un quadro più veritiero dell'andamento dei costi; analizzando la Figura 22 appare chiara l'esistenza di un **forte gap di costo tra impianti di taglie differenti**, che ci si può attendere in riduzione nei prossimi anni, ma che verosimilmente permarrà, in special modo per le bioenergie.

Figura 22 Costi di generazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili (€/ MWh)



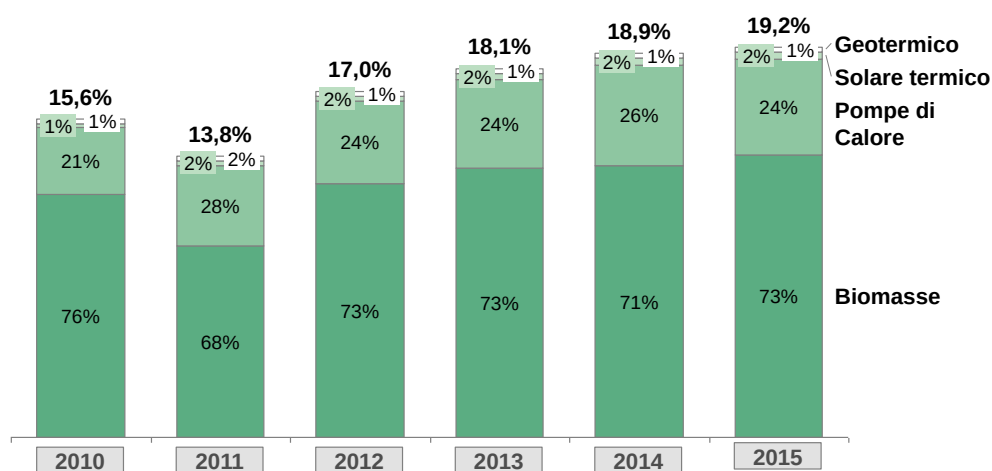
Fonte: MiSE - GSE

- Particolare attenzione meritano anche gli interventi di efficientamento e potenziamento degli impianti esistenti, che potrebbero aumentare la produzione a costi relativamente contenuti. Si tratta di un tema che, come sarà discusso meglio in seguito, riguarda soprattutto eolico e idroelettrico.
- In termini di sostegno al settore, oltre agli incentivi espliciti sull'energia prodotta, attualmente sono disponibili le detrazioni fiscali per i piccoli impianti fotovoltaici asserviti agli edifici domestici, il superammortamento per soggetti titolari di reddito d'impresa e o reddito di lavoro autonomo, oltre a misure ormai storiche, tra le quali la priorità di dispacciamento, lo scambio sul posto e l'esenzione dal pagamento degli oneri per l'autoconsumo in talune configurazioni.

Rinnovabili termiche

- Nel **settore del riscaldamento e del raffrescamento**, l'Italia nel 2015 ha raggiunto una **penetrazione delle rinnovabili pari a 19,2%**³² (Figura 23), di cui le biomasse e le pompe di calore rappresentano la quasi totalità; anche questo valore è già in linea con gli obiettivi al 2020 presenti in SEN 2013, pari a circa 20%.

Figura 23 Contributo ad obiettivo Rinnovabili Riscaldamento & Raffrescamento per fonte (Contributo %)



Fonte: GSE, Eurostat

- Il raggiungimento dell'obiettivo delle rinnovabili per riscaldamento e raffrescamento è stato ottenuto principalmente grazie alle **biomasse**, il cui ampio utilizzo è favorito dai bassi costi rispetto ai combustibili di origine non rinnovabile, anche per il più vantaggioso trattamento fiscale (accise nulle e, sul pellet, IVA agevolata per molto tempo). L'**incentivazione ha invece giocato un ruolo minore**: nel 2016, la spesa per gli interventi ammessi alle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica di solare termico, pompe di calore (comprese quelle geotermiche per riscaldamento acqua) e caldaie a biomassa, è stata di circa 208 Milioni di Euro³³, mentre, nello stesso anno, per interventi della medesima tipologia sono stati richiesti circa 41 Milioni di Euro mediante il Conto Termico³⁴.

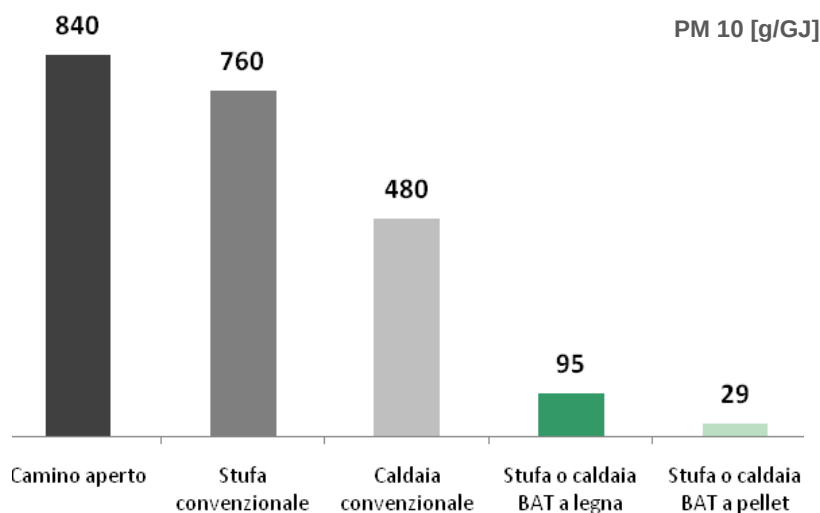
³²Eurostat SHARES 2015 - Short Assessment of Renewable Energy Sources

³³“Le detrazioni fiscali del 65%. Rapporto annuale 2017”, ENEA – luglio 2017

³⁴“Rapporto Attività 2016”, GSE –marzo 2017

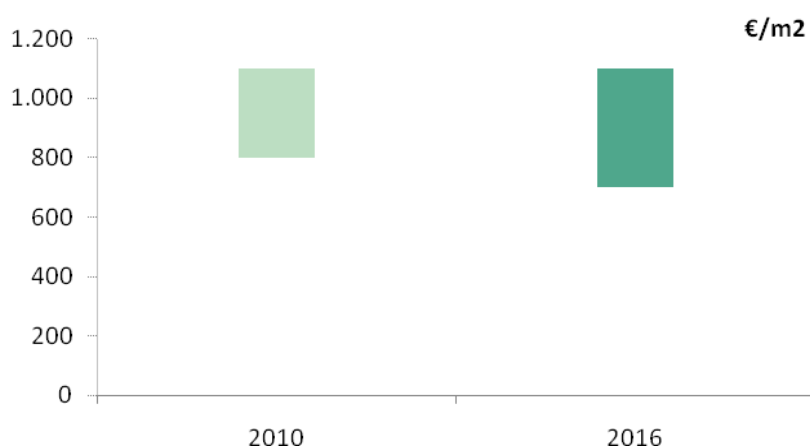
- Lo scarso utilizzo del primo Conto Termico nel settore privato è da imputare ad alcuni fattori quali la sovrapposizione con le detrazioni fiscali e la scarsa conoscenza dello strumento, che ne hanno evidenziato la necessità di semplificazione. Nel settore pubblico hanno invece influito le complessità dell'iter di realizzazione degli interventi e la scarsità di risorse, tipiche delle PA. Tali criticità hanno reso evidente la necessità di aggiornare lo strumento che, a seguito di una complessiva semplificazione e razionalizzazione entrata in vigore nel 2016, ha infatti visto notevolmente aumentare il numero di interventi e il volume di incentivi erogati.
- La **biomassa**, nel 2016, contribuisce al 27% dei consumi per riscaldamento del settore residenziale. Tale consumo comporta delle criticità sul piano delle emissioni ambientali in quanto le vecchie apparecchiature a biomassa producono emissioni inquinanti elevate. Il parco installato degli impianti a biomassa presenta un fattore emissivo medio di PM 10 pari a circa 400 g/GJ, quando le apparecchiature che impiegano gasolio o GPL o gas hanno un fattore emissivo medio compreso fra 0 e 4 g/GJ.
- Il **fattore emissivo elevato** del parco a biomasse è in buona parte ascrivibile alle **vecchie apparecchiature** (camini aperti, stufe e caldaie convenzionali) per le quali è comunque necessario promuovere un rinnovamento, sebbene anche le più moderne tecnologie emettano più dei combustibili tradizionali gassosi. Dunque, l'obiettivo di sostegno alle rinnovabili deve essere conciliato con la necessità di evitare impatti ambientali negativi, attraverso l'introduzione di stringenti requisiti prestazionali delle apparecchiature.

Figura 24 Fattori emissivi delle apparecchiature di riscaldamento a biomassa



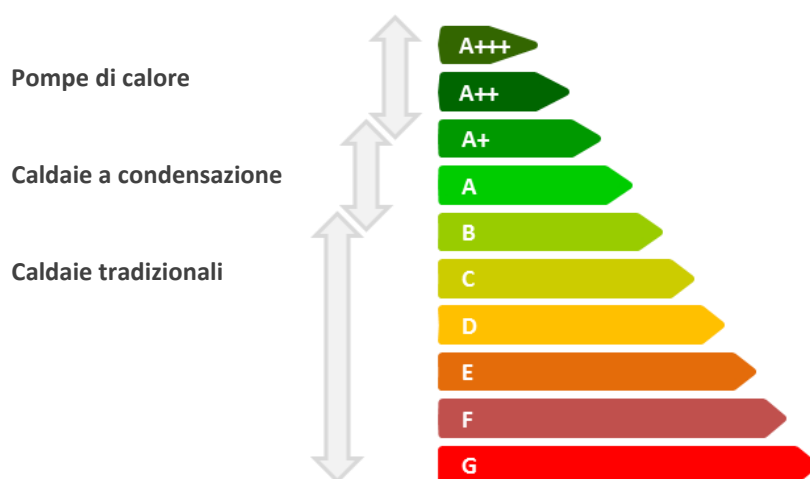
- Ulteriore possibilità di crescita efficiente del settore è data dalla valorizzazione della biomassa per produzioni in reti di teleriscaldamento, potenziale presente soprattutto in connessione a produzioni e reti locali.
- Il **solare termico** ha visto in Italia uno sviluppo prevalente per il riscaldamento nel settore residenziale. Si tratta di una tecnologia abbastanza matura che non ha finora manifestato un particolare potenziale di riduzione dei costi. Nonostante la disponibilità di molteplici strumenti di incentivazione, il settore sta registrando un rallentamento delle installazioni. Sarà quindi importante trovare soluzioni che consentano lo sviluppo della tecnologia anche in diverse configurazioni impiantistiche e in settori diversi dal residenziale.

Figura 25 Costo specifico degli impianti solari termici a circolazione forzata



- Le **pompe di calore**, a gas o elettriche, malgrado i costi di installazione mediamente superiori alle altre tecnologie, stanno incontrando, anche grazie agli strumenti di promozione disponibili, una crescita delle installazioni. Ciò può essere attribuito essenzialmente agli alti rendimenti energetici della tecnologia, che permettono anche risparmi economici nell'esercizio, nonché alla crescente penetrazione delle pompe di calore nel settore delle nuove costruzioni, grazie alla necessità di rispettare la quota di energia rinnovabile fissata dalla legge. Nelle ristrutturazioni edilizie la maggior penetrazione è ascrivibile anche alla possibilità di sostituire con una sola macchina sia i vecchi condizionatori per il raffrescamento che le caldaie.

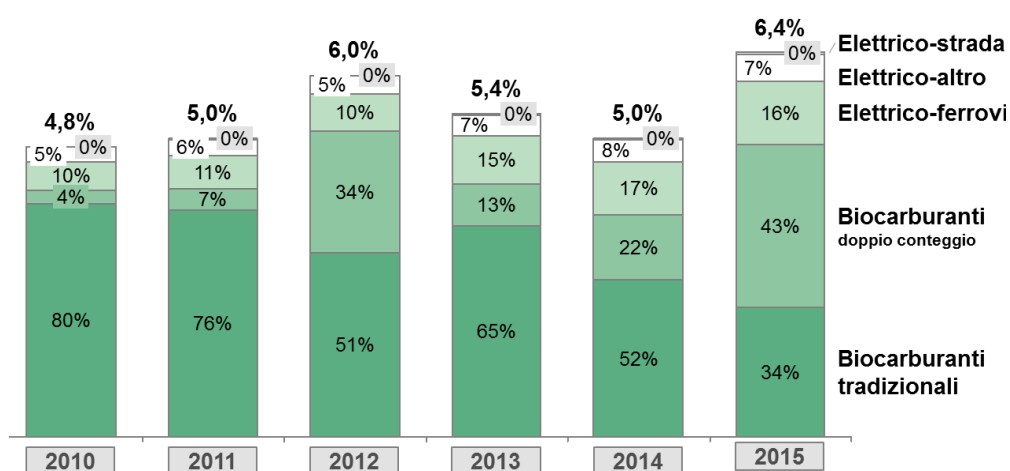
Figura 26 Classi di efficienza energetica tipiche degli impianti per il riscaldamento d'ambiente



Rinnovabili nei trasporti

- Nel **settore trasporti** la **penetrazione delle fonti rinnovabili sui consumi finali**, calcolata con le modalità definite dalle direttive comunitarie vigenti, **è stata pari a 6,4%³⁵** nel 2015; il dato è in **crescita** rispetto agli anni passati (Figura 27) e in avvicinamento all'obiettivo 20-20-20 e a quello dichiarato in SEN 2013 (entrambi pari a 10%).

Figura 27 Contributo ad obiettivo Rinnovabili Trasporti per fonte (Contributo %)



Fonte: GSE, Eurostat

- Il risultato del 2015 è stato in gran parte determinato dall'immissione in consumo di **biocarburanti**, principalmente in miscela con gasolio. In particolare, i biocarburanti tradizionali hanno contribuito per il 34%, mentre i biocarburanti a doppio conteggio, cioè provenienti da materie prime che non competono con il settore alimentare e per i quali viene riconosciuto il doppio dell'effettivo contenuto energetico, hanno contribuito per il 43%. La quota rimanente del 23% deriva dalla quota rinnovabile attribuita **all'energia elettrica utilizzata nel settore trasporti**: il 16% riguarda il trasporto ferroviario (a cui si applica un fattore moltiplicativo pari a 2,5 per il calcolo del contenuto energetico), lo 0,5% riguarda il trasporto su strada (al quale viene riconosciuto un fattore moltiplicativo pari a 5), il 6,5% riguarda altre modalità di trasporto.
- Per raggiungere l'obiettivo 20-20-20 è vigente l'obbligo di immettere in consumo una quota minima di biocarburanti, crescente gradualmente fino al 2020. È stata definita

³⁵Eurostat SHARES 2015 - Short Assessment of Renewable Energy Sources

una **curva di evoluzione dell'immissione al consumo di biocarburanti**, che prevede un innalzamento dell'obbligo dal valore di 5,0% fissato per il 2015 fino al 10% nel 2020. Alcuni aggiornamenti di tale curva sono proposti nel decreto sul biometano già notificato alla Commissione europea.

- Infine, l'attuazione **della DAFI**³⁶ offrirà la possibilità di incrementare l'elettricità (quindi, anche da rinnovabili) nei trasporti e di valorizzare maggiormente l'utilizzo del biometano, prevedendo in particolare una crescita:
 - dei punti di ricarica per veicoli elettrici dagli attuali 2.900 circa fino ad almeno 6.500 nel 2020³⁷;
 - dei punti vendita eroganti GNC dagli attuali 1.100 circa a 2.400 circa nel 2030;
 - dei punti vendita eroganti GNL dalle poche unità di oggi a circa 800 nel 2030.

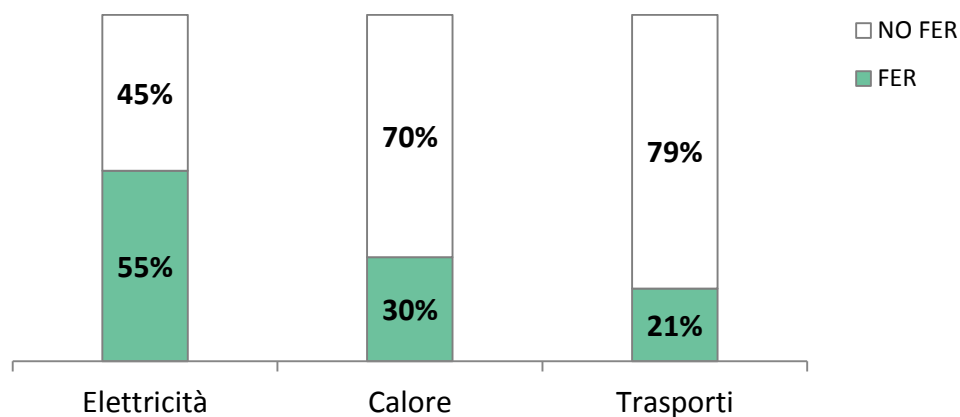
³⁶ DL 16 dicembre 2016, n 257

³⁷ "Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad Energia Elettrica", Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti - 2015

Gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili

- Obiettivo della SEN 2017 è quello di tracciare un **percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili**, garantendo sicurezza e stabilità agli investitori, assicurando la loro piena integrazione nel sistema, valorizzando le infrastrutture e gli asset esistenti e puntando sull'innovazione tecnologica, di processo e di *governance*.
- Come già anticipato, l'obiettivo della SEN è quello di arrivare ad una quota di rinnovabili di almeno il **28% sui consumi lordi finali al 2030**.
- Tale obiettivo, tenendo conto anche dei commenti e dei contributi derivanti dalla consultazione, sarà declinato nei seguenti target settoriali:
 - 55% circa per le rinnovabili elettriche;
 - 30% circa per le rinnovabili negli usi per riscaldamento e raffrescamento;
 - 21% circa per le rinnovabili nei trasporti³⁸.

Figura 28 Obiettivi settoriali sulle rinnovabili al 2030



Fonte: MiSE

- Si tratta di un **obiettivo** particolarmente **ambizioso**, superiore anche **rispetto a quanto richiesto dai parametri europei**: si sottolinea che, applicando i medesimi criteri utilizzati per fissare gli obiettivi vincolanti al 2020 (Direttiva 2009/28/CE), per l'Italia si perverrebbe a un target del 25% al 2030.

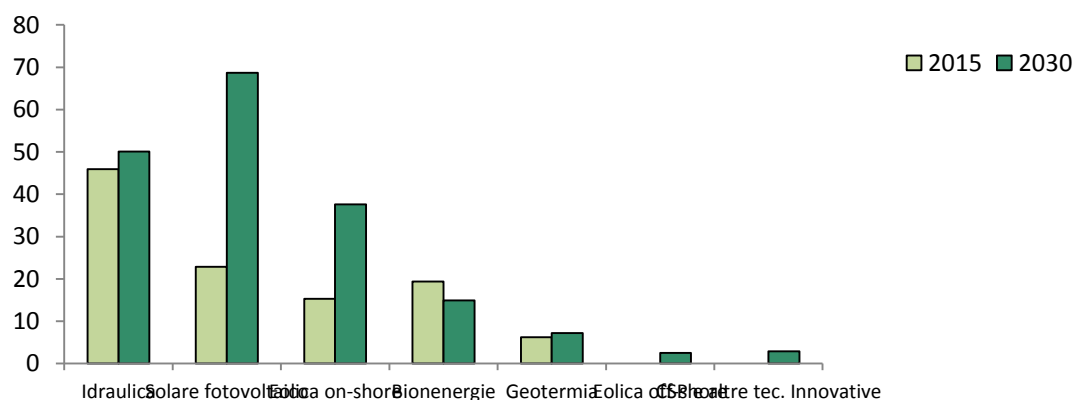
³⁸ Tale percentuale è calcolata in omogeneità alle attuali procedure di calcolo, che prevedono diversi moltiplicatori ai fini del target del 10% al 2020. Dopo il 2020 però la metodologia di calcolo sarà rivista, come emerge dalla discussione in corso sulla proposta di nuova direttiva rinnovabili (RED II).

- L'obiettivo che si propone è definito come un **livello da raggiungere** attraverso politiche pubbliche di supporto, e non deve essere inteso come tetto alle possibilità di sviluppo del mercato; anzi, si è persuasi che il raggiungimento di una condizione di maturità economica, oltre che tecnica, del settore potrà portare la crescita a livelli anche superiori, grazie anche alle previste misure di adeguamento delle infrastrutture. L'obiettivo è quindi definito come parte di una più complessiva politica per la sostenibilità, che comprende in primis anche l'efficienza energetica, e che punta a una profonda decarbonizzazione della produzione in modo combinato alle altre politiche attive di pari importanza e con una gradualità verso il 2050.
- Le attuali forme di sostegno/incentivazione dovranno essere riviste e gradualmente trasformate in **meccanismi abilitanti dell'integrazione** delle rinnovabili nel mercato, in modo che queste acquisiscano **indipendenza nel contribuire agli obiettivi ambientali**.
- E' importante sottolineare che il raggiungimento dell'obiettivo 2030 costituisce la base fondante per traguardare gli **obiettivi 2050**. La sfida più importante per il settore, in altri termini, sarà proprio nei prossimi anni: le rinnovabili saranno chiamate a dimostrare definitivamente la maturità raggiunta e la capacità di integrarsi nel mercato, le cui regole saranno adeguate in modo da tener conto delle specifiche caratteristiche di queste fonti; si tratta di una condizione basilare che, una volta verificata, consentirà di porre le fondamenta per traguardare gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione al 2050.

Le linee d'azione per le rinnovabili elettriche

- Nel settore elettrico, il significativo **potenziale residuo** tecnicamente ed economicamente sfruttabile e la **riduzione dei costi di fotovoltaico ed eolico**, prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie (Figura 29), la cui produzione - secondo il modello assunto dallo scenario e secondo anche gli scenari EUCO - dovrebbe più che raddoppiare entro il 2030. Sempre nello stesso orizzonte temporale è proiettata una crescita contenuta della potenza aggiuntiva geotermica ed idroelettrica e una sostanziale stabilità delle bio-energie, al netto dei bioliquidi per i quali è invece attesa una graduale fuoriuscita a fine incentivo.

Figura 29 Incremento della produzione rinnovabile 2015-2030 (TWh)



- La diffusione di queste tecnologie, ma soprattutto del **fotovoltaico** (che ha il più rilevante potenziale residuo), potrà essere ancora maggiore in presenza di politiche territoriali fortemente orientate all'inserimento di tali insediamenti produttivi e di **processi autorizzativi e amministrativi** che facilitino le scelte di investimento.
- Il tema dell'**inserimento sul territorio degli impianti** è centrale e oggetto di attenzione, in fase di consultazione, sia da parte degli investitori sia da parte di Regioni ed Enti locali: data la raggiunta maturità economica, il livello di sviluppo dipenderà quindi più dal grado di accettazione e di condivisione della politica di crescita del settore, e dalla conseguente adozione di misure e metodi di valutazione dei progetti di impianti coerenti con questa politica, che dagli incentivi pubblici in senso stretto (economici). Per questa ragione, di seguito è presentato uno specifico

focus box che analizza il rapporto fra fonti rinnovabili, consumo di suolo e tutela del paesaggio; sono qui individuate possibili soluzioni di intervento per ottimizzare la diffusione degli impianti e favorire il consolidamento dei siti esistenti, contemperando i diversi interessi in gioco.

- La **coesione tra i vari livelli di Governo e tra i cittadini** deve dunque riguardare non solo il target (quante rinnovabili) ma anche come, dove e con quali regole far sviluppare il settore, tenendo conto delle specificità dei territori, anche con riferimento ai potenziali locali sfruttabili e ai vincoli derivanti da peculiari conformazioni morfologiche e da specifiche esigenze ambientali.
- La crescita molto forte del settore richiede l'accelerazione delle misure che mirino innanzitutto alla loro **integrazione nel sistema elettrico** e nell'insieme delle regole che lo compongono. Considerato quanto già detto sulla disponibilità di tecnologie vicine alla market parity, o comunque con costi in diminuzione, va rimarcato ancora una volta come la nuova sfida per una completa integrazione nel sistema elettrico di queste fonti si sposterà dagli incentivi sulla produzione alla definizione di nuove regole di mercato e agli investimenti sulle infrastrutture di rete che dovranno svilupparsi in tempi congrui a garantire adeguatezza e flessibilità al nuovo assetto (temi trattati nei capitoli sulla sicurezza energetica e sulla competitività dei mercati).
- Le **proiezioni di sviluppo** potranno essere anche superate se, grazie all'efficienza degli operatori, all'innovazione di componenti e sistemi, all'adeguamento delle regole di mercato e all'ammodernamento delle reti, gli assetti impiantistici saranno meglio integrabili nel sistema elettrico e non manifesteranno particolari esigenze di sostegno tariffario.
- A queste condizioni, sarà possibile avviare un processo virtuoso nel quale le rinnovabili potranno concorrere in modo sempre più incisivo non solo agli obiettivi ambientali, ma anche alla competitività e alla sicurezza, in un contesto di coesione e stabilità di regole.
- Gli **strumenti di sostegno** economico dovranno essere temporanei, coerenti con le regole europee sugli **Aiuti di Stato** nell'evitare distorsioni sul mercato dell'energia elettrica e vantaggi sproporzionati rispetto a quanto necessario. Il corretto dimensionamento degli incentivi da questo punto di vista è la migliore garanzia per operare in un clima di stabilità normativa. Nel periodo da qui al 2020 sarà mantenuto il sistema già conosciuto dagli investitori basato sull'incentivo sull'energia prodotta, ma con l'introduzione di nuovi elementi, in un'ottica di accompagnamento alla

market parity e comunque estendendo il sistema delle aste competitive, utili a promuovere la progressiva riduzione dei costi.

Grandi impianti

- Per i nuovi **impianti di grande taglia**, se da un lato **persiste ancora la necessità di strumenti che favoriscano la finanziabilità degli investimenti**, dall'altro lato, risulta opportuno far evolvere i sistemi di sostegno da incentivazioni dirette sulla produzione a fattori abilitanti l'attività di produzione.
- In quest'ottica verranno identificate e predisposte, almeno in una fase di breve-medio termine fino al 2020, delle **misure di sostegno / accompagnamento**. In proposito, si introdurranno meccanismi di gara competitiva, eliminando eventuali “floor price” sin dalle prossime aste (o sterilizzandone gli effetti) ed adottando comunque un approccio di neutralità tra gruppi di tecnologie con strutture e livelli di costi affini simili.
- **Per i nuovi impianti a bioenergie di media e grande taglia**, come detto caratterizzati da costi di generazione elevati, da costi variabili elevati e connessi ai prezzi delle materie prime per l'intera vita tecnica, nonché per i problemi di emissioni inquinanti, si ritiene non opportuno un ulteriore sviluppo nel sistema elettrico; per diverse forme di bioenergie, si offre però la strada di un potenziamento degli strumenti di sostegno alla produzione di biometano da utilizzare per i trasporti.
- Lo strumento, fino al 2020, sarà quello dei **contratti per differenza**, come quelli introdotti dal 2012, basati sul valore complessivo del ricavo atteso e del premio, ma a due vie (ovvero con restituzione da parte del produttore qualora il prezzo dell'energia salga sopra la tariffa aggiudicata) con l'obiettivo di dare maggiore certezza agli operatori e lasciare il rischio fluttuazione prezzi in capo al sistema.
- Nel contempo sarà possibile introdurre strumenti per favorire la compravendita dell'energia verde mediante **contratti di lungo termine**. Sebbene oggi ancora poco utilizzato (almeno per periodi di adeguata durata), tale strumento acquisterà importanza crescente con il calo dei costi delle tecnologie e **dovrà sostituire i contratti per differenza con la controparte pubblica** a partire dal 2020.
- Saranno quindi regolate e testate le condizioni che consentano la stipula, da parte di un investitore interessato a sviluppare un impianto a fonti rinnovabili, di **contratti Power Purchase Agreement (PPA)** con soggetti interessati ad acquistare l'energia

che l'impianto produrrà su un intervallo temporale sufficientemente lungo. Sulla base di un contratto di tale tipologia, stipulato con una controparte affidabile, il progetto di investimento diventerà bancabile e l'impianto potrà quindi essere realizzato.

- Si tratta di **strumenti che al momento il mercato non offre**, per i **rischi** tipici che comporta legati principalmente all'andamento dei prezzi dell'energia sul lungo termine e per i requisiti che richiede in particolare (ma non solo) all'acquirente. Lo sviluppo di aggregatori della domanda è uno dei fattori che potrebbe incidere sulla diffusione di tali contratti di lungo termine. Saranno, inoltre, previsti interventi volti a chiarire il quadro regolatorio in materia; saranno predisposte linee guida e contratti standard per creare processi semplici che consentano di coinvolgere anche le imprese più piccole.
- Dopo lo svolgimento delle procedure d'asta riferite al triennio 2018-2020, si valuterà se prevedere, in una prima fase, un **ruolo di "garanzia" pubblica** per i PPA stipulati fra consumatori e produttori nell'ambito di negoziazioni gestite centralmente.
- Tale forma di garanzia potrebbe essere attuata introducendo una **"banda"** oltre la quale sia previsto l'intervento pubblico: nel solo caso in cui il prezzo di mercato scendesse sotto tale banda, la differenza sarebbe da socializzare attraverso gli oneri generali di sistema.
- In aggiunta, potrà essere valutato, nella fase transitoria, un intervento della parte pubblica in acquisto qualora il PPA non avesse durata idonea e non fossero reperiti altri acquirenti privati.
- Un contratto del genere con **garanzia pubblica** sarà peraltro introdotto **solo fin quando necessario**. Si evidenzia che tale strumento non prevederà un incentivo economico sul prezzo di vendita dell'energia, definito fra le parti. Lo scopo è infatti quello di introdurre un meccanismo di garanzia per ridurre il rischio, almeno finché i mercati finanziari ne avranno bisogno.

Impianti esistenti

- Il raggiungimento degli obiettivi ambientali al 2030 e l'interesse complessivo di incremento delle fonti rinnovabili anche ai fini della sicurezza e del contenimento dei prezzi dell'energia, presuppongono non solo di stimolare nuova produzione, ma anche e soprattutto di non perdere quella esistente e anzi, laddove possibile, di incrementarne l'efficienza. Sotto questo profilo si pongono nel breve termine i temi relativi al repowering dell'eolico e dei meccanismi e delle regole d'asta per le concessioni dell'idroelettrico.
- Nel caso **dell'eolico**, si stima che entro il 2030 giungeranno a fine incentivazione circa 8 GW di impianti. Premesso che il revamping andrebbe effettuato a fine vita utile e non al termine dell'incentivazione, esiste la chiara opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering su questi siti per continuare la produzione con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la buona ventosità di siti già conosciuti ed utilizzati e limitando l'impatto sul consumo del suolo. Il repowering dei siti eolici esistenti potrà contribuire ad un aumento netto della producibilità di almeno il 15% a parità di potenza.
- La realizzazione in tempi adeguati di questo processo per il mantenimento in produzione e la **riqualificazione dei siti richiede procedure autorizzative coerenti con l'obiettivo**, semplificate in particolare per le valutazioni di tipo ambientale. Un primo passo in questa direzione è stato compiuto nel decreto legislativo¹⁶ giugno 2017, n. 104 di attuazione della Direttiva 2014/52/UE concernente la VIA di progetti pubblici e privati che introduce la possibilità di richiedere all'autorità competente un pre-screening, ovvero una valutazione preliminare del progetto, che potrà essere utile anche ai fini degli adeguamenti tecnici necessari per migliorare le prestazioni ambientali dei progetti. Un accordo con gli enti territoriali e con gli enti locali può condividere obiettivi e metodi di valutazione dei progetti, tenendo conto del necessario contributo regionale per gli obiettivi 2030.
- Per abilitare il **repowering dei siti eolici** non si ritiene necessario il ricorso a premi economici sull'energia prodotta quanto, come si diceva, un'ulteriore effettiva semplificazione autorizzativa. Sotto il profilo degli incentivi, peraltro, la maggior parte degli impianti eolici in discussione non ha aderito alle misure del cosiddetto "spalma incentivi volontario"; motivo che impedisce comunque, a legislazione vigente, un ulteriore incentivo a carico delle tariffe per il medesimo sito. Peraltro, la gran parte

degli impianti interessati uscirà dagli incentivi dal 2020 in poi, ovvero in una fase in cui andranno a terminare le incentivazioni tariffarie sull'energia prodotta anche per i nuovi impianti. Dunque, il primo strumento abilitante sarà quello fornito dal mercato attraverso i contratti di lungo termine. Tenuto conto che si tratta di investimenti prevalentemente caratterizzati da costi fissi, un'opzione ulteriore, che sarà valutata con le regioni, è un contributo pubblico sul costo dell'investimento, a valere su fondi regionali o europei gestiti dalle regioni e dal ricorso agli strumenti fiscali a sostegno dei nuovi investimenti.

- Nel caso del **grande idroelettrico**, è indubbio che si tratta di una risorsa in larga parte già sfruttata ma di grande livello strategico nella politica al 2030 e poi al 2050. Il valore di questa risorsa non risiede solo nella pur notevole potenza installata, ma anche nella particolare flessibilità e continuità di esercizio, necessaria per la sicurezza delle reti e per i servizi di bilanciamento.
- Il settore soffre oggi di una forte incertezza normativa connessa alla **revisione della disciplina sulle gare ad evidenza pubblica** per l'attribuzione delle concessioni, oggetto di una procedura in corso con la Commissione Europea. Il Governo italiano ha sollevato in sede europea il tema di una revisione coordinata delle regole, in modo da offrire un level playing field agli operatori dei vari Paesi, ed ha in avviato un tavolo di confronto con le Regioni sulle nuove regole di gara, confronto al momento ancora in corso. Nel merito, le procedure d'asta per le concessioni esistenti dovranno prevedere una fase preparatoria, utile per avviare le procedure competitive in modo ordinato e integrato con la programmazione territoriale e con gli altri usi dell'acqua e basato su regole omogenee a livello nazionale, anche in tema di canoni, consentendo l'attuazione degli interventi di efficientamento degli impianti necessari; le procedure d'asta dovranno privilegiare in modo trasparente la riqualificazione degli impianti al fine di assicurare la capacità utile di invaso e aumentarne la producibilità, evidentemente nel rispetto dei vincoli ambientali. Ulteriore obiettivo è quello di definire un quadro il più possibile coordinato nell'approccio con gli altri Paesi europei e una regolamentazione chiara sul regime dei beni e sui criteri di valorizzazione e subentro, compresi i canoni, in modo da costituire un contesto di certezze e eque garanzie per gli investitori (sia entranti sia uscenti).
- Poiché si tratta di impianti con **elevata anzianità di esercizio**, per poter avere un contributo in termini di produzione aggiuntiva effettiva per il 2030 si ritiene di

definire, con l'accordo delle Regioni, regole transitorie che consentano di avviare rapidamente **nuovi investimenti per evitare il deterioramento** del parco installato e contrastare la perdita di producibilità, legata soprattutto all'andamento dell'idraulicità ma anche al rallentamento degli interventi necessari legati alla condizione di incertezza normativa. In tal senso, al fine di ridurre i tempi, si individueranno semplificazioni procedurali per detti interventi e, con riguardo alle nuove concessioni, per evitare duplicazioni di atti ovvero di valutazioni in materia ambientale e paesaggistica, forme di coordinamento tra i procedimenti per il rilascio di concessioni di derivazione d'acqua pubblica e i procedimenti di autorizzazione unica, da condividere con le Regioni.

- Per quanto riguarda le **bioenergie già esistenti**, è opportuno segnalare come **queste fonti rappresentino una singolarità nel panorama delle rinnovabili**. Come già più volte rimarcato, a differenza delle altre, le bioenergie sono caratterizzate da alti costi variabili, imputabili soprattutto ai costi della materia prima, da cui deriva la richiesta di mantenimento di incentivi elevati anche dopo l'ammortamento (argomento trattato dalla legge finanziaria 2016, che ha disposto una proroga degli incentivi in scadenza per gli impianti a bioenergie esistenti ³⁹). Il settore dunque esprime una richiesta di incentivo pubblico praticamente costante e apparentemente non riducibile, nemmeno nei casi in cui la materia prima dovrebbe provenire da un'autoproduzione agricola. In ogni caso, al fine di ridurre il peso degli oneri di sistema in bolletta e evitare trattamenti che non stimolino all'efficienza, è necessario **ridimensionare le forme di incentivazione per le bioenergie esistenti**, poiché il costo variabile della materia prima non dà segnali di riduzione nel tempo, e anzi, probabilmente, si mantiene alto proprio a causa degli incentivi.
- In questo contesto, anche in considerazione delle connessioni con il sistema agroforestale, **si cercherà di non perdere l'attuale quota di produzione** (eccetto i bioliquidi, per i quali il costo di sostegno è destinato sostanzialmente all'importazione degli olii), **tuttavia con strumenti più efficienti** di quelli recentemente introdotti per via legislativa, al fine di ridurre gli oneri di incentivazione, promuovere una concorrenza leale sul mercato delle materie prime (oggi alterata dal diverso livello di incentivazione, dipendente dal meccanismo di accesso di cui ha

³⁹ Art. 1, commi 149-151, della legge 208/15- notifica alla CE dell'agosto 2017

beneficiario ciascun impianto), assicurare il rispetto del principio della “cascata”⁴⁰ e promuovere le filiere a minor impatto e che non sono in competizione con il mondo agricolo per l’uso del terreno, i.e. incentivando solo le bio-energie da scarti e residui agricoli o cittadini e, eventualmente, da prodotti di secondo raccolto.

Impianti di piccola taglia

- Per i piccoli impianti, la frammentazione tariffaria ha avuto come conseguenza uno **scarso stimolo alla riduzione dei costi** e ha dato luogo a volte a **comportamenti inefficienti**, basati sulla ricerca della miglior tariffa anche a scapito dell’efficienza complessiva (es.: proliferazione minieolico anche in localizzazioni scarsamente produttive).
- **Nel breve-medio periodo**, fino al 2020, saranno comunque mantenuti i meccanismi di registro già previsti fino ad oggi, ma con parziali correttivi per ridurre i predetti fenomeni; sarà, in particolare, necessario prevedere strumenti che stimolino comportamenti competitivi, utili a misurarsi sul piano della riduzione dei costi.
- Nel medio-lungo periodo, forme di incentivazione diretta per i piccoli impianti, analoghe a quelle utilizzate sinora, dovranno divenire gradualmente residuali. Per tali impianti si ricorrerà, in via preferenziale, alla promozione e abilitazione dell’autoconsumo. Quello dell’inserimento delle tecnologie rinnovabili in configurazioni di autoconsumo, anche complesse come i sistemi di distribuzione chiusi e le comunità dell’energia di cui si sta discutendo nell’ambito del nuovo pacchetto UE, è un tema centrale nel disegno del nuovo sistema elettrico. Il tema di realizzare e incentivare le fonti rinnovabili in tali configurazioni attraverso incentivi impliciti o espliciti è oggetto di un approfondimento ad hoc nel capitolo sul mercato elettrico.
- In particolare per il settore delle bioenergie, come più volte ripetuto caratterizzato da costi di generazione elevati e connessi ai prezzi delle materie prime, nuove forme di incentivazione tariffaria dovranno essere tendenzialmente limitate solo per gli impianti di piccolissima taglia (in Germania, ad esempio, incentivi significativi sono

⁴⁰ Si tratta di una strategia, più volte richiamata dalla Commissione Europea (si veda, ad esempio, Comunicazione COM (2014) 14 del 22.01.2014) , per utilizzare la biomassa, e i prodotti con essa realizzati, in step cronologicamente sequenziali, il più a lungo e il più efficientemente possibile e sfruttarne il potenziale energetico tramite combustione solo alla fine del loro ciclo di vita.

limitati agli impianti fino a 70kW) incentivando solo le bioenergie da scarti e residui e, eventualmente, da prodotti di secondo raccolto, idonei alla integrazione con la dimensione tipica dell'azienda agricola del nostro Paese, in assetti che premiano l'efficacia e l'efficienza e che, comunque, rispettino il principio della "cascata". Andrà in ogni caso valutato l'impatto sulla qualità dell'aria con un costante monitoraggio delle realizzazioni. Anche in questo caso, il sostegno alla produzione di biometano per i trasporti costituisce una valida alternativa, come precisato nel paragrafo successivo.

Nuove tecnologie e nuovi vettori energetici

- Per le **tecnologie innovative, quali il solare termodinamico, la geotermia ad emissioni zero, l'eolico offshore e il moto ondoso** sarà attivata - previo assenso della Commissione Europea – una procedura ad hoc, non tecnologicamente neutra, per meglio intercettarne la struttura di costo, tipicamente differente da quella di tecnologie mature quali fotovoltaico ed eolico.
- Si valuterà, inoltre, l'utilizzo di strumenti diversi, quali il contributo all'investimento o l'utilizzo di **specifici fondi** per la **ricerca** e l'innovazione. In particolare, per il **solare termodinamico** andranno individuati gli strumenti più appropriati a superare le difficoltà che hanno finora rallentato l'utilizzo della tecnologia: nonostante infatti sin dal 2007 fossero previste remunerative tariffe ad hoc, gli impianti non sono stati realizzati a causa di fattori diversi, principalmente legati al rischio di bancabilità degli investimenti.
- In aggiunta è opportuno valutare le potenzialità del **biometano**, che sembra essere un'**alternativa efficiente per convertire biogas in un biocarburante per il settore trasporti**, nel quale potrà sostituire biocarburanti di importazione senza oneri aggiuntivi per i consumatori. Già oggi il biometano può contare su un potenziale, valutato sulla base della produzione elettrica da biogas, di circa 2,5 miliardi di metri cubi, con un potenziale massimo teorico di crescita stimato al 2030 pari a 8 miliardi di metri cubi⁴¹.

⁴¹Il potenziale tiene conto di 2,7 miliardi di metri cubi di biometano proveniente dallo sfruttamento di 400 mila ettari (3% della SAU) da dedicare a colture di primo raccolto a scopo energetico, 2,7 miliardi di metri cubi di biometano provenienti da scarti di produzione agricola (per i quali si è ipotizzato al 2030 di avviare a digestione

- In tal senso, il biometano consente anche di destinare ai trasporti almeno una parte del biogas usato per la produzione elettrica.
- Il potenziale stimato da biometano è inferiore all'obiettivo europeo sui trasporti. L'utilizzo del biometano per adempiere agli obblighi correlati costituisce, quindi, la modalità più efficiente per **incentivare il settore senza gravare ulteriormente i consumatori di energia elettrica e gas.**
- Non sarà quindi prevista un'incentivazione alla produzione di energia elettrica da biometano, in analogia a quanto stabilito nel DM biometano recente notificato alla CE, con il quale sono stati eliminati gli incentivi diretti per la mera immissione in rete gas e per la produzione elettrica.
- L'immissione del biometano nella rete gas potrà comunque concorrere, attraverso la garanzia d'origine, al calcolo della quota di rinnovabili nel mix della generazione elettrica e dei consumi.

aerobica più della metà) e altri 2,7 miliardi di metri cubi di biometano provenienti da colture di integrazione su 650k – 700k ettari di campi (16% della SAU)

Focus box Fonti rinnovabili, consumo di suolo e tutela del paesaggio

Le fonti rinnovabili sono, per loro natura, a bassa densità di energia prodotta per unità di superficie necessaria: ciò comporta inevitabilmente la necessità di individuare criteri che ne consentano la diffusione in coerenza con le esigenze di contenimento del consumo di suolo e di tutela del paesaggio. Quanto al consumo di suolo, il problema si pone in particolare per il fotovoltaico, mentre l'eolico presenta prevalentemente questioni di compatibilità con il paesaggio.

Per i grandi impianti fotovoltaici, occorre regolamentare la possibilità di realizzare impianti a terra, oggi limitata quando collocati in aree agricole, armonizzandola con gli obiettivi di contenimento dell'uso del suolo.

Sulla base della legislazione attuale, gli impianti fotovoltaici, come peraltro gli altri impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili, possono essere ubicati anche in zone classificate agricole, salvaguardando però tradizioni agroalimentari locali, biodiversità, patrimonio culturale e paesaggio rurale. Tuttavia, agli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole non è consentito l'accesso agli incentivi statali (di cui al 28/2011).

Si tratta di una norma introdotta a seguito dell'impetuosa crescita delle installazioni fotovoltaiche nell'ambito dei Conti energia, che hanno determinato l'installazione di oltre 16.000 impianti con moduli a terra, per una potenza complessiva di circa 7500 MW, di cui 7000 MW di potenza superiore a 200 kW (e quindi verosimilmente collocati in buona parte su aree agricole), da cui discende che circa 150 km² classificati agricoli sono stati occupati da fotovoltaico.

Dato il rilievo del fotovoltaico per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, e considerato che, in prospettiva, questa tecnologia ha il potenziale per una ancora più ampia diffusione, occorre individuare modalità di installazione coerenti con i parimenti rilevanti obiettivi di riduzione del consumo di suolo.

A questo obiettivo anche il Parlamento sta ponendo attenzione, con un disegno di legge che mira al contenimento del consumo del suolo (inteso come superficie agricola, naturale e semi naturale, soggetta a interventi di impermeabilizzazione). Il DDL prevede, tra l'altro, che sia definita la riduzione progressiva e vincolante del consumo di suolo e che, nell'ambito delle procedure ambientali, siano valutate alternative di localizzazione che non determinino consumo di suolo.

Per altro verso, molte Regioni hanno in corso attività di censimento di terreni incolti e abbandonati, con l'obiettivo, tuttavia, di rilanciarne prioritariamente la valorizzazione agricola. Si ritiene che sia opportuno, in via generale, un divieto di installazione del fotovoltaico in aree agricole. Si intende in ogni caso avviare un dialogo con le Regioni per individuare strategie per l'utilizzo oculato del territorio, anche a fini energetici, facendo ricorso ai migliori strumenti di classificazione del territorio stesso (es. land capability classification). Potranno essere così circoscritti e regolati i casi in cui si potrà consentire l'utilizzo di terreni agricoli improduttivi a causa delle caratteristiche specifiche del suolo, ovvero individuare modalità

che consentano la realizzazione degli impianti senza precludere l'uso agricolo dei terreni (ad es: impianti rialzati da terra)

Andranno certamente sfruttate prioritariamente le superficie di grandi edifici e di aree industriali dismesse, le superficie adiacenti alle grandi infrastrutture e alle aree produttive e quelle già compromesse per preesistenti attività produttive.

Un contributo importante al raggiungimento degli obiettivi al 2030 sarà dato, appunto, dal fotovoltaico realizzato sugli edifici. In tal senso, si ritiene opportuno avviare uno studio che quantifichi e dettagli il potenziale di sviluppo del fotovoltaico sui tetti degli edifici, tenendo anche conto delle specificità del territorio e dei vincoli presenti, nonché delle caratteristiche delle superfici interessate. Saranno inoltre valutate misure ad hoc, ad esempio per favorire la rimozione dell'amianto dai tetti.

Nel caso di ulteriore necessità di incremento della produzione da fotovoltaico per raggiungere i target, al fine di ridurre comunque l'uso di aree agricole, potrà essere anche valutata la possibilità di far accedere ai meccanismi di asta al ribasso aggregazioni di impianti su tetto di medie-grandi dimensioni, ferma restando la non cumulabilità con gli altri strumenti di incentivazione.

Per la questione eolico e paesaggio, pare opportuno un aggiornamento delle linee guida per il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio e sul territorio, approvate nel 2010, che consideri la tendenza verso aerogeneratori di taglia crescente e più efficienti, per i quali si pone il tema di un adeguamento dei criteri di analisi dell'impatto e delle misure di mitigazione. Al contempo, occorre considerare anche i positivi effetti degli impianti a fonti rinnovabili, compresi gli eolici, in termini di riduzione dell'inquinamento e degli effetti sanitari, al fine di pervenire a una valutazione più complessiva degli effettivi impatti.

Per quanto riguarda gli impianti eolici on-shore esistenti si ritiene che i progetti di repowering possano essere l'occasione per attenuare l'impatto di tali impianti, valorizzando il fatto che gli impianti esistenti sono tipicamente costituiti da aerogeneratori di alcune centinaia di kW che potrebbero essere sostituiti da macchine di potenza unitaria oltre tre volte maggiore, con conseguente riduzione del numero complessivo di aerogeneratori. A questo scopo, andranno condivisi con i Ministeri coinvolti e con le Regioni, in dialogo con i Comuni, specifici criteri, al cui ricorrere l'intervento goda di procedure autorizzative accelerate, anche in termini di valutazione di impatto ambientale, da svolgere per differenza tra la situazione proposta e quella antecedente.

Per quanto riguarda gli impianti eolici off-shore, si ritiene necessario superare le criticità emerse in sede autorizzativa, che hanno finora bloccato lo sviluppo del settore, ed incentrate in particolare su problemi di tutela paesaggistica. La Presidenza del Consiglio dei Ministri ha istituito un gruppo di lavoro interministeriale al fine di individuare gli interventi, anche di tipo normativo, per la corretta localizzazione di detti impianti. Alcune strade possibili che saranno approfondite sono:

individuazione delle “aree marine non idonee” basata su criteri tecnici oggettivi che promuovano e garantiscano la coesistenza dei vari usi e attività nell’ambiente marino. Il modello è quello già vigente per gli impianti on-shore e disciplinato dalle linee guida di cui al DM 10 settembre 2010.

Indizione di gare pubbliche per potenze massime con impianti da installare in siti individuati a monte sulla base di studi tecnici svolti da un organismo pubblico. Si tratta di una procedura seguita in particolare in Francia e prevede una previa fase di consultazione con gli Enti Locali e la messa ad asta di una data potenza, già dotata dei necessari permessi, e relativo valore di incentivazione.

Più in generale per tutte le tecnologie, considerata la progressiva saturazione dei siti e vista anche la maturità raggiunta dalle Regioni nell’individuazione delle aree non idonee alla realizzazione degli impianti, andrà sperimentata la possibilità di individuare le “aree idonee” alla realizzazione degli stessi. Si tratta di una strada che potrà rendere il processo autorizzativo più fluido e coinvolgere maggiormente i territori rinnovabili sin dalla fase di progettazione degli interventi.

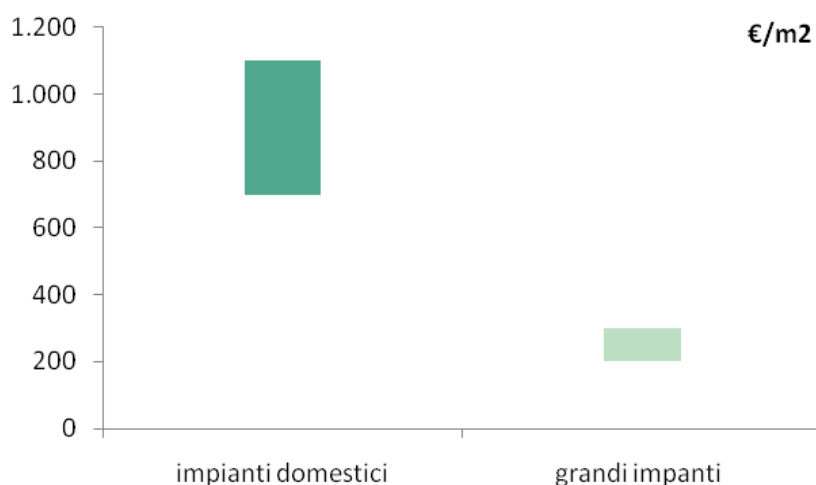
Le linee d'azione per le rinnovabili termiche

- Nel mondo delle rinnovabili Riscaldamento & Raffrescamento, lo sviluppo del settore deve tenere conto di un problema emergente di grande serietà dal punto di vista ambientale e degli effetti sanitari che genera, ossia gli **impatti emissivi⁴² degli impianti a biomasse solide**. Pertanto, la sostituzione di impianti a combustibili fossili con impianti di riscaldamento a biomasse dovrà essere guidata in modo da favorire gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza, considerando di introdurre limitazioni ad installazioni ex-novo nelle aree più interessate dal problema delle emissioni inquinanti. Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, nel breve termine, saranno introdotti requisiti prestazionali di accesso all'Ecobonus più stringenti per i generatori di calore a biomassa.
- Parimenti, **andrà favorita la sostituzione di vecchi impianti a biomasse con altri più efficienti e meno emissivi**. Nel fare ciò, sarà necessario un confronto con la Commissione per evitare che, stando alle regole di conteggio attuali, l'efficienza dei nuovi impianti, riducendo la quantità di biomassa utilizzata, allontani paradossalmente l'Italia dal raggiungimento dei target.
- Diversamente, le **pompe di calore elettriche e a gas**, considerato il loro alto rendimento, avranno un **crescente peso nel mix** termico rinnovabile, ulteriormente supportato dal progresso tecnologico del settore, nel quale potranno confrontarsi le diverse prestazioni e caratteristiche di pompe elettriche e a gas. L'approccio sarà tecnologicamente neutro, lasciando al mercato la selezione dell'opzione più efficiente per ogni applicazione.
- Lo sviluppo delle pompe di calore contribuirà al raggiungimento degli standard definiti nella Direttiva 2010/31/UE, dando ulteriore impulso all'edilizia a zero emissioni.
- Andrà inoltre discussa con la Commissione Europea la possibilità di estendere nel conteggio delle rinnovabili anche l'apporto del raffreddamento, tenuto conto che in alcune regioni dei Paesi Mediterranei le esigenze di raffrescamento sono prevalenti.

⁴²Si ricorda che è stata avviata dalla Commissione Europea la seconda fase della procedura di infrazione contro l'Italia per l'inquinamento eccessivo da biossido d'azoto

- Per accelerarne la diffusione, risulta opportuno, almeno in una prima fase, mantenere gli attuali strumenti di incentivazione.
- **Il solare termico**, ritenuta una tecnologia matura, ha manifestato insufficiente capacità di riduzione dei costi e di innovazione tecnologica. E' dunque necessario uno sforzo, anche dei produttori e installatori, per assicurare a questa opzione un ruolo più importante, anche alla luce delle opportunità offerte dagli strumenti di incentivo messi a disposizione del solare termico ma anche dalla normativa sulla quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, che sarà perfezionata e integrata.
- Al fine di favorire l'installazione di impianti solari termici che possano sopperire alla domanda di calore in maniera più elastica ed efficace (ad esempio coprendo il fabbisogno per il servizio di riscaldamento degli edifici), sarà importante prevedere, nelle misure di incentivazione, la promozione dei sistemi integrati di produzione di calore efficiente e rinnovabile, come ad esempio i **sistemi ibridi**.
- Potrà essere esplorata, ad esempio, l'integrazione del **solare termico in impianti di teleriscaldamento**, con la finalità di individuare modalità di gestione su scala industriale che consentano, da un lato di ridurre i costi di installazione e esercizio, dall'altro di ottimizzarne le prestazioni. Il teleriscaldamento solare, inoltre, come dimostrato dagli impianti già operativi all'estero⁴³, può diventare particolarmente interessante per reti di teleriscaldamento intelligenti e flessibili, alimentate da più fonti.

⁴³ Si vedano, ad esempio, i risultati del progetto europeo "solar district heating" - <http://solar-district-heating.eu>

Figura 30 Costo degli impianti solari termici

- Il **teleriscaldamento** ha **ancora un margine di sviluppo** di circa 30%⁴⁴; al fine di sfruttare tale potenziale sarà importante, come detto sopra in relazione al solare termico, valorizzare le sinergie tra impiego di fonti energetiche rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento, considerando le specifiche condizioni climatiche e tecnico-economiche.
- Il fabbisogno di riscaldamento in ambito residenziale è risultato fino ad oggi il fattore determinante per lo sviluppo del **teleriscaldamento**, che destina al settore residenziale il 64% dell'energia termica erogata complessivamente pari a circa 0,82 Mtep annui. Risulta tuttavia ancora da sfruttare un margine di incremento dell'energia termica distribuita tramite reti di teleriscaldamento, pari circa al 50%, che si stima essere economicamente vantaggioso⁴⁵. Al fine di sfruttare tale potenziale sarà fondamentale adeguare e potenziare gli strumenti oggi a disposizione per favorire la nuova costruzione e l'ampliamento delle infrastrutture per la distribuzione del calore in ambito urbano, in particolar modo ove i poli di produzione del calore siano prossimi ai siti di consumo.
- In quest'ottica, sarà confermata la riserva economica per garanzie a favore di interventi di realizzazione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, inclusa

⁴⁴"Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del Teleriscaldamento efficiente", GSE – dicembre 2015

⁴⁵ "Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del Teleriscaldamento efficiente", GSE – Novembre 2016

nel costituendo Fondo per l'Efficienza Energetica⁴⁶, e saranno definite ulteriori misure di promozione, coerentemente con quanto previsto dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

- Infine, come fattore abilitante per lo sfruttamento del potenziale, si ritiene necessario portare rapidamente a termine il processo di attuazione dei compiti di regolazione e controllo nel settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento, conferiti all'Autorità per l'energia (AEEGSI) dal citato decreto legislativo.
- Andranno perfezionate e integrate le disposizioni legislative in materia **di obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili nei nuovi edifici**: si rende infatti necessario un intervento in ragione delle difficoltà di adempimento dell'obbligo manifestato dagli operatori del settore, che ha determinato, fra l'altro, comportamenti elusivi anche per l'assenza di meccanismi efficaci di controllo.

Le linee d'azione per le rinnovabili nei trasporti

- Nel settore Trasporti è importante ribadire, come già definito nella precedente SEN, la necessità che i **biocarburanti** siano **prodotti in maniera sostenibile** senza creare impatti negativi sull'ambiente (e.g., disboscamenti) o sugli usi alimentari dei terreni.
- Per questo motivo, a partire dal 2018 si esprimerà una **quota minima di biocarburanti avanzati** da immettere al consumo, che verrà incrementata di anno in anno⁴⁷. Inoltre, con il recepimento della direttiva 1513/2015 è stato introdotto un tetto massimo annuo di immissione al consumo di biocarburanti tradizionali.
- Tale approccio verrà confermato per il periodo 2021-2030, come proposto dal *Clean Energy Package*, con dei limiti massimi annui di immissione al consumo di **biocarburanti di prima generazione**, e dei limiti minimi annui di immissione al consumo di biocarburanti avanzati.
- Il **biometano avanzato**, prodotto principalmente da residui e scarti, rappresenta una soluzione percorribile per la produzione nazionale di biocarburanti avanzati. Il

⁴⁶ Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102 – articolo 15

⁴⁷ DM 10 ottobre 2014

biometano immesso in rete ed utilizzato per i trasporti verrà incentivato tramite il rilascio al produttore di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 10 ottobre 2014 e alla bozza del DM biometano per la cui emanazione si attende l'esito della notifica alla Commissione Europea.

- Atteso al 2030 un importante contributo anche dai **veicoli elettrici e ibridi elettrici plug-in PHEV**, che appaiono essere una soluzione per la mobilità urbana privata che contribuisce anche a migliorare l'integrazione della produzione da rinnovabili elettriche. Ci si aspetta una particolare efficacia degli investimenti in questa tipologia di veicoli tra 5-7 anni, con una diffusione complessiva di quasi 5 milioni di veicoli al 2030. Tali valori potrebbero essere superati grazie all'impulso che potrà derivare dal secondo pacchetto sulla mobilità sostenibile, proposto dalla Commissione Europea a novembre 2017 (si veda capitolo efficienza energetica).
- Si ricorda che la metodologia per il calcolo delle fonti rinnovabili nel settore trasporti sarà rivista a seguito dell'emanazione e del recepimento della nuova direttiva RED.

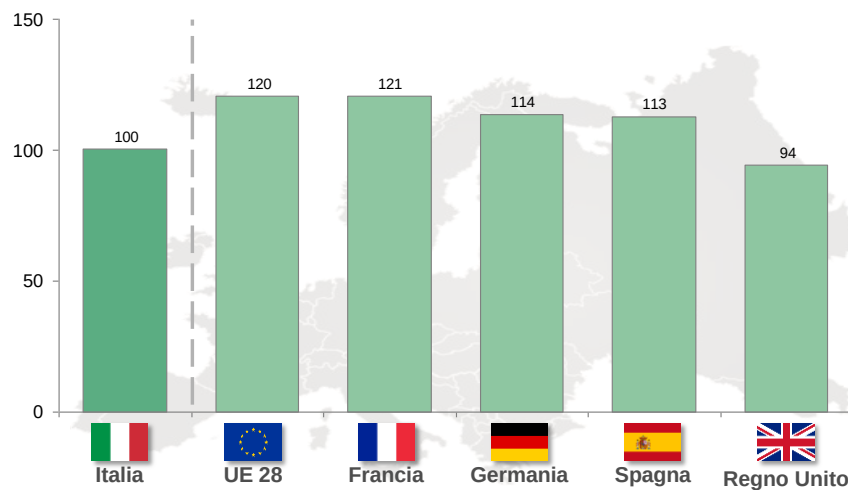
4

Efficienza energetica

Il punto di partenza per l'Italia

- **L'Italia presenta performance elevate in termini di efficienza energetica** rispetto agli altri Paesi europei. L'intensità energetica in Italia è pari a circa 100 tep (tonnellata equivalente di petrolio) per milione di euro di PIL nel 2015, in leggero incremento rispetto al 2014 (+2,5%), ma comunque ben al di sotto della media UE 28 di 120 tep per milione di euro di PIL (Figura 31).

Figura 31 Intensità energetica in Europa – 2015 (tep/mlnPIL)



Fonte: Eurostat

- **Il consumo di energia primaria è pari a circa 150 Mtep, mentre il consumo di energia finale è circa 116 Mtep** (dati 2015). Come riportato in Tabella 7, il calore rappresenta la quota più importante, pari a circa 45% del totale; per quanto riguarda gli usi settoriali, il trasporto è il settore a più alto consumo. (pari a circa 34% del totale), seguito da residenziale e industria.

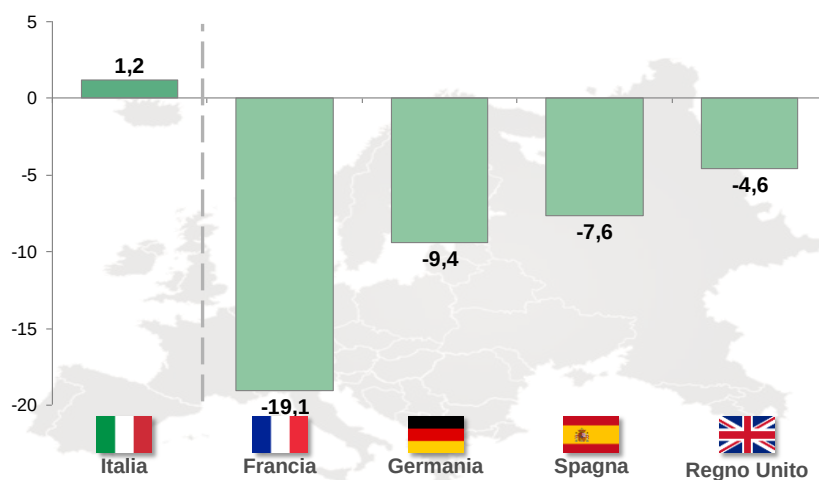
Tabella 7 Consumi finali di energia 2015 (% sui consumi totali)

	Elettrico	Calore	Trasporti	Totale
Residenziale	5%	23%		28%
Servizi	7%	6%		13%
Industria	8%	14%		22%
Trasporti	1%	-	33%	34%
Altro	-	2%	1%	3%
Totale	21%	45%	34%	100%

Fonte: Eurostat, Bilancio energetico nazionale

- L'obiettivo fissato dalla SEN 2013, ossia il raggiungimento di un consumo al 2020 pari a 158 Mtep di energia primaria e 124 Mtep di energia finale, sarà verosimilmente conseguito, constatato che, secondo le attuali proiezioni, nonostante la ripartenza economica **i consumi al 2020 sono al di sotto del target sia in termini di consumi primari (-2,6%) che finali (-1,2%)**.
- Con questo risultato, l'Italia, anche per effetto della crisi economica, è più vicina al raggiungimento del target rispetto alle altre maggiori economie europee (Figura 32).

Figura 32 Delta % di riduzione dei consumi di energia finale versus obiettivi 2020



Fonte: Eurostat

- Per quanto concerne gli impegni dell'Italia fissati dalla direttiva 27/2012/UE sull'efficienza energetica, i risultati ottenuti nel triennio 2014-2016 sono abbastanza in linea con il trend previsto.
- In riferimento all'obiettivo minimo di risparmio energetico di 25,5 Mtep di energia finale cumulato da sole politiche attive da conseguire negli anni 2014-2020 (pari all'1,5 %, in volume, delle vendite medie annue di energia ai clienti finali), il risparmio ottenuto ad oggi risulta adeguato al raggiungimento del target.
- Relativamente alla riqualificazione energetica del 3% annuo della superficie degli immobili della Pubblica Amministrazione centrale, l'attuale programmazione degli interventi consente il rispetto dell'obbligo previsto dalla direttiva.
- **L'Italia vanta oggi un sistema di miglioramento dell'efficienza energetica** consolidato che ha permesso di ottenere risultati significativi nel corso degli ultimi anni, grazie soprattutto all'efficace mix di politiche per l'efficienza disposte a partire dagli anni settanta per contrastare il costo storicamente alto dell'energia nel Paese. Il risparmio complessivo di energia finale derivante dalle misure analizzate dal 2005 al 2016 ammonta a circa 11,58 Mtep/anno ed è stato superato l'obiettivo PAEE 2011 atteso per l'orizzonte temporale 2005-2016 di 10,87 Mtep/anno (Tabella 8).

Tabella 8 Risparmi energetici conseguiti nel 2016 (Mtep)

Settore	Residenziale	Terziario	Industria	Trasporti	Totale
Certificati Bianchi	1,86	0,23	2,71	-	4,79
Detrazioni fiscali	2,77	0,03	0,05	-	2,85
Conto Termico	-	0,003	-	-	0,003
Decreto Legislativo 192/05	1,99	0,09	0,20	-	2,28
Ecoincentivi e Regolamenti Comunitari	-	-	-	1,47	1,47
Altre misure	0,1	-	-	0,09	0,19
Risparmio energetico conseguito 2016	6,72	0,35	2,95	1,56	11,58

- Nonostante l'Italia parta già da un livello di intensità energetica inferiore alla media UE grazie ai risultati significativi in termini di riduzione dei consumi ottenuti negli ultimi anni, **permane un potenziale elevato di risparmio energetico, in particolare nei settori civile (residenziale e terziario) e trasporti.**
- I costi delle politiche pubbliche per l'efficienza energetica sugli edifici (in ambito residenziale e terziario) sono notevolmente più alti rispetto ai livelli di costo tipici del

settore industriale, a parità di risparmio ottenuto. In particolare, in Italia il rapporto costo-efficacia degli strumenti di incentivazione dedicati al settore dell'edilizia (detrazioni fiscali e conto termico) risultava fino a otto volte superiore rispetto al meccanismo dei certificati bianchi, utilizzato prevalentemente dal settore industriale. In verità, nell'ultimo anno anche il meccanismo dei certificati bianchi ha conosciuto rialzi dei prezzi molto elevati che, al netto delle cause e delle soluzioni, sembra tuttavia interrompere o almeno compromettere in modo significativo la tradizionale maggiore convenienza (s'intende, per il sistema pubblico) del meccanismo.

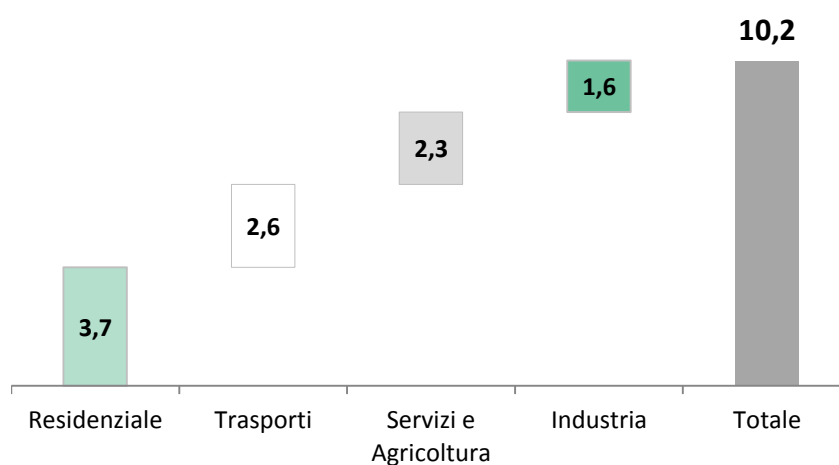
Gli obiettivi di riduzione dei consumi

- L'efficienza energetica si declina trasversalmente nei macro-obiettivi della SEN 2017, contribuendo a:
 - raggiungere gli obiettivi ambientali di riduzione delle emissioni;
 - garantire la sicurezza di approvvigionamento attraverso la riduzione del fabbisogno energetico.
- Nell'ambito dell'efficienza energetica, l'obiettivo della SEN 2017 è valorizzare pienamente le potenzialità di riduzione dei consumi esistenti in tutti i settori di impiego dell'energia, come pure di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia, adottando un approccio orizzontale che consenta di seguire il criterio del miglior rapporto costi/benefici.
- Anche per l'efficienza energetica, l'Italia si muove in un contesto europeo in evoluzione in termini di accordi e normative:
 - il pacchetto di misure raccolte nel *Clean Energy Package* ha proposto nuovi obiettivi sfidanti al 2030 a livello UE, indicando un target comunitario di riduzione dei consumi del 30% (rispetto allo scenario di riferimento 2007) ed ha esteso il regime obbligatorio di efficienza energetica per ogni stato membro (articolo 7 della direttiva 27/2012/UE) al 2030;
 - la proposta di estensione dell'*Effort Sharing Decision* al 2030 (redatta a luglio 2016) prevede nuovi target obbligatori di riduzione delle emissioni da settori non-ETS (residenziale, servizi e larga parte del settore trasporti) per ogni Stato

membro. La proposta fissa un target di riduzione per l'Italia pari a 33% rispetto ai livelli del 2005.

- Considerati gli obiettivi complessivamente perseguiti da questa strategia, in particolare in materia di rinnovabili ed efficienza energetica, anche ai fini del recepimento di queste direttive e dell'attuazione dei regolamenti, **si intende promuovere una riduzione di consumi di energia finale da politiche attive pari a circa 10 Mtep/anno al 2030**, da conseguire **prevalentemente nei settori non-ETS** (Figura 33). Si è infatti convinti che **l'efficienza energetica rappresenta una opportunità per aumentare la sicurezza, ridurre la bolletta energetica e la spesa di famiglia e imprese, nonché per dare nuovo impulso alle filiere produttive** italiane che operano nel settore, a partire dal settore dell'edilizia e della produzione ed installazione di impianti, sfruttando le eccellenze della consolidata tradizione industriale.

Figura 33 Riduzione dei consumi finali per settore dello scenario SEN (Mtep/anno)



Le linee d'azione per settore

- **Dati la complessità e il costo potenzialmente crescente degli interventi** per l'ottenimento dei risparmi aggiuntivi, l'obiettivo di 10 Mtep/anno al 2030, pari a circa 1 Mtep di risparmio annuale da nuovi interventi nel periodo 2021-2030, da indirizzare prevalentemente nei settori civile (residenziale e dei servizi) e trasporti, **è necessario intervenire sull'attuale sistema di promozione dell'efficienza energetica per potenziarlo** e renderlo più efficiente, in particolare nei settori non-ETS.

Residenziale

- Le iniziative in ambito residenziale rappresentano la priorità di intervento della SEN 2017. Si tratta di un segmento di consumo ad alto potenziale, ma in cui gli interventi di efficienza energetica sono ostacolati da alcune importanti barriere all'adozione:
 - la scarsa consapevolezza da parte dei consumatori sui potenziali benefici del risparmio energetico rappresenta un ostacolo per la riduzione di consumi;
 - l'elevato costo degli investimenti iniziali scoraggia gli interventi dei piccoli consumatori anche a causa della mancanza di sistemi di credito agevolato.
- Inoltre, gli strumenti di incentivazione in essere presentano un rapporto costo-efficacia particolarmente elevato e comportano alti costi di sistema.
- Per rendere le azioni di promozione dell'efficienza energetica nel settore residenziale coerenti con gli obiettivi ed efficaci rispetto allo scopo, valutando periodicamente i progressi conseguiti, si predisporrà una strategia di lungo termine per la riqualificazione del parco immobiliare che preveda degli obiettivi intermedi e finali.
- Al fine di promuovere gli interventi di efficienza energetica nel settore e massimizzare i risultati, si intende **ottimizzare il meccanismo delle detrazioni fiscali** per la riqualificazione energetica e per il recupero edilizio. Gli interventi di miglioramento del meccanismo saranno volti a:
 - modulare la percentuale di detrazione in relazione al risparmio atteso, considerando l'intera vita tecnica dell'intervento, al fine di premiare gli interventi

con miglior rapporto costo-efficacia e aumentare la propensione verso interventi radicali sull'edificio (*deep renovation*);

- integrare lo strumento con altri meccanismi di incentivazione, con specifico riferimento alle misure per l'edilizia antisismica e ai possibili sviluppi del progetto casa Italia;
 - valorizzare i risparmi generati dalle detrazioni fiscali per il recupero edilizio, ad oggi non conteggiati, attraverso la strutturazione di un sistema di incentivazione integrato con le detrazioni per la riqualificazione energetica;
 - introdurre massimali unitari di spesa per ogni singola tipologia di intervento;
 - estendere la portabilità del titolo di credito di imposta al fine di agevolare il coinvolgimento degli operatori, nei termini già previsti per gli interventi sulle parti comuni degli edifici e quindi con condizioni di maggior favore per i soggetti incapienti;
 - stabilizzare il meccanismo per gli interventi di riqualificazione energetica che interessino in maniera integrata l'intero edificio.
- Prime misure attuative di questi orientamenti sono stati proposti nell'ambito del disegno di legge stabilità per il 2018.
 - Per promuovere l'efficienza energetica nel settore residenziale è inoltre importante combinare strumenti di supporto economico (come le detrazioni fiscali) a strumenti di natura finanziaria (come eco-prestito). Al fine di sostenere i piccoli consumatori nel realizzare interventi ad alto investimento iniziale, sarà **ampliato il campo di interventi del costituendo Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica** per stimolare i finanziamenti per l'efficienza energetica da parte degli **istituti di credito**. Il Fondo privilegerà le tipologie di intervento standardizzato con risparmi energetici certi sulla base di una lista preventivamente predisposta sulla base di parametri prestabiliti (e.g. classe energetica dell'edificio, zona climatica, tipologia di intervento), in modo da favorire la semplicità di accesso al meccanismo.
 - Per sfruttare i vantaggi derivanti dalle economie di scala, saranno poste in campo iniziative volte a favorire l'aggregazione e la standardizzazione degli interventi di riqualificazione profonda degli edifici, anche a livello di quartiere. Oltre alle misure per migliorare la qualità degli attestati di prestazione energetica (APE) si studieranno modalità per favorire l'acquisto di abitazioni in alta classe energetica, anche per **promuovere il mercato degli edifici efficienti**.

- Al fine di contribuire a mitigare il fenomeno della povertà energetica saranno introdotte specifiche agevolazioni negli strumenti esistenti, ad esempio nella detrazioni fiscali, e rafforzate le misure per la riduzione del fabbisogno energetico degli immobili della popolazione meno abbiente e la riqualificazione profonda degli **edifici residenziali pubblici** (*social housing*).
- Un ruolo importante avranno, per accrescere la consapevolezza e il ruolo attivo dei consumatori, le **tecnologie della domotica, della digitalizzazione delle reti e dello smart metering**, la cui introduzione sarà accelerata con opportuni strumenti di sostegno e regolatori. La completa attuazione delle disposizioni già previste dal decreto legislativo 102/2014 in materia di sistemi di misurazione e fatturazione dei consumi energetici nel settore residenziale è importante in quanto consente una corretta e tempestiva informazione del consumatore sul proprio consumo di energia, condizione necessaria per promuovere comportamenti correttivi o comunque più efficienti. Tale fenomeno riceverà un'ulteriore spinta dalla crescente connettività digitale, che il Governo ha sostenuto attraverso il Piano per la Banda Ultralarga, e dallo sviluppo di app per il controllo remoto delle abitazioni, anche in vista del passaggio alla nuova generazione di contatori. Questi passaggi faciliteranno e stimoleranno anche un diverso ruolo dei venditori di energia elettrica e gas, i quali potranno sviluppare proposizioni commerciali finalizzate non più (e non solo) alla vendita della commodity, ma all'offerta di servizi di gestione dei consumi.
- Sempre con la finalità di promuovere la consapevolezza dei consumatori nei confronti del risparmio energetico e al contempo minimizzare "l'effetto rimbalzo" di incremento dei consumi, generalmente conseguente agli interventi di efficienza energetica, si rafforzeranno le **misure volte al cambiamento comportamentale e, nello specifico, i programmi di formazione e educazione all'efficienza energetica**. Inoltre si valuterà la promozione di sistemi integrati di *Energy Customer Feedback* che sollecitino comportamenti virtuosi del consumatore tramite la comunicazione di *feedback real-time* sul consumo e la costituzione di community con obiettivi condivisi di risparmio.
- Un contributo aggiuntivo sarà apportato da **normative più stringenti relative agli impianti di riscaldamento e raffrescamento** con lo specifico intento di sostituire progressivamente gli impianti altamente emissivi (quali caldaie a gasolio e impianti a biomasse non efficienti) con tecnologie a bassa emissione ed alta efficienza. In questo contesto, saranno rafforzati gli strumenti per assicurare il rispetto di

normative e standard, anche intensificando l'attività di monitoraggio delle ore di funzionamento degli impianti di riscaldamento, al fine di verificare che non ci siano anomalie rispetto ai limiti di utilizzo.

- Inoltre, saranno introdotti nuovi limiti sull'utilizzo degli impianti di raffrescamento, attraverso la definizione di vincoli (e.g. giorni di utilizzo, orari, temperature minime) da disporre in relazione alla zona climatica di riferimento.
- Infine, oltre che dalle iniziative di revisione e ottimizzazione degli strumenti di incentivazione, un importante contributo all'efficienza energetica deriverà dal **rafforzamento degli standard minimi per l'edilizia**. Una quota significativa di risparmio sarà apportata dall'applicazione dei decreti che hanno già introdotto nell'ordinamento nazionale la Direttiva 2010/31/UE, elevando i requisiti per gli edifici privati di nuova costruzione (NZEB - edifici ad energia quasi zero) dal 2021. In questo ambito sarà migliorata l'integrazione tra le regole per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili negli edifici e sarà valutata la possibilità di introdurre degli obblighi di efficientamento energetico in occasione delle ristrutturazioni, laddove giustificato in termini di rapporto tra costi e benefici (cd. *trigger point*). Un contributo di risparmio deriverà inoltre dal recepimento delle proposte del *Clean Energy Package* in merito all'adozione di tecnologie di *demand-response*, sistemi di ICT e domotica che consentano il monitoraggio e il controllo della performance.

Terziario

- Così come il settore residenziale, il terziario è un segmento a potenziale molto alto per interventi di efficienza energetica, il cui sfruttamento è ad oggi limitato da alcune criticità di sistema:
 - l'elevato costo degli investimenti iniziali ostacola gli interventi sull'efficientamento dell'edificio, analogamente al settore residenziale;
 - gli interventi di efficienza nel sotto-settore commerciale non sono ad oggi sostenuti da un meccanismo di incentivazione dedicato che ne agevoli la realizzazione;
 - la complessità del processo di acquisto e le regole di contabilità della Pubblica Amministrazione, anche in relazione ai vincoli imposti dal Patto di Stabilità, rendono difficile la realizzazione di interventi in ambito PA;
 - la scarsa attenzione sui potenziali benefici del risparmio energetico compromette la riduzione dei consumi (sia in ambito commerciale che PA);
 - gli alti investimenti necessari e la complessità degli interventi di efficientamento delle infrastrutture di rete.
- Al fine di sostenere gli interventi in ambito commerciale si prevede di **adeguare gli attuali strumenti di sostegno** per promuovere interventi di riqualificazione energetica degli edifici non residenziali e accelerare la diffusione dell'illuminazione efficiente.
- In considerazione del potenziale di riduzione dei consumi nella PA e del ruolo esemplare che dovrebbe avere il sistema pubblico, particolare impegno sarà dedicato alla **riqualificazione energetica del parco immobiliare pubblico**. A tal fine, come emerso anche dalla consultazione, sarà definito l'inserimento di clausole di risparmio obbligatorio nei contratti di servizi energetici sottoscritti dalla PA. Inoltre, con riferimento agli obblighi di legge in materia di efficienza energetica, saranno previsti meccanismi di penalità e premialità ai dirigenti/funzionari preposti alla gestione dell'edificio. Proseguirà poi l'azione, condotta congiuntamente con altri Paesi dell'Unione, nei confronti della Commissione per rivedere le regole di contabilizzazione del debito pubblico in caso di interventi di efficienza energetica. Le attuali regole, infatti, limitano gli interventi di riqualificazione degli edifici poiché, quando gli interventi sono realizzati direttamente da soggetti pubblici, in particolare

dagli enti locali, inibiscono la contrazione di prestiti che impattano sui vincoli dettati dal pareggio di bilancio. La rimozione di tali vincoli darebbe impulso al mercato dei servizi energetici e più in generale alla realizzazione di interventi, consentendo un maggiore e più efficace utilizzo degli strumenti di incentivazione in essere (e.g. Conto termico, Fondi strutturali).

- In questo ambito, è prevista la prosecuzione del **Programma per la Riqualificazione Energetica degli Edifici della Pubblica Amministrazione Centrale** (PREPAC) nel periodo 2021-2030, tenendo conto dell'esperienze maturate nella fase di avvio del meccanismo.
- Sempre nel contesto della PA, si intende aggredire i segmenti di consumo con ritorno positivo, strutturando un programma di efficienza energetica indirizzato a partire in primo luogo all'**illuminazione pubblica**. In tale settore, il programma prevederà un set di misure, indirizzate alle amministrazioni locali, finalizzate all'accelerazione di un processo già comunque in corso di sostituzione delle sorgenti luminose e all'installazione di sistemi di monitoraggio dei consumi, contestualmente ad una riprogrammazione più efficiente delle ore di utilizzo. Analoga iniziativa sarà studiata per altri settori, a partire dall'idrico.
- Si rafforzeranno anche in ambito terziario le **misure volte all'incentivazione del cambiamento comportamentale**. Nello specifico si intende:
 - promuovere la diffusione delle tecnologie della domotica e dello smart metering, in analogia a quanto previsto per il settore residenziale;
 - rafforzare i programmi di formazione e educazione all'efficienza energetica indirizzate al settore commerciale e alla PA;
 - prevedere obblighi di riduzione di consumo per la PA, con eventuali penali e premi conseguenti al raggiungimento dei target di riduzione.
- Anche nel settore terziario, si prevede che un importante contributo all'efficienza energetica sarà apportato dal rafforzamento degli **standard minimi per l'edilizia**. Il recepimento della Direttiva 2010/31/UE eleverà significativamente i requisiti per gli edifici di nuova costruzione dal 2021 per gli edifici privati e dal 2019 per gli edifici della PA. In questo contesto, così come per il residenziale, verranno rafforzate le verifiche sul rispetto di normative e standard, sarà migliorata l'integrazione tra le regole per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili negli edifici, sarà approfondita la possibilità di introdurre degli obblighi di efficientamento energetico in occasione

delle ristrutturazioni, laddove giustificato in termini di rapporto tra costi e benefici, e si valuterà l'introduzione di nuovi limiti sull'utilizzo degli impianti di raffrescamento.

- Nella PA un fattore di accelerazione dell'efficienza energetica, è, inoltre, costituito dalla progressiva diffusione dell'applicazione dei **Criteri ambientali minimi** alle gare di appalto di acquisto di beni e servizi.
- Nell'ambito delle **infrastrutture di rete per il gas e l'energia elettrica**, un importante contributo ai target di efficienza sarà dato dall'attuazione delle misure previste nel decreto legislativo 102/2014 che affida alla regolazione la valutazione dei potenziali di aumento dell'efficienza energetica di tali infrastrutture e l'inserimento nella remunerazione delle reti di specifiche misure per eliminare eventuali inefficienze e per promuovere lo sfruttamento del potenziale esistente, di cui tener conto nella programmazione degli interventi previsti nei piani di sviluppo delle infrastrutture. Il modello di regolazione messo a punto per il settore elettrico e gas potrà inoltre essere applicato ed esteso, con gli opportuni adattamenti, anche ad altre reti infrastrutturali, tra cui il settore acqua.

Industriale

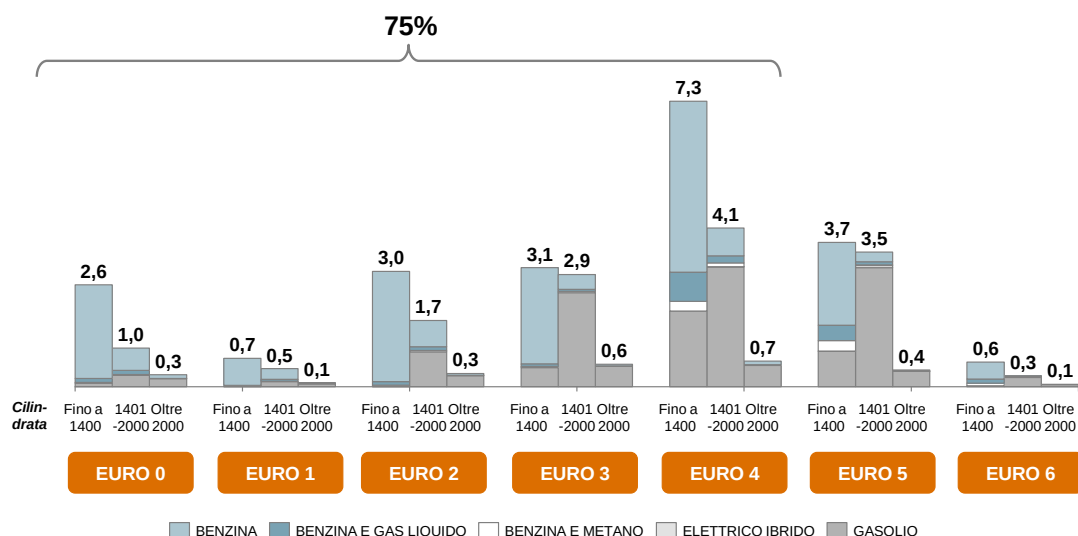
- Il settore industriale ha un potenziale di riduzione dei consumi più contenuto in quanto presenta un livello elevato di efficienza, e tuttavia è ancora in grado di offrire un importante contributo agli obiettivi di efficienza energetica. Per il pieno sfruttamento del potenziale residuo del settore è però necessario superare alcune barriere alla realizzazione degli interventi di efficientamento, quali:
 - la maggior propensione ad investire sul core business piuttosto che su interventi di efficienza energetica;
 - la scarsa disponibilità di competenze specializzate all'interno delle imprese, soprattutto nelle PMI, e la ridotta diffusione di modelli di gestione dell'energia.
- Si continuerà il processo di aggiornamento e potenziamento del meccanismo dei **Certificati Bianchi**, per semplificare ulteriormente l'accesso al meccanismo e ottimizzare le metodologie di quantificazione e riconoscimento del risparmio energetico. In questo ambito, la consultazione pubblica e le audizioni parlamentari hanno confermato la necessità nel breve termine di attuare misure volte a superare le attuali criticità del mercato dei Certificati bianchi ed i forti aumenti dei prezzi dei titoli verificatisi nell'ultimo periodo. Si avvierà inoltre lo studio di soluzioni innovative ed evolutive che possano garantire una maggiore stabilità normativa e affidabilità nel conseguimento dei risultati attesi, valutando anche l'opportunità di rimodulare la distribuzione dei contributi dei principali strumenti di promozione al raggiungimento dei target di efficienza energetica.
- Al fine di incrementare la consapevolezza delle imprese nei confronti del proprio consumo energetico e migliorare la sensibilità verso la realizzazione di interventi per la riduzione del fabbisogno, saranno aggiornate le disposizioni in merito all'uso razionale e la conservazione dell'energia, valorizzando in particolare lo strumento del **bilancio energetico d'impresa**. Tale strumento renderà inoltre possibile l'incremento della conoscenza energetica del tessuto imprenditoriale da parte dell'amministrazione, rendendo più efficace l'attività di *policy making*.
- Sarà valorizzato il contributo all'innovazione e all'efficienza dei prodotti nell'ambito del **Piano Industria 4.0**.
- Si proseguirà inoltre l'azione di promozione dell'**efficienza energetica nella PMI**, rinnovando le iniziative di cofinanziamento degli audit energetici e dei sistemi di gestione dell'energia, ad esempio creando delle migliori sinergie con gli strumenti di

sostegno presenti a livello nazionale e locale, sostenendo i programmi di formazione all'efficienza energetica in collaborazione con le associazioni di categoria e ponendo le basi per la promozione di accordi volontari tra le imprese che si pongano come obiettivo la promozione dell'efficienza energetica.

Trasporti

- Il settore trasporti rappresenta il segmento di consumo più consistente in Italia ed ha anch'esso un notevole potenziale in termini di efficienza energetica. Il settore tuttavia non è ad oggi presidiato da un meccanismo di incentivazione dedicato a livello statale.
- Si identificano le seguenti possibili misure in linea con la recente Comunicazione COM (2017) 283 Final “Europe on the Move – An agenda for a socially fair transition towards clean, competitive and connected mobility for all”.
- Prioritaria sarà la riduzione del fabbisogno di mobilità privata, in particolare attraverso la promozione degli strumenti di *smart working*, e di cambio modale a favore dell'utilizzo del trasporto collettivo. A tale ultimo riguardo, prime misure recanti agevolazioni fiscali sul trasporto pubblico sono state proposte in ambito disegno di legge di stabilità per il 2018.

Figura 34 Ripartizione del parco veicolare per classe, cilindrata e carburante. Dati 2015. (milioni di veicoli)



Fonte: ACI

- Coerentemente e in attuazione degli obiettivi di sviluppo delle infrastrutture di trasporto e logistica di cui all'allegato DEF 2017 relativo alla mobilità sostenibile, si darà impulso al **cambiamento modale** attraverso iniziative tese alla riduzione della mobilità privata a favore del trasporto collettivo. Nello specifico:
 - *cura del ferro* in ambito urbano, con la realizzazione e il completamento delle reti metropolitane e tranviarie e, in ambito nazionale, attraverso il continuo sviluppo della rete ferroviaria Alta Velocità e di quella regionale e l'integrazione dei nodi logistici con la rete ferroviaria di trasporto merci;
 - potenziamento del trasporto collettivo urbano ed extra-urbano (es. infrastrutture a elevata capacità sulla base delle previsioni di domanda, rete di linee di superficie su percorsi ad elevata richiesta e complementari ai servizi delle reti metropolitane e dei servizi ferroviari);
 - limitazione della circolazione agli autobus meno efficienti e più inquinanti;
 - promozione della mobilità condivisa basata sui servizi di *bike*, *car* e *moto sharing* a basse o zero emissioni;
 - integrazione tra i servizi di mobilità sostenibile (e.g. strutture di sosta per i velocipedi o servizi di *car* e *bike sharing* in prossimità delle fermate del trasporto pubblico) e parcheggi di interscambio, sia ai confini dell'area urbana, sia nei comuni dell'area metropolitana;
 - integrazione del trasporto pubblico nei progetti di riqualificazione urbana.
- Contestualmente alla promozione del cambiamento modale, è importante favorire un uso efficiente dei mezzi collettivi, pubblici e condivisi. Sarà promosso quindi lo sviluppo di **servizi alla mobilità a elevato contenuto tecnologico**, in grado di favorire il superamento del modello tradizionale di trasporto, incentrato sull'utilizzo e possesso dell'auto privata:
 - informazioni in tempo reale su localizzazione dei mezzi pubblici, sul traffico e sui tempi di percorrenza;
 - miglioramento dell'accessibilità, sicurezza e riconoscibilità delle fermate, promuovendo anche l'integrazione con altre forme di servizio social, quali *info point* o rete Wi-Fi;
 - ottimizzazione della regolazione dei sistemi semaforici;
 - smart parking.

- Per quanto concerne il trasporto merci su strada, si ritiene significativo il potenziale di risparmio energetico derivante dall'ottimizzazione logistica. A tal fine sarà promossa la **diffusione di nuove tecnologie ITS** (*Intelligence Transport Systems*).
- Anche nel settore trasporti, importante contributo sarà apportato dalle misure per **l'incentivazione del cambiamento comportamentale**. Nello specifico si intende:
 - Introdurre moduli di formazione dedicati al comportamento di guida efficiente nel contesto di programmi di insegnamento alla guida;
 - In ambito PA e trasporto pubblico, valutare l'introduzione di sistemi di incentivazione al comportamento di guida efficiente attraverso programmi di riconoscimento economico anche tramite l'adozione delle *black box* per monitorare i comportamenti di guida;
 - Introdurre sistemi per la promozione del *car pooling*.
- Alcune misure coerenti con questi orientamenti sono state introdotte dalla legge di stabilità per il 2017, la quale ha reso disponibili circa 4 miliardi di euro distribuiti nel periodo dal 2019 al 2033 e destinati, nell'ambito di un Piano strategico nazionale della mobilità sostenibile da approvare con apposito decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, al rinnovo del parco degli autobus dei servizi di trasporto pubblico locale e regionale. Tali risorse possono essere utilizzate anche per il finanziamento delle infrastrutture tecnologiche di supporto agli autobus ad alimentazione alternativa. Il disegno di legge stabilità per il 2018 prevede che circa 1,5 miliardi di euro di tali risorse possano essere impiegate per il finanziamento di progetti sperimentali e innovativi di mobilità sostenibile, coerenti con i Piani urbani della mobilità sostenibile, compresi i mezzi su gomma ad alimentazione alternativa e relative infrastrutture, presentati da comuni e città metropolitane. In entrambi i casi, sono previsti anche interventi a sostegno della filiera produttiva.
- Ulteriori iniziative saranno intraprese attraverso la valorizzazione e il rafforzamento delle iniziative di **regolamentazione locale** (e.g. limitazioni alla circolazione dei veicoli inquinanti nelle aree urbane, con accesso libero dei veicoli a combustibili alternativi ed in particolare elettrici alle zone a traffico limitato, limiti di velocità, corsie preferenziali e parcheggi dedicati per veicoli a zero emissioni. In particolare si favorirà la regolazione e tariffazione della sosta come strumento per condizionare la scelta della modalità di trasporto, soprattutto nelle aree urbane centrali.

- A parità di gettito per lo Stato, potranno essere gradualmente rivisti i sistemi fiscali sul trasporto (tassa immatricolazione, tassa di possesso, imposte sui carburanti, etc.) e studiate ulteriori modalità di finanziamento per favorire i veicoli più efficienti e a minore emissioni climalteranti ed inquinanti e saranno studiate opportune modalità.
- La cabina di regia della SEN (si veda capitolo Governance) sarà la sede nella quale le Amministrazioni centrali e le autonomie locali si confronteranno per l'attuazione coordinata delle rispettive iniziative e la valutazione dei relativi effetti, anche in termini di riduzione dei consumi energetici.
- Una riduzione significativa dei consumi deriverà infine dalla applicazione degli **standard minimi sulle emissioni dei nuovi veicoli** e nello specifico dalla verifica della corretta attuazione del regolamento 443/2009/CE che impone alle case automobilistiche la vendita di veicoli nuovi sempre più efficienti con ridotte emissioni di gas-serra (95 g CO₂/km nel 2020).
- Una ulteriore spinta verso veicoli a minor consumo e più puliti deriverà dal secondo pacchetto sulla mobilità sostenibile, presentato dalla Commissione Europea l'8 novembre 2017. Il pacchetto mira a fornire un ulteriore strumento per il raggiungimento degli obiettivi dell'accordo di Parigi e, al contempo, a rafforzare la leadership globale dell'Unione sui veicoli puliti. A questi scopi, la Commissione propone che i target di emissioni di CO₂ che devono essere rispettati dai costruttori di auto e di veicoli commerciali leggeri siano ridotti del 30% entro il 2030 e del 15% entro il 2025 (rispetto agli obiettivi al 2021: 95 g CO₂/km for auto passeggeri e 147 g CO₂/km per veicoli commerciali leggeri), con meccanismi premianti per i costruttori che immetteranno sul mercato veicoli con emissioni sotto i 50 grammi per km. Il pacchetto comprende, tra l'altro, una proposta di direttiva per promuovere soluzioni di mobilità pulita negli acquisti pubblici e una iniziativa sulle batterie.

Interventi trasversali

- Oltre che promuovere e rilanciare le iniziative per ogni settore di consumo, si attiverà un **modello di governance** specifico che favorisca il contributo attivo da parte di tutte le Amministrazioni pubbliche centrali, delle Regioni e delle Municipalità al raggiungimento dei target di efficienza energetica nazionali, attraverso:

- il miglioramento continuo degli strumenti di efficienza energetica attivati in ambito nazionale e locale (e.g. il contenimento delle sovrapposizioni tra i diversi strumenti di efficienza energetica);
- il monitoraggio, la valorizzazione e il sostegno alle iniziative disposte a livello centrale e locale e dei risultati ottenuti.
- Un primo passo in tal senso sarà costituito dall'estensione al tema dell'efficienza energetica del cosiddetto Osservatorio sul Burden Sharing relativo alle fonti rinnovabili.
- Si ritiene inoltre opportuno rafforzare alcuni fattori abilitanti, fondamentali per attivare gli investimenti privati ai fini del raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica:
 - strutturare e monitorare il processo di qualificazione degli operatori di settore, con particolare riferimento alle ESCo;
 - semplificare il processo autorizzativo per l'accesso ai meccanismi di incentivazione;
 - rafforzare le attività di controllo del rispetto di standard e normative, in modo trasversale a tutti i settori di consumo, ivi inclusa la sorveglianza del mercato dei prodotti.

I meccanismi di promozione che verranno sviluppati dovranno tener conto dei soggetti più vulnerabili della società, senza creare ulteriore divario sociale, ma anzi promuovendo un nuovo concetto di *welfare* energetico.

5

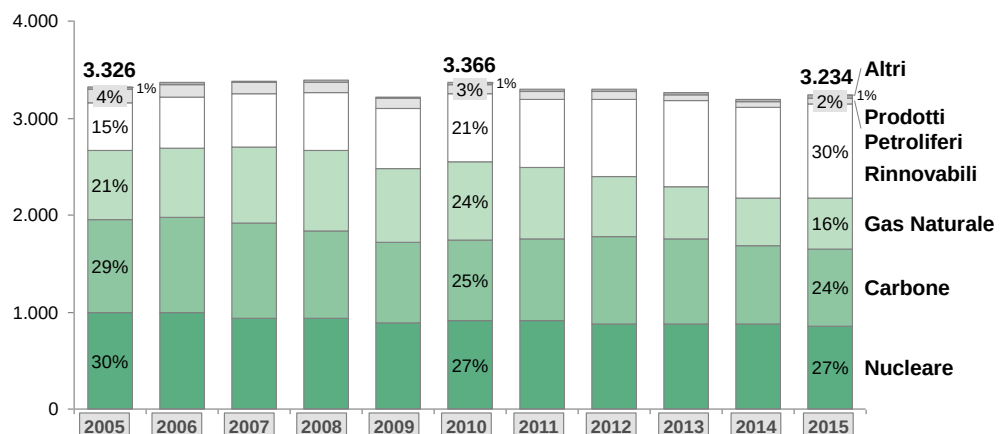
Sicurezza energetica

Settore elettrico

La situazione attuale

- Dal 2008 si è verificata in Italia una riduzione della domanda elettrica, determinata sia dalle misure di efficienza energetica sia dalla crisi economica.
- Contemporaneamente in tutta Europa, negli ultimi 10 anni, si è assistito ad un progressivo aumento della generazione da rinnovabili a discapito della generazione termoelettrica e nucleare.

Figura 35 Evoluzione del mix generativo EU28 2005 – 2015 (TWh)



Fonte: Eurostat

- Come già detto, in questo contesto **l'Italia si muove da "prima della classe"**, con una penetrazione delle rinnovabili sulla produzione elettrica nazionale di circa il 39% rispetto al 30% in Germania, 26% in UK e 16% in Francia.

- Il cambiamento del mix **sta determinando la transizione verso un nuovo paradigma di sistema** caratterizzato dal crescente peso della generazione intermittente e di piccola taglia, che causa già adesso impatti rilevanti sul sistema in termini di:
 - maggiore complessità di gestione (da qualche migliaio di impianti da gestire nel 2000 ad oltre 700.000 nel 2015, di cui oltre 500.000 a livello domestico);
 - crescente richiesta di flessibilità per bilanciare la rete a seguito della minore capacità di programmazione di alcune fonti rinnovabili;
 - spiazzamento della capacità termoelettrica, anche per effetto della contestuale contrazione della domanda, con conseguente riduzione dei margini di riserva.
- **Lo sviluppo delle fonti rinnovabili sta comportando un cambio d'uso del parco termoelettrico**, che da fonte di generazione ad alto tasso d'utilizzo svolge sempre più funzioni di flessibilità, complementarietà e back-up al sistema. Tale fenomeno è destinato ad intensificarsi con l'ulteriore crescita delle fonti rinnovabili al 2030.
- **L'evoluzione del parco e la contestuale riduzione della domanda** hanno determinato la marginalizzazione di una quota significativa di impianti termoelettrici. Si è già avuta un'uscita definitiva di 15 GW di capacità termoelettrica tra il 2012 ed il 2016: principalmente impianti vecchi ed alto emissivi che, a meno di onerosi sforzi, non sarebbero stati convertibili nel nuovo scenario. Questi impianti sono stati autorizzati dal Mise alla fermata, sulla base della preventiva valutazione di impatto sulla sicurezza di Terna, prevista dalla legge. La razionalizzazione del parco termoelettrico che si è fin qui realizzata si può ritenere coerente con l'evoluzione del settore, come peraltro previsto anche dalla SEN 2013. Inoltre, al fine di contenere i costi di O&M e, in generale, i costi evitabili, alcuni produttori hanno reso progressivamente indisponibili alla produzione taluni impianti di generazione (evidentemente fuori mercato), e ne hanno programmato la dismissione. Ciò ha determinato un'ulteriore contrazione del margine di riserva.
- In questo contesto, assumono crescente importanza i problemi di **affidabilità del sistema**, che deve garantire:
 - **adeguatezza**, vale a dire la capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica atteso nel medio e lungo termine, rispettando i requisiti di operatività e qualità. Il sistema elettrico è ritenuto adeguato se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda attesa e capacità di

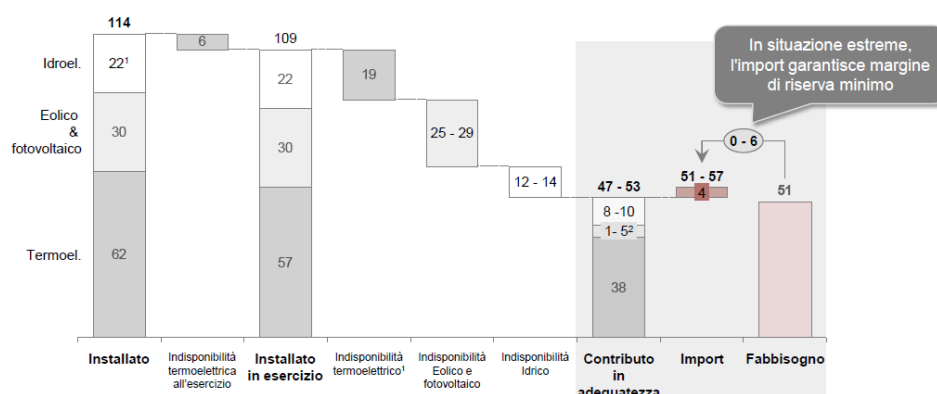
trasporto sufficienti a soddisfare la domanda attesa, con un margine di riserva in ogni dato periodo. L'adeguatezza viene misurata da specifici indici di affidabilità convenzionali (LOLE e ENS⁴⁸);

- **sicurezza:** intesa come la capacità del sistema di far fronte ai mutamenti di breve termine dello stato di funzionamento senza che si verifichino violazioni dei limiti di operatività del sistema stesso. Per garantire la sicurezza del sistema è fondamentale la disponibilità di una sufficiente quantità di risorse di **flessibilità**, che consentano, tra l'altro, di far fronte ai mutamenti rapidi nelle immissioni e nei carichi sulla reti. Il requisito di sicurezza è aggiuntivo a quello di adeguatezza: un sistema adeguato potrebbe, in alcuni casi, non essere in sicurezza (ad esempio in conseguenza dell'improvviso venir meno dell'apporto del fotovoltaico in alcune ore della giornata);
- **resilienza:** si intende la capacità di un sistema non solo di resistere a sollecitazioni che hanno superato i limiti di tenuta del sistema stesso, ma anche la capacità di riportarsi velocemente nello stato di funzionamento normale. L'efficacia di un sistema resiliente dipende dalla sua capacità di anticipare, assorbire, adattarsi e/o rapidamente recuperare da un evento estremo.
- La **diminuzione della potenza termoelettrica** disponibile ha ridotto il margine di riserva, secondo le analisi di Terna, dal 30% del 2012-2014 a circa il 10% nel 2016⁴⁹; tale margine, sebbene sufficiente in condizioni standard, ha dimostrato di poter diventare critico e presentare dei rischi per la sicurezza in condizioni climatiche estreme e di variabilità dell'import. Ciò anche in ragione del fatto che la sostituzione di capacità termica con capacità rinnovabile non programmabile risente ancora – in termini di contributo all'adeguatezza del sistema – della limitata disponibilità delle fonti rinnovabili in particolari momenti della giornata (es. le ore 19-20 dei giorni estivi, in cui l'apporto da fotovoltaico è estremamente ridotto, ma il consumo ancora sostenuto), nonché della loro variabilità.

⁴⁸ LOLE - *Loss of Load Expectation*: misura per quanto tempo, in media su un orizzonte temporale dato (es., un anno), la capacità di generazione disponibile non riesce a soddisfare la domanda

EENS - *Expected Energy Not Supplied*: misura l'energia non fornita attesa in un anno ed è espressa in MWh o in unità relative (es, p.u. rispetto alla domanda di carico di un anno)

⁴⁹ Dati Terna

Figura 36 Contributo all'adeguatezza delle diverse fonti – anno 2016 (GW)

- In **condizioni di particolare stress** pertanto (e.g., luglio 2015 in corrispondenza della punta di consumo; inverno 2016-2017 con il fermo imprevisto di 21 centrali nucleari in Francia per motivi di sicurezza; estate 2017 in previsioni di elevata temperatura e scarsa idraulicità/ventosità), il sistema elettrico ha conosciuto una riduzione del margine di riserva operativa, critica in particolare in alcune aree del Paese. La struttura longitudinale del territorio e la permanenza di vincoli di transito tra zone di mercato limitano le possibilità operative di uso della riserva e impongono di approvvigionare risorse dislocate in modo non pienamente efficiente. In questi casi, è stato definito un piano di interventi tesi a contenere i rischi di adeguatezza del sistema elettrico, tra cui il servizio di interrompibilità del carico, oggetto di specifici indirizzi nei confronti dell'Autorità per l'energia e di Terna e di provvedimenti del regolatore, del Mise e della stessa Terna, ed è stato organizzato un monitoraggio settimanale sull'evoluzione della situazione, in modo da graduare l'attuazione delle misure in base alla severità riscontrata.
- La riduzione delle ore di funzionamento degli impianti tradizionali, la forte contrazione dei prezzi all'ingrosso, l'incidenza di vincoli autorizzativi e standard ambientali contribuiscono all'ulteriore riduzione della potenza disponibile all'esercizio.
- Le valutazioni aggiornate di Terna sull'adeguatezza al 2020 e al 2025, contenute nell'*Adequacy Report*, segnalano che, in uno scenario inerziale (con le attuali regole di mercato e senza meccanismi di remunerazione della capacità), **al 2020 in particolari circostanze e in ogni caso al 2025, le soglie dei due indici LOLE e ENS (rispettivamente pari a 3 h/anno e 10^{-5} p.u.) non sarebbero, in termini probabilistici, rispettate.**

- Nell' *Adequacy Report* sono state altresì effettuate analisi di mercato per valutare la sostenibilità economica del parco termoelettrico nel medio termine; nonostante le sopra citate dismissioni e la capacità posta in conservazione, tali analisi evidenziano come la sostenibilità sia condizionata da una forte riduzione del numero di ore in cui il prezzo del mercato è superiore al costo variabile di produzione e da prezzi di mercato insufficienti a garantire - in alcuni casi - la copertura dei cosiddetti costi fissi evitabili. La sostenibilità economica del parco tuttavia migliora in presenza di ulteriori dismissioni di capacità, e trova un equilibrio in presenza di dismissioni di 10 GW rispetto ai 62 GW termoelettrici installati al 31 dicembre 2016.
- La **dismissione di ulteriore capacità termica** dovrà essere compensata, per non compromettere l'adeguatezza del sistema, dallo sviluppo di nuova capacità rinnovabile⁵⁰, di nuova capacità di accumulo o da impianti termici a gas più efficienti e con prestazioni dinamiche più coerenti con un sistema elettrico caratterizzato da una sempre maggiore penetrazione di fonti rinnovabili.
- Poiché la sostituzione di capacità termica con capacità rinnovabile non può essere immaginata con un rapporto 1:1, deve essere bilanciata con nuovi impianti di accumulo e con capacità a gas più efficiente anche utilizzando parte dei siti esistenti in dismissione.
- Alla luce **delle analisi di adeguatezza** sopra esposte e tenuto conto che il mercato "energy only" non si è dimostrato in grado di garantire il sistema dalle problematiche di adeguatezza, si è ritenuto che **l'introduzione di un mercato della capacità** rappresenti una risposta efficace ai rischi sopra evidenziati. Il nuovo mercato della capacità potrà infatti fornire segnali agli operatori per il mantenimento della disponibilità della potenza a gas ancora necessaria, con priorità per quella flessibile o per la realizzazione di nuova capacità di generazione laddove richiesto nonché per valorizzare – insieme all'apertura alla domanda del mercato dei servizi per il dispacciamento – anche il contributo che può essere offerto dalle unità di consumo all'adeguatezza del sistema.

⁵⁰ Per quanto attiene alla sostituibilità di fonti termiche con fonti rinnovabili occorre considerare che nelle 300 ore di picco degli ultimi 5 anni, la disponibilità (intesa come produzione effettiva equivalente) delle risorse rinnovabili risulta pari a:

all'8% dell'installato del fotovoltaico, al 13% dell'eolico, al 48% dell'acqua fluente in corrispondenza del 50° percentile di predette 300 ore,

allo 0% dell'installato del fotovoltaico, al 6% dell'eolico, al 37% dell'acqua fluente, in corrispondenza del 25° percentile

- **Il nuovo mercato**, che **diventerà operativo nel 2018**, rappresenta uno strumento a termine per garantire al TSO di approvvigionare risorse a medio-lungo termine con procedure trasparenti, concorrenziali e tecnologicamente neutrale in funzione delle esigenze; potrà valorizzare l'apporto di tutte le opzioni tecnologiche disponibili ivi incluse le risorse dei mercati elettrici limitrofi.
- L'aumento del grado di **integrazione del mercato europeo per l'energia e per i servizi**, la modifica prevista da qui al 2030 dei sistemi elettrici di molti Paesi europei (decarbonizzazione e riduzione della potenza nucleare) e l'evoluzione stessa della rete rendono necessari nuovi modelli di coordinamento delle informazioni e delle azioni messe in campo dalle singole autorità nazionali, in particolare nei casi di possibili criticità del sistema. L'Italia ha un livello di interscambio e di ricorso all'import tale da richiedere una maggiore attenzione al tema della cooperazione transfrontaliera.
- Allo stato attuale la **capacità d'interconnessione italiana** è principalmente localizzata sulla frontiera Nord del Paese, collegata con i quattro paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia attraverso 25 linee, suddivise tra i vari livelli di tensione. Di queste, tre sono Merchant line, e più precisamente l'elettrodotto 400 kV "Mendrisio-Cagno", l'elettrodotto 150 kV "Tirano-Campocologno" e l'elettrodotto 132 kV "Tarvisio-Greuth", l'ultimo ad entrare in servizio nel 2012.
- Il valore complessivo della capacità di scambio sulla frontiera Nord (*Net Transfer Capacity - NTC*) per l'anno 2016 è nel *range* di 6.300 MW - 8.400 MW in import e di 3.000 MW - 3.900 MW in export. I relativi livelli sono di norma fissati in relazione a stagionalità (inverno/estate) e periodo temporale (notte-giorno) al fine di assicurare l'esercizio in sicurezza dei flussi.
- In questo contesto, il **Clean Energy Package** contiene nuove regole di funzionamento dei mercati e dei sistemi elettrici integrati che potrebbero avere un impatto rilevante sulla gestione della sicurezza. Tali regole riguardano peraltro anche i Piani nazionali per la preparazione ai rischi che, in prospettiva, dovranno essere basati su scenari di rischio sempre più armonizzati a livello regionale sotto il profilo sia dei criteri di analisi sottostanti sia delle procedure di risposta ai rischi adottate.
- A tal riguardo, si ritiene importante che le eventuali modifiche di *governance* siano coerenti con le politiche nazionali per la sicurezza, tema nella responsabilità dei Governi nazionali, e con la messa in atto di misure essenziali per assecondare in

modo sostenibile la transizione energetica in molti Paesi. La *governance* della sicurezza in Italia attribuisce al Ministero dello Sviluppo economico la vigilanza e la funzione di indirizzo, ai concessionari (Terna e imprese di distribuzione) la responsabilità sulla sicurezza, affidabilità e economicità del servizio elettrico nazionale, all'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico le funzioni di regolazione della qualità del servizio e degli strumenti messi in campo. Le proposte della Commissione europea sull'affidamento a soggetti diversi di funzioni oggi svolte in modo centralizzato in Italia dal TSO devono essere valutate attentamente evitando il rischio di una frammentazione delle funzioni e della capacità decisionale in materia di sicurezza, e comunque definendo in maniera chiara le funzioni di coordinamento e il quadro delle rispettive responsabilità tra livelli nazionali e sopranazionali.

- Come detto in precedenza, **l'aumento delle rinnovabili**, se da un lato ha permesso di raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale, dall'altro lato, quando non adeguatamente accompagnato da **un'evoluzione e ammodernamento delle reti di trasmissione e di distribuzione**, può generare squilibri nel sistema elettrico, quali ad esempio fenomeni di *overgeneration* e congestioni inter e intra-zonali con conseguente aumento del costo dei servizi.
- Gli interventi da fare, già avviati da vari anni, sono finalizzati ad uno sviluppo della rete funzionale a risolvere le congestioni e favorire una migliore integrazione delle rinnovabili, all'accelerazione dell'innovazione delle reti e all'evoluzione delle regole di mercato sul dispacciamento, in modo tale che risorse distribuite e domanda partecipino attivamente all'equilibrio del sistema e contribuiscano a fornire la flessibilità necessaria, in particolare attraverso le figure degli aggregatori (cf. paragrafo Mercato elettrico).
- Gli strumenti normativi attualmente a disposizione per gestire la transizione, dal punto di vista della sicurezza, hanno dimostrato alcune criticità.
- la **durata delle procedure amministrative** di valutazione dei piani e dei progetti di rete. La generale adesione agli obiettivi di sicurezza del sistema e di sostegno alle rinnovabili non sempre trova riscontro negli iter autorizzativi degli interventi infrastrutturali necessari, che scontano ritardi, valutazioni contrastanti o addirittura non conciliabili da parte delle Amministrazioni coinvolte e l'opposizione delle comunità locali. I rimedi istituzionali fin qui messi in atto, nell'ambito della semplificazione e degli strumenti di collaborazione istituzionale, hanno eliminato

alcuni ritardi pur permanendo la necessità del superamento di alcuni colli di bottiglia tra le varie aree del Paese.

- La necessità di maggiore efficienza amministrativa è tra l'altro esaltata dall'intensa *road map* che sarà avviata in attuazione della SEN, che pone nuovi e importanti target di modifica del mix al 2030 e che richiede un significativo bisogno di nuove infrastrutture da effettuare in tempo utile per mantenere adeguati standard di sicurezza.
- La **manca**za di un **quadro normativo** per disciplinare tempi e modi dell'eventuale fase di messa in conservazione (temporanea) degli impianti, fase che può precedere la messa fuori esercizio definitiva. La legislazione nazionale in materia, ancorata a scenari completamente diversi da quello attuale (la fase dello sblocca-centrali e lo scenario post blackout del 2003), pone vincoli che sarebbero da aggiornare e allo stesso tempo presenta lacune normative da colmare.
- Riguardo alla resilienza, negli ultimi anni c'è stato inoltre un aumento degli **eventi meteorologici estremi**, in particolare violente nevicate, che ha messo in evidenza la necessità di interventi di adattamento della rete elettrica al cambiamento climatico, in modo da evitare il ripetersi di situazioni di grave disservizio come quelle registratesi a Cortina d'Ampezzo nel 2013, in Emilia Romagna e Lombardia nel 2015 e in Abruzzo nel 2015 e ad inizio 2017. I disservizi di gennaio scorso nelle regioni Abruzzo e Marche sono stati oggetto di un'analisi da parte di una Commissione tecnica che ha verificato le misure messe in campo e individuato azioni necessarie, oggetto di primi indirizzi nei confronti di Terna; l'Autorità di regolazione ha definito inoltre, attraverso un tavolo tecnico, linee guida per gestire l'adattamento in modo coordinato. I Piani di resilienza che i gestori di rete dovranno presentare dal 2017 integreranno, dunque, l'attuale livello di programmazione, affiancandosi ai Piani di sviluppo e al Piano di difesa di Terna, e dovranno essere attuati con urgenza per rendere il sistema elettrico più resistente.

Gli obiettivi al 2030

- Dotare il sistema di strumenti innovativi e infrastrutture per garantire **l'adeguatezza** e il mantenimento degli standard di sicurezza, intervenendo con **strumenti di mercato** per orientare i comportamenti degli operatori (*capacity market*) e aumentando la magliatura della rete e il grado di **interconnessione** in Europa e nel Mediterraneo.
- **Garantire flessibilità** del sistema elettrico in un contesto di crescente penetrazione delle fonti rinnovabili che dovranno raggiungere uno share del 55%, di progressiva elettrificazione della domanda e di crescita dell'autoproduzione diffusa.
- Promuovere lo **sviluppo tecnologico** per garantire ulteriori elementi di **flessibilità**.
- Promuovere la **resilienza** del sistema verso eventi meteo estremi ed emergenze, tenendo conto dell'intensificarsi del coordinamento a livello europeo nelle attività di prevenzione dei rischi aventi natura transfrontaliera.
- Intensificare i processi di **valutazione degli investimenti** da un punto di vista dell'efficacia **costi-benefici**, al fine di individuare, di volta in volta, le soluzioni che consentano di raggiungere appieno i predetti obiettivi al minor costo per il consumatore.
- **Semplificare** i tempi di **autorizzazione** ed esecuzione degli interventi e aggiornare la normativa sull'esercizio degli impianti termoelettrici.

Le linee d'azione per il settore elettrico

Interventi per l'adeguatezza

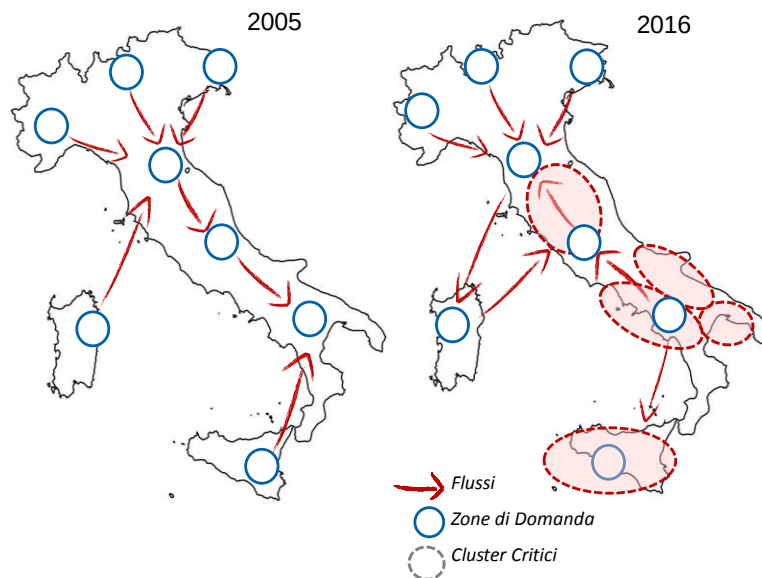
- Il **capacity market** rappresenta una delle principali soluzioni già messe in campo per garantire l'**adeguatezza del sistema** e dovrebbe superare le difficoltà incontrate di recente nel mantenimento di adeguati margini di riserva in condizioni di stress (picco di domanda, variazioni di import). Come detto, non sarà riservato solo alla capacità termoelettrica ma aperto ad una pluralità di opzioni tecnologiche, nazionali e *cross border*.
- La nuova disciplina sul *capacity market* è oggi in fase di notifica presso la Commissione europea ed è caratterizzata da diverse integrazioni al testo originario di Terna derivanti, oltre che dal decreto di approvazione del MISE del 30 giugno 2014, anche dal confronto europeo e da un atto di indirizzo del MISE a Terna del 25 ottobre 2016. In particolare, il nuovo sistema prevede l'eliminazione del *floor price*, le modalità di partecipazione delle risorse *cross border*, della domanda, delle rinnovabili e delle nuove tecnologie (es. accumuli), la priorità per le risorse con requisiti di flessibilità, la semplificazione delle aste per la prima attuazione.
- L'avvio dell'attuazione è previsto a breve, affiancato da un sistema di monitoraggio che consenta di verificare gli effetti del nuovo mercato e, se del caso, correggere o affinare eventuali aspetti critici di implementazione. Il nuovo segmento di mercato potrà superare alcune inefficienze verificate, soprattutto nel 2016, sul mercato dei servizi e ridurre il costo, in modo tale da portare ad un bilancio complessivamente positivo anche sotto il profilo della spesa per il sistema.
- Anche il *Clean Energy Package* della Commissione europea interviene sul tema dei meccanismi di remunerazione della capacità, al fine di garantirne la piena compatibilità con il disegno di mercato integrato dell'energia elettrica che le norme europee intendono rafforzare. In tale ambito si sta inoltre valutando l'opportunità di introdurre, nell'ambito di eventuali meccanismi di remunerazione della capacità, un *cap* emissivo per orientare maggiormente il mercato verso l'offerta di servizi che rispondano all'obiettivo generale di decarbonizzazione del sistema (i.e. 550g per kWh), applicabile con diverse tempistiche ai nuovi impianti e agli impianti esistenti. Tale eventuale *cap* andrà comunque integrato da un limite di ore di esercizio per salvaguardare i così detti "impianti di punta": si tratta di impianti che producono per un numero limitato di ore all'anno (impianti a gas a ciclo aperto), ma che forniscono

servizi importanti alla punta, necessari per il sistema specialmente in un'ottica di penetrazione delle fonti rinnovabili fino al 55%.

- L'obiettivo di mantenimento dell'adeguatezza sarà valutato con monitoraggio periodico del sistema elaborato da parte del TSO, per valutare l'efficacia e l'efficienza del *capacity market* soprattutto in vista di un periodo che si presenta particolarmente ricco di cambiamenti, per effetto delle modifiche attese nei sistemi elettrici di altri Paesi confinanti.
- E' necessario **potenziare ulteriormente le interconnessioni con l'estero**. Il raggiungimento degli obiettivi dell'Energy Union si concretizza infatti anche attraverso uno sviluppo adeguato delle infrastrutture energetiche in Europa, che figurano tra le priorità dell'agenda energetica.
- A livello nazionale esiste un complesso panorama di possibilità normative per lo sviluppo delle linee transfrontaliere, che si compone principalmente di: opere nell'ambito di quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento; opere nell'ambito di quanto previsto dalla legge 99/2009 e s.m.i (c.d. *Interconnector*); opere realizzate da soggetti terzi ai sensi del Regolamento CE 714/2009 (c.d. *Merchant Line*).
- Lo sviluppo di *Interconnector* finanziati da clienti finali e realizzati ed eserciti, su mandato, da Terna può portare ad un incremento significativo della complessiva capacità di trasporto disponibile. Per quanto concerne lo sviluppo delle c.d. *Merchant Line*, la Concessione (art. 9) prescrive al TSO di tenere conto di tali progetti nella definizione delle linee di sviluppo, con particolare riferimento all'individuazione delle necessità di potenziamento della rete d'interconnessione con l'estero.
- Ai fini di una migliore capacità di pianificazione di lungo periodo è utile rappresentare che in Italia le iniziative c.d. *merchant*, tuttora in essere, sono particolarmente numerose ma allo stato hanno avuto un tasso di successo relativamente esiguo.
- In relazione agli interventi pianificati e sviluppati da Terna, illustrati nel dettaglio nell'allegato III, le attività sono coordinate in modo tale che la realizzazione dell'interconnessione ed il pieno sfruttamento della stessa sia coerente con *il Piano di Sviluppo di Terna* tenendo conto che la capacità del collegamento proposto viene valutata di concerto con i TSO confinanti, in base allo stato della rete e non

escludendo ulteriori rinforzi per il pieno sfruttamento della capacità del collegamento stesso.

- Gli investimenti per la risoluzione delle **congestioni interzonali e intrazonali**, anch'essi illustrati in dettaglio nell'allegato III importanti per attenuare le problematiche di *adequacy* e *overgeneration* da rinnovabili. In molti casi, infatti, interventi mirati sulla Rete di Trasmissione portano benefici sia in termini di integrazione delle rinnovabili, sia in termini di riduzione delle congestioni e vincoli alla capacità produttiva.
- La riduzione delle congestioni interzonali (tra zone di mercato) contribuisce ad una maggiore competitività sul mercato elettrico, aumentando lo sfruttamento della capacità produttiva più efficiente, compresa quella da fonte rinnovabile.

Figura 37 Zone di criticità e flussi di energia 2005 vs 2016

- Gli **impianti di stoccaggio e, in particolare quelli di pompaggio**, rappresentano un'importante risorsa per l'adeguatezza oltre che per la sicurezza e flessibilità del sistema, essendo in grado di fornire nelle ore di più alto carico la massima capacità disponibile, assicurata dal riempimento degli invasi a monte, a seguito della programmazione in pompaggio di tali impianti nelle ore di basso carico.
- L'analisi svolta segnala quindi l'opportunità di sviluppo di ulteriore capacità di pompaggio, in particolare nelle aree dove oggi è maggiormente carente, anche attraverso la realizzazione di impianti integrati con il sistema idrico.
- Il potenziale legato allo sviluppo degli impianti di pompaggio idroelettrico sarà meglio affrontato nel paragrafo successivo, relativo alle misure per l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Interventi per la flessibilità e l'integrazione delle fonti rinnovabili

- Gli investimenti sulla rete sono interventi fondamentali per garantire un'integrazione "strutturale" delle rinnovabili. Lo sviluppo futuro delle rinnovabili avrà a disposizione strumenti tecnologici e assetti che dovrebbero rendere meno stringente il fabbisogno di servizi da parte della rete e permettere un processo inverso di crescente integrazione delle rinnovabili nel mercato dei servizi.
- Lo **scenario di penetrazione al 55% al 2030** è stato oggetto di analisi da parte di Terna; il risultato è che l'obiettivo risulta raggiungibile in condizioni di sicurezza, attraverso nuovi investimenti in sicurezza e flessibilità.
- Terna ha quindi individuato un piano minimo di opere indispensabili, in buona parte già comprese nel Piano di sviluppo 2017 e nel Piano di difesa 2017, altre che saranno sviluppate nei successivi Piani annuali, da realizzare al 2025 e poi ancora al 2030 (vedi allegato III).
- Le **opzioni** che saranno utilizzate per incrementare sicurezza e **flessibilità** sono **molteplici**:
 - investimenti sulle reti di trasmissione e distribuzione;
 - infrastrutture di stoccaggio;
 - promozione di nuova capacità flessibile a gas (di cui almeno 50% OCGT);
 - l'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a nuove risorse (fonti rinnovabili non programmabili anche accompagnati da sistemi di storage, generazione distribuita e demand side response);
 - gestione delle reti di distribuzione in ottica smart grid.
- La crescente complessità del sistema elettrico e l'evoluzione tecnologica possono mettere in campo un'ampia varietà di opzioni per raggiungere gli obiettivi di flessibilità, aggiuntive o integrative agli sviluppi di rete. Le opzioni scelte dovranno privilegiare almeno due elementi: la rapidità realizzativa e l'efficacia **costi-benefici**.

Sviluppi della rete elettrica

- Più in dettaglio, con riferimento agli **sviluppi della rete elettrica** dovranno essere realizzati:
 - l'insieme delle **misure previste nel Piano di Sviluppo e di Difesa** di Terna (che già analizzavano scenari di forte crescita delle rinnovabili e per le quali si rimanda ai PdS 2017, Terna);
 - ulteriori **rinforzi di rete** – rispetto a quelli già pianificati nel Piano di sviluppo 2017 - **tra le zone Nord-Centro Nord e Centro Sud**, tesi a ridurre il numero di ore di congestione tra queste sezioni. Il Piano di Sviluppo 2018 dovrà sviluppare inoltre la realizzazione di un rinforzo della dorsale adriatica per migliorare le condizioni di adeguatezza;
 - **rinforzi di rete e magliature aggiuntivi** rispetto a quelli già indicati ai punti precedenti in caso di distribuzioni particolarmente concentrate in alcune aree del Paese; da identificare caso per caso nell'ambito dei Piani di sviluppo presentati dal TSO e dai DSO in relazione alle previsioni di evoluzione dei livelli di concentrazione.
- In particolare le analisi di rete sviluppate da Terna hanno portato ad individuare interventi sia sulla rete di trasmissione primaria 400 — 220 kV, sia sulla rete in alta tensione 150 — 132 kV.
- I principali interventi su rete primaria e le relative finalità sono riportati nell'allegato III, con una specifica individuazione delle opere che costituiscono il piano minimo di opere indispensabili da qui al 2025. Ai predetti interventi andranno aggiunti investimenti aggiuntivi sulle **reti di distribuzione**, sempre più interessate dalla diffusione di impianti di piccole e medie dimensioni.
- Parallelamente alle infrastrutture di flessibilità, è importante inoltre che la rete si doti di dispositivi per l'incremento della controllabilità e della stabilità della RTN quali reattanze, compensatori sincroni e FACTS – Flexible AC transmission systems, in grado di fornire servizi di regolazione di tensione e controllo dei carichi per garantire elevati standard di qualità del servizio e di sicurezza del Sistema. Anche per tali opere l'allegato III indica un pacchetto di realizzazioni minime da qui al 2025.

Sistemi di stoccaggio

- Ad integrazione degli sviluppi di rete, l'obiettivo di crescita delle fonti intermittenti al 55% al 2030 richiederà anche lo **sviluppo di ulteriore capacità di stoccaggio**.
- Prime stime fornite dal TSO indicano una **capacità di stoccaggio fino a 5 GW**, per accumulare produzione intermittente limitando al minimo il fermo degli impianti. Tale capacità da stoccaggio sarà **localizzata prevalentemente in Centro e Sud Italia**, dove più intenso sarà lo sviluppo delle rinnovabili e dove minore è la capacità di accumulo.
- La **scelta definitiva** della capacità di stoccaggio da realizzare, delle tecnologie di storage da utilizzare e il mix fra interventi sulle reti e realizzazione di stoccaggi, sono elementi che andranno descritti nei **Piani di sviluppo**, tenendo anche conto dei diversi servizi offerti da ciascuna opzione (*power driven, energy driven o multi service*).
- In tale ambito saranno valutate anche le prospettive di **integrazione intelligente fra reti** elettriche, idriche e del gas naturale. Sono esempi di ciò: l'integrazione di sistemi di pompaggio nei bacini asserviti alla rete acquedottistica ovvero le tecnologie *power-to-gas*⁵¹ per l'integrazione con la rete gas.
- Nella direzione di valutazioni comparate delle opzioni tecnologiche vanno anche le previsioni del *Clean Energy Package*, secondo cui i **servizi** correlati andranno **approvvigionati dal TSO a mercato** con gare pubbliche che porteranno gli operatori a rendere sempre più efficienti le soluzioni proposte. Nel caso di fallimento di mercato, si ritiene opportuno mantenere la possibilità per i TSO e i DSO di intervenire per realizzare infrastrutture di stoccaggio per ragioni di sicurezza ovvero per sperimentare soluzioni innovative.
- Fra le tecnologie di stoccaggio, i sistemi di **storage idroelettrico** costituiscono oggi l'opzione più matura.
- La forte penetrazione delle rinnovabili richiederà prima di tutto un forte **utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti**, oggi poco sfruttati, non solo al Centro Sud e Isole, ma anche, grazie anche ai rinforzi di rete pianificati, nel Nord Italia.

⁵¹ Si tratta di un processo che consente la conversione dell'energia elettrica in eccesso – prodotta da impianti rinnovabili non programmabili – in acqua e metano, da immettere nella rete elettrica

- Si tratta di sistemi in grado di fornire servizi di flessibilità in ragione delle loro caratteristiche tecniche:
 - elevata Velocità di risposta contribuendo alla sicurezza del sistema
 - capacità di seguire rampe ripide sia in salita che in discesa
 - utilizzazione per soddisfare domanda di potenza alla punta contribuendo all'adeguatezza del sistema⁵².

In tal senso il ruolo dei pompaggi può agevolare in modo molto significativo l'integrazione delle FER: da un lato, offrendo servizi di tipo “*energy intensive*” consentendo una traslazione temporale della produzione rinnovabile generata in ore di eccesso di offerta ed utilizzata in ore di maggiore domanda (*load-shifting*), dall'altro offrendo servizi di tipo “*power intensive*” per smussare picchi di potenza immessa dalle rinnovabili o fornire un contributo a fronte di minor produzione, per finalità di equilibrio del sistema.

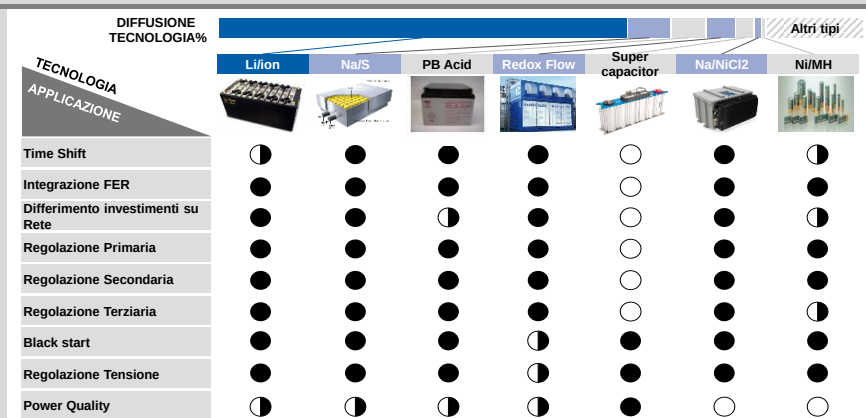
- In sintesi, questo tipo di impianti permette di modulare l'erogazione della potenza elettrica durante l'arco della giornata e di immettere in rete grandi quantità di energia in tempi rapidi, a costi decisamente più vantaggiosi rispetto agli altri sistemi di accumulo.
- Per i prossimi anni è atteso, inoltre, anche un forte sviluppo dello **storage elettrochimico** sia a livello distribuito che centralizzato, guidato da un curva di riduzione dei costi che renderà sempre più vantaggiosi i sistemi di fotovoltaico distribuito con batteria.

⁵²Al riguardo si richiama il contributo dato dagli impianti di pompaggio durante l'inverno 2017, in cui erano attese criticità in termini di adeguatezza legate da un lato al fermo di alcuni impianti nucleari in Francia, che hanno determinato una riduzione delle importazioni nette in Italia, e dall'altro a temperature inferiori alla media in tutta l'Europa centrale. I sistemi di accumulo idroelettrico si sono rivelati strumenti fondamentali per l'esercizio della Rete, essendo stati gestiti in modo da assicurare la massima capacità disponibile nelle ore di alto carico e la programmazione in fase di pompaggio nelle ore di basso carico, al fine di riempire gli invasi a monte in tali ore, ed utilizzare la capacità produttiva così assicurata per soddisfare la domanda nelle ore di punta

Focus box Lo storage elettrochimico

Lo storage elettrochimico, nonostante gli elevati costi di investimento, fornisce una molteplicità di servizi quali time-shift, Regolazione Primaria, Secondaria e Terziaria, Regolazione di Tensione e Black-Start.

Figura 38 Storage Elettrochimico: Tecnologie e Applicazioni



Fonte EASE/EERA recommendations for a European Energy Storage technology development roadmap towards 2030; based on DOE US Statistics on storage including announced projects, other includes also "not available" type

I progetti pilota avviati in Italia da Terna

Il Clean Energy Package contiene disposizioni finalizzate a separare gli investimenti regolati dei TSO e dei DSO dagli investimenti che, nell'ottica della Commissione europea, dovrebbero essere lasciati alle dinamiche di mercato. Dall'analisi di ENTSO-E emerge che, valutando caso per caso le condizioni dei diversi Paesi Europei, laddove un mercato non si sviluppasse in modo autonomo, potrebbe essere consentito al TSO la possibilità di organizzare gare (tender) per contribuire almeno in parte alla flessibilità del sistema e/o addirittura a concedere al TSO di fare investimenti regolati e mettere all'asta la capacità associata secondo modalità non discriminatorie e trasparenti. Si tratta di un tema fondamentale per la futura evoluzione del sistema, in cui sarà importante assicurare le condizioni per lo sviluppo del mercato senza pregiudicare la dimensione della sicurezza e i relativi investimenti da parte dei TSO e dei DSO.

In Italia il TSO ha individuato le aree prioritarie in cui sviluppare i sistemi di accumulo diffusi, al fine di gestire le criticità dovute all'elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, includendo all'interno del Piano di Sviluppo della Rete e del Piano di Difesa l'implementazione delle due tipologie di storage, *Power Intensive* e *Energy Intensive*.

- I progetti *Power Intensive* hanno natura sperimentale, con l'obiettivo di gestire in sicurezza le reti delle Isole Maggiori (Sicilia e Sardegna), principalmente attraverso la gestione delle variazioni della frequenza a fronte di squilibri tra generazione e domanda. Tali investimenti sono stati inclusi nel Piano di Difesa 2012 (40MW complessivi sulle Isole Maggiori) e autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico.

- I progetti *Energy Intensive* hanno come obiettivo primario la riduzione delle congestioni locali, su porzioni di rete critiche in alta tensione, causate dall'eccessiva penetrazione di impianti rinnovabili e la fornitura di servizi di rete per favorirne l'integrazione. Le realizzazioni sono state avviate in attuazione del Piano di Sviluppo (circa 35MW autorizzati nell'ambito di un programma di sperimentazione), approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico. L'allora Autorità per l'energia Elettrica e il Gas, dopo aver specificato i requisiti minimi per la selezione dei progetti pilota di sperimentazione di accumulo di energia, ha approvato specifici strumenti di regolazione. Sei progetti pilota autorizzati a Terna, per complessivi 34,8 MW da realizzare in tre siti individuati in Campania (12 MW Ginestra SANC, 12 MW a Flumeri SANC, 10,8 MW Scampitella SANC) sono stati tutti posti in esercizio.

Lo storage distribuito

In attuazione di disposizioni normative del Ministro dello sviluppo economico (DM 5 luglio 2012), l'Autorità ha provveduto a definire le modalità con le quali i soggetti esercenti impianti a fonti rinnovabili possono utilizzare sistemi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell'energia elettrica prodotta, nonché per immagazzinare l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione nei casi in cui siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza. Le stesse disposizioni prevedono la regolazione delle modalità con le quali i gestori di rete possono mettere a disposizione dei singoli produttori, eventualmente in alternativa alla soluzione precedente, capacità di accumulo presso cabine primarie. Grazie a queste disposizioni, oltre 650 impianti dei produttori, tutti fotovoltaici, sono stati dotati di sistemi di accumulo, con diverse configurazioni (monodirezionale lato produzione, bidirezionale lato produzione, bidirezionale post produzione), con una potenza di rilascio complessiva pari a oltre 3,5 MW. Dei 650 sistemi di accumulo, 240 sono basati sulla tecnologia del piombo, mentre oltre 400 sono basati sul litio.

Il recente decreto del Ministro dello sviluppo economico per la diffusione delle fonti rinnovabili nelle isole minori promuove la realizzazione di progetti pilota, che saranno selezionati anche in base al grado di innovazione, con particolare riferimento ai sistemi di integrazione delle fonti rinnovabili tramite l'impiego efficiente di sistemi di accumulo e allo sviluppo di trasporto elettrico.

Nuove risorse di flessibilità su MSD

- Importante contributo alla flessibilità sarà dato dall'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a nuove risorse, quali gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, anche accompagnati da sistemi di storage, la generazione distribuita e il *demand side response*. In particolare, la partecipazione della domanda al MSD avverrà non semplicemente nella configurazione attuale di servizio di interrompibilità, ma nella forma di un vero e proprio *player* attivo di mercato. In tal senso, Terna, in attuazione degli indirizzi del Ministro dello sviluppo economico e di quanto previsto dalla delibera dell'AEEGSI 300/2017/R/eel, relativa alla definizione di progetti pilota per una prima apertura del MSD alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo, ha definito il regolamento del primo progetto pilota per la partecipazione della domanda al mercato dei servizi di dispacciamento. Un primo avvio delle nuove forme di servizio è previsto già nel corso del 2017. Ulteriori progetti pilota verranno definiti per la partecipazione al MSD di unità di produzione attualmente non abilitate, inclusi i sistemi di accumulo.
- La sperimentazione di tali progetti è funzionale all'acquisizione di elementi utili per la riforma organica del dispacciamento, avviata dal regolatore, che consentirà l'ampliamento delle risorse in grado di fornire servizi di dispacciamento, in un'ottica di neutralità tecnologica. Il processo potrà richiedere una revisione dei servizi attualmente definiti e dei relativi requisiti previsti per la loro fornitura, revisione che dovrà tenere conto anche delle prescrizioni delle Linee Guida in materia di Bilanciamento; si renderà inoltre necessario lo sviluppo di nuove regole commerciali e contrattuali per regolamentare i rapporti tra la figura dell'aggregatore e l'utente del dispacciamento o cliente finale (cfr Mercato elettrico).

Nuova capacità di generazione flessibile

- Lo scenario di penetrazione delle rinnovabili e di contestuale riduzione della produzione termoelettrica renderebbe necessario infine, secondo le stime di Terna, oltre a quanto detto sopra, anche l'ulteriore **capacità flessibile (i.e. OCGT o CCGT)**. Terna stima tale necessità fino a 1,5 GW entro il 2025 (connessa al phase out del carbone), cui andrebbe ad aggiungersi un ulteriore potenza di 1 GW con orizzonte 2030. La dislocazione dovrà essere opportunamente promossa nel territorio, in relazione all'evoluzione del sistema. I tempi di realizzazione e i costi (quindi i tempi di ammortamento) possono essere drasticamente ridotti utilizzando i gruppi di cicli combinati dismessi o convertendo alcuni impianti CCGT al funzionamento in ciclo semplice.

La flessibilità nella prospettiva della generazione distribuita: le smart grid

- La **crescita della generazione distribuita** richiede una vera e propria **trasformazione delle reti di distribuzione e delle relative modalità gestionali**, con l'ammodernamento sia della componente hardware (e.g. per rendere anche le reti di distribuzione bi-direzionali) che di quella software (e.g. per abilitare iniziative di *demand response management*). Già da alcuni anni il Governo ha rivolto la propria attenzione a questo tema, affidando all'Autorità il compito di assicurare una maggiorazione della remunerazione del capitale investito ai distributori di energia elettrica che effettuano interventi di ammodernamento delle reti secondo i concetti di *smart grid*, fornendo i criteri per l'inserimento di sistemi di stoccaggio, l'efficacia ai fini del ritiro integrale dell'energia da generazione distribuita, la capacità di regolazione della tensione e l'impiego di sistemi avanzati di comunicazione, controllo e gestione.
- Partendo dalle risultanze dei progetti pilota *smart grid* avviati nel 2011, l'Autorità ha già identificato due **funzionalità innovative**, concentrate sulle reti di media tensione, replicabili su larga scala e su cui si può agire per accelerarne l'implementazione:
 - **osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT**, ai fini della migliore gestione del bilanciamento del sistema e della regolazione della tensione e della potenza attiva;

- **regolazione della tensione delle reti MT**, per aumentare la cosiddetta *hosting capacity* della rete in MT.
- Si ritiene che vada adeguatamente sostenuta, con **l'intervento sulla remunerazione** di cui si è detto più sopra e, ove possibile utilizzando fondi strutturali e di investimento europei (come fatto nella pianificazione 2007-13 e previsto in quella 2014-20), la realizzazione delle soluzioni già messe a punto, partendo dalle aree nelle quali vi è elevata concentrazione di impianti a fonti rinnovabili o è attesa maggiore diffusione, individuate dall'Autorità. Gradualmente, la maggiorazione della remunerazione dovrà calare, fino a rendere ordinari tali interventi.
- Nel frattempo, con lo stesso approccio, andranno **avviate nuove sperimentazioni** che riguarderanno:
 - analoghi interventi sulle reti in bassa tensione e, ove necessario, anche l'alta tensione;
 - la gestione locale, da parte dell'impresa di distribuzione, di servizi di regolazione di tensione e di potenza attivi da parte di utenti attivi posizionati nelle reti in media tensione;
 - la partecipazione della generazione distribuita alla rialimentazione di porzioni di rete.
- Sempre a livello sperimentale, è stata recentemente avviata, seppure in contesti particolari come le **piccole isole non interconnesse**, la realizzazione di progetti che, nel rispetto delle condizioni di sicurezza e continuità della fornitura, consentano un elevato apporto di fonti rinnovabili. Tale sperimentazione dovrà essere rapidamente attuata, in modo da trarne spunti auspicabilmente utili anche per la terraferma.
- Proseguirà, nel contempo, l'attività di ricerca per sperimentare l'integrazione con sistemi di accumulo a vari livelli di tensione, veicoli elettrici, *demand side management* e collettività dell'energia rinnovabile.
- In proposito, andranno **utilizzati in modo coordinato strumenti** come la **ricerca di sistema**, i **programmi europei e internazionali**. A livello europeo, ad esempio, l'Italia coordina il Programma congiunto sulle reti intelligenti – JPSG - di EERA, l'Alleanza europea per la ricerca energetica, che riunisce 40 centri di ricerca pubblici europei e università che hanno accettato di condividere risultati e informazioni e

coordinare l'utilizzo delle infrastrutture di ricerca. Sempre a livello europeo, l'Italia partecipa attivamente all'ETIP SNET, piattaforma europea per la tecnologia e l'innovazione delle reti intelligenti per la transizione energetica e ai suoi gruppi di lavoro che includono una moltitudine di stakeholder europei e esperti del settore energetico. A livello internazionale, l'Italia ha assunto la leadership, insieme a India e Cina, della Challenge relativa alle smart grids di Mission Innovation, iniziativa lanciata in occasione della COP21 di Parigi.

- L'ulteriore diffusione di tali tecnologie dipenderà strettamente dall'efficacia delle stesse e dall'evoluzione costi, ma anche **dall'adeguamento del quadro normativo e regolatorio**, che dovrà **tempestivamente recepire** gli esiti dell'innovazione e promuovere una logica di investimento fondata su dettagliate analisi costi benefici.
- Va infine evidenziato che anche in tale ambito il Clean Energy package della Commissione rafforza le responsabilità dei distributori attraverso la previsione di piani di sviluppo delle reti e delle infrastrutture mirati rispetto ai nuovi compiti assegnati e coordinati con il TSO e sottoposti all'approvazione dell'Autorità di regolazione.

Interventi per la Resilienza

- Considerata l'**intensificazione di eventi meteorologici** estremi e la scarsa capacità della rete di rispondere prontamente a tali eventi, è necessario richiedere ai gestori delle reti piani di investimento specifici e definire nuovi standard di resilienza, che si affianchino ai tradizionali standard di qualità del servizio. A tal riguardo è opportuno promuovere prassi di valutazione e progettazione delle infrastrutture elettriche che considerino il trend di cambiamento delle condizioni climatiche.
- Un sistema resiliente è in grado di “reagire” agli eventi severi che ne compromettono il funzionamento, minimizzando i disservizi. Nella definizione di resilienza è insito il concetto di capacità adattiva della rete elettrica a eventi estremi, che attiene sia **alla tenuta del sistema**, ancorché con prestazioni degradate, a fronte di tali eventi, **sia al ripristino rapido e al ritorno** (*fast recovery*) alle condizioni normali di esercizio a seguito di un disservizio esteso determinato da condizioni di stress anche superiori ai limiti di progetto, in modo da ridurre l'energia non fornita.
- E' stato avviato dall'Autorità per l'energia il lavoro del "**Tavolo Resilienza**", condiviso con soggetti tecnici specializzati e i principali stakeholder del settore, finalizzato alla introduzione anche di nuovi meccanismi per aumentare la responsabilizzazione delle imprese distributrici e di Terna per le interruzioni causate da eventi meteorologici i cui effetti vanno oltre i limiti di progetto, in base ai quali sono realizzate le reti elettriche.
- Il **Ministero dello Sviluppo Economico**, a valle del lavoro della commissione d'indagine sul caso Abruzzo e Marche, ha definito primi indirizzi ai gestori di rete affinché individuino rapidamente piani di intervento con precisi tempi di attuazione e aree prioritarie e organizzato confronti tecnici con i gestori per verificare le misure predisposte per la prossima stagione invernale. Saranno inoltre predisposte tutte le azioni di natura legislativa eventualmente necessarie per attuare con urgenza i piani.
- Relativamente alla capacità di **rafforzare la tenuta del sistema**, le azioni includono:
 - l'irrobustimento dei componenti: dispositivi antighiaccio, irrobustimento dei sostegni/conduttori, sostituzione dei conduttori nudi in cavo (aereo o interrato);
 - l'introduzione di ridondanze: incremento di nuovi collegamenti per una maggiore magliatura della rete di trasmissione e delle possibilità di controalimentazione per le reti di distribuzione;

- interventi sulle stazioni elettriche;
- l'adozione di soluzioni avanzate (smart) di gestione di rete;
- l'implementazione di contro-alimentazioni tra livelli di tensione diversi e la separazione in sotto-reti in modo da limitare la propagazione del disturbo e consentire la corretta alimentazione degli utenti almeno nelle aree non colpite.
- La capacità di ridurre velocemente gli effetti degli eventi (**fast recovery**) è collegata sia all'organizzazione, alle risorse umane e strumentali da mettere in campo nella fase emergenziale, all'addestramento, ma anche al coordinamento con le istituzioni e con gli enti coinvolti nell'emergenza. A tal riguardo, è importante anche la messa a punto di procedure per prevenire o fronteggiare in modo tempestivo eventi non strettamente connessi al funzionamento del sistema elettrico (es. cadute di alberi, chiusura di strade necessarie per accedere alle infrastrutture).
- Una gestione ottimale delle reti di trasmissione e distribuzione, in caso di emergenza meteorologica, può essere condotta potenziando i meccanismi di messa in allerta di **squadre per il ripristino veloce** delle linee interrotte e, ove possibile, di riconfigurazione dei collegamenti di rete e messa in servizio di gruppi elettrogeni per le utenze delle reti disalimentate. Sono da valorizzare inoltre le soluzioni di tipo *smart grid* per la ripartenza di sistemi isolati mediante la sola generazione distribuita.
- I concessionari di rete devono applicare, in parallelo alle azioni già pianificate, un **approccio di tipo predittivo** per attivare le strutture organizzative e le risorse di ripristino del servizio, prima ancora che il guasto abbia luogo, quando cioè viene previsto con sufficiente confidenza l'accadimento di un fenomeno che avrà impatto sul sistema elettrico.
- E' inoltre necessario promuovere un **più stretto coordinamento tra operatori di rete e Enti Locali** per elaborare dei piani locali per la gestione affiancata dell'emergenza (es. sgombero strade, ripristino viabilità locale, manutenzione alberi fuori dalle fasce di rispetto).
- Anche il Clean Energy package affronta il tema della preparazione ai rischi in relazione ai rischi di natura transfrontaliera (dalle emergenze climatiche agli attacchi cibernetici) ponendo grande attenzione al coordinamento delle attività di prevenzione e di risposta oltretutto all'armonizzazione delle procedure, ivi compresa la definizione degli scenari di crisi.

Semplificazione autorizzativa

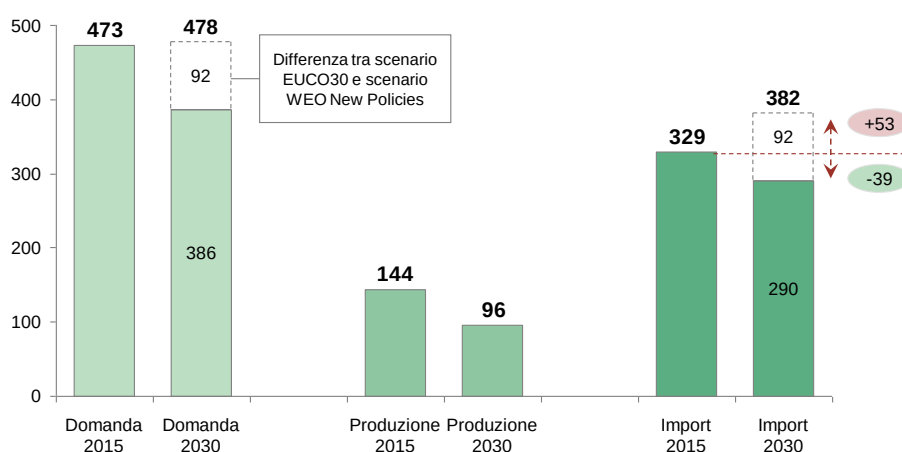
- Lo scenario di politiche attive richiede **processi autorizzativi in linea con le tempistiche** richieste per la trasformazione del sistema e per assecondare il processo di decarbonizzazione della produzione (vedi Focus box phase out da carbone).
- La **normativa nazionale di recente recepimento della direttiva comunitaria in materia di VIA** consente di ridurre i tempi di conclusione dei procedimenti autorizzativi; in ogni caso, si renderanno necessarie iniziative del Ministero dello sviluppo economico al fine di accelerare le modalità valutazione o ridurre la frequenza della procedura di valutazione ambientale strategica dei Piani di Terna. Potranno essere valutate, inoltre, eventuali modalità di strutturazione dei contenuti ambientali dei Piani di Sviluppo, attraverso apposite linee guida del Ministero dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare che consentano la semplificazione della VAS.
- Sono inoltre necessarie procedure efficienti per interventi quali **accumuli e pompaggi idroelettrici**, rafforzando la cooperazione con gli enti territoriali.
- Sarà necessario aggiornare la disciplina che riguarda le **condizioni di esercizio degli impianti termoelettrici**, disciplinando anche eventuali fasi (tempi massimi e modi) di sospensione temporanea dell'esercizio, integrando la normativa che riguarda le fasi di messa fuori esercizio e dismissione dell'impianto e definendo un procedimento utile a promuovere la modifica di siti esistenti in direzioni necessarie al sistema (es. maggiore flessibilità).

Settore Gas

La situazione attuale

- Negli ultimi 10 anni, nonostante una domanda in calo del 13%, il mercato europeo del gas ha visto crescere la propria dipendenza dalle importazioni per via del calo della produzione interna (-38%). Le previsioni di domanda europea al 2030 variano significativamente, in un range tra 386 e 478 miliardi di metri cubi⁵³, in funzione delle previsioni in merito alle politiche energetiche che saranno adottate dagli Stati Membri per rispondere agli obiettivi posti dal *Clean Energy Package* e all'annuncio di fase out dal carbone annunciato da alcuni di essi; negli scenari meno penalizzanti per i consumi di gas si prevede un ulteriore aumento della dipendenza dalle importazioni (dal 70% circa dei consumi nel 2015 fino all'80% nel 2030) ed una crescita dei volumi importati fino a +53 miliardi di metri cubi rispetto al 2015.
- Con un incremento dei consumi pari a 30 miliardi di metri cubi (+6,5% anno su anno) i dati 2016 confermano i segnali già registrati nel 2015 di inversione di tendenza, dopo il forte calo registrato nei consumi europei tra il 2007 ed il 2014, conseguenza sia di un ritorno a temperature nella norma, sia di un incremento dei consumi del parco termoelettrico.

Figura 39 Domanda, produzione ed importazioni nette in Europa (Bcm)

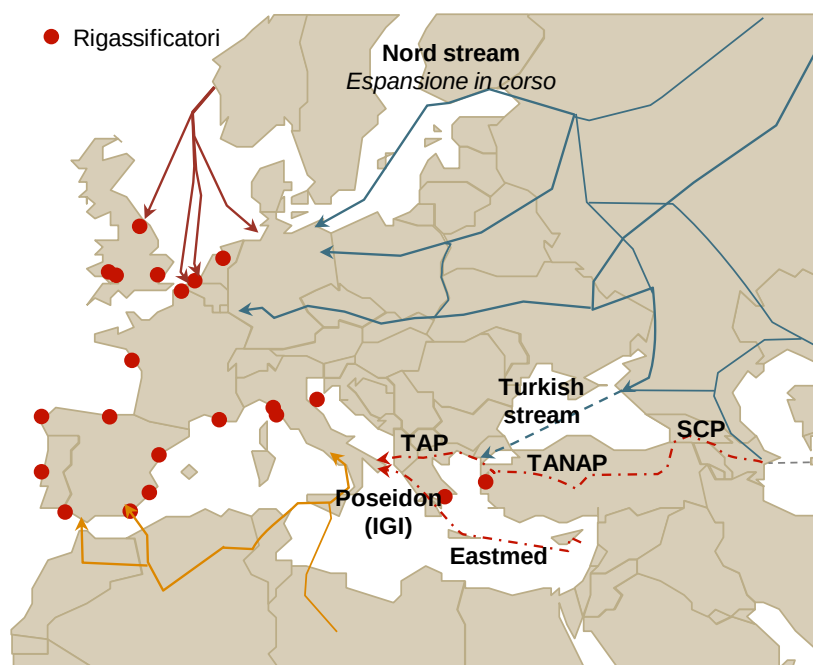


Fonte: IEA WEO 2016, EU CO 2030

⁵³ Secondo scenari "EUCO30" (EU) e "WEO - New Policies Scenario" (IEA)

- Ne consegue che nei prossimi anni sicurezza e resilienza del sistema gas saranno ancora temi prioritari. A tal fine l'Europa si sta adoperando per la **costruzione di nuovi gasdotti che consentano il collegamento a nuove fonti di approvvigionamento**, anche per ridurre il peso delle importazioni di gas russo (Apertura del Corridoio Sud per l'import di gas azero attraverso i gasdotti TANAP-TAP; progetto EastMed-Poseidon per l'importazione di gas dai giacimenti offshore nel Mediterraneo sudorientale), la costruzione di nuovi impianti di rigassificazione (Dunkerque) e l'ampliamento delle capacità di stoccaggio (ad esempio in Germania, Francia e Spagna).
- A questi si affiancano ulteriori progetti promossi da parte russa per il potenziamento delle infrastrutture di importazione gas dalla Russia, al fine di evitare il transito del gas russo lungo la rotta ucraina, come il raddoppio del gasdotto NordStream, o come diversificazione delle rotte, come previsto dal progetto TurkStream, con una delle due linee destinata ad alimentare da sud le forniture di gas russo all'Europa, in aggiunta a quella destinata a fornire gas russo alla Turchia.

Figura 40 Principali pipeline e rigassificatori esistenti e in corso di sviluppo per EU



Fonte: Gas Infrastructure Europe

- L'importanza del gas nell'ambito della sicurezza energetica è ancora più rilevante a livello nazionale, dal momento che l'Italia è il terzo mercato europeo per consumo di gas naturale (circa 67 miliardi di metri cubi nel 2015), con una dipendenza

dall'import superiore alla media europea (90% circa rispetto ad una media comunitaria del 70%).

- Tra i paesi europei l'Italia è quello con la più alta dipendenza dal gas, che rappresenta circa il 35% dei consumi energetici primari ed il 40% della produzione lorda di energia elettrica nel 2015 (rispettivamente il 15% ed il 4% in Francia, il 20% ed il 17% in Spagna, il 23% ed il 12% in Germania).
- I dati del 2016 confermano questo quadro con un consumo di circa 71 miliardi di metri cubi nel 2016 (+5,0% sul 2015-valori provvisori) ed una dipendenza dall'import per circa il 92% del proprio consumo di gas. Il gas naturale ha mantenuto pressoché stabile la propria incidenza sui consumi energetici primari mentre ha leggermente incrementato il peso sulla produzione lorda di energia elettrica, passata dal 40 al 42%.
- La produzione nazionale di gas nel 2016, nonostante le riserve ancora disponibili, è calata a circa 5,8 miliardi di metri cubi anno (-14,6% sul 2015), coprendo circa l'8% dei consumi, a causa dei limiti introdotti alle operazioni offshore e per le difficoltà ad operare in un contesto territoriale ormai generalmente avverso a tali attività e al complesso iter burocratico legato alle intese regionali.
- L'Italia ha un **sistema di stoccaggi di gas in sotterraneo importante**: una capacità a regime di 12,8 miliardi di metri cubi di stoccaggio commerciale, utilizzato per garantire il ciclo di iniezione estiva ed erogazione invernale a vantaggio prevalentemente del consumo domestico e della continuità degli approvvigionamenti durante l'inverno. A questi si aggiungono 4,6 miliardi di metri cubi di riserva strategica permanentemente stoccati, utilizzabili in caso di emergenza (solo in caso di lunghe riduzioni degli approvvigionamenti che causino l'esaurimento degli stoccaggi commerciali).
- Ai fini delle analisi in merito **alle condizioni di sicurezza e resilienza** del sistema del gas italiano, occorre tenere presente che una fonte di approvvigionamento di gas è meno sostituibile rispetto al petrolio, a causa del modello di trasporto fisico via gasdotto che offre minor flessibilità rispetto al trasporto via mare, generalmente utilizzato per il greggio. In tal senso lo sviluppo del GNL trasportato tramite navi metaniere, sempre più consistente a livello globale, rappresenta un'opportunità per migliorare la flessibilità di approvvigionamento del gas naturale. Questo acquisirà ancora maggiore flessibilità con lo sviluppo degli impianti galleggianti sia di liquefazione che di rigassificazione (Floating Liquefied Natural Gas-FLNG - e

Floating Storage and Regasification Units – FSRU), che hanno costi e tempi di sviluppo vantaggiosi rispetto a quelli degli impianti classici di liquefazione/rigassificazione onshore o offshore.

- Analizzando le **potenziali criticità** derivanti da eventuali interruzioni delle forniture di gas dagli attuali Paesi esportatori verso l'Italia, ponendosi nello scenario potenzialmente più critico, come previsto dalle regole di sicurezza europee in base alla così detta **regola N-1** (interruzione delle forniture di gas russo, ad oggi la maggior fonte di importazione), emerge quanto segue:
 - la **dipendenza dalla Russia** del sistema energetico italiano è aumentata nel tempo: dei 65,3 miliardi di metri cubi importati complessivamente nel 2016 (+6,7% rispetto al 2015), la Russia fornisce circa il 41,3% (pari a circa 27 miliardi di metri cubi), equivalenti ad un peso sui consumi complessivi nazionali di gas del 38% ;
 - nel caso di una **sospensione totale e prolungata delle importazioni dalla maggiore delle fonti di approvvigionamento** (ad esempio blocco o incidente rilevante dei gasdotti che attraverso Ucraina, Slovacchia ed Austria portano il gas russo in Italia), è molto difficile ipotizzare di poter approvvigionare circa 27/30 miliardi di metri cubi da fonti di approvvigionamento diverse, anche accettando un sensibile innalzamento dei prezzi. Occorre infatti considerare che anche gli altri paesi europei sarebbero probabilmente in una situazione analoga (oltre il 30% della domanda europea è soddisfatta dalla Russia). Si riportano di seguito le possibili fonti di fornitura alternativa:
 - **Algeria**: la possibilità di incrementare in futuro i volumi importanti dipende dalle negoziazioni in corso dei contratti in scadenza al 2019, che dovranno tenere conto sia della **effettiva disponibilità aggiuntiva di gas per l'export** in funzione della crescita della domanda interna algerina e delle altre opportunità di export del gas algerino (verso la Spagna o tramite GNL), sia delle future dinamiche dell'**aggiornamento dei prezzi** di fornitura, dato che quelle dei contratti in scadenza hanno portato le imprese importatrici italiane a ridurre i volumi nel 2014 e 2015 e rinegoziare parzialmente gli accordi di fornitura, con conseguente positiva inversione di tendenza nel 2016;
 - **Libia**, caratterizzata ancora da una situazione di instabilità;
 - **Norvegia**, da cui potrebbero venire solo limitati volumi aggiuntivi;

- **Olanda**, che ha ridotto di molto le sue produzioni in terraferma con un export verso l'Italia più che dimezzato nel 2016 (2,2 miliardi di metri cubi contro 4,9 miliardi del 2015);
- **Azerbaijan**: diverrà presto un nuovo fornitore di gas all'Italia, migliorando i livelli di sicurezza sopra descritti. Il Consorzio azero Shah Deniz II utilizzerà il progetto TANAP, che collegherà Azerbaijan, via Georgia, alla Grecia attraversando tutta la penisola anatolica, ed il Trans Adriatic Pipeline (TAP) dalla Grecia all'Italia attraverso l'Albania e il mar Adriatico come rotta per il trasporto del gas azero in Europa. Il volume di importazioni previsto è di 8,8 miliardi di metri cubi annui per 25 anni, che potranno essere aumentati di altri 10 miliardi senza realizzare altre infrastrutture in territorio italiano.
- Per quanto riguarda il GNL, il terminale di rigassificazione di Panigaglia ha limiti di operatività derivanti dalla stazza delle navi che possono attraccare e può approvvigionarsi sostanzialmente dai terminali algerini e spagnoli (mediante "reloading" su navi di stazza inferiore); il terminale offshore OLT, posizionato al largo della Toscana, ad oggi non ha contratti di approvvigionamento di lungo periodo ma importa carichi spot nell'ambito del servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio e per il servizio di peak shaving (a dicembre del 2016 si è avuto il primo carico di GNL proveniente dagli USA, nuovo player internazionale, scaricato presso questo terminale); il terminale offshore Adriatic LNG, a largo di Rovigo, che opera in regime di esenzione per l'80% della capacità di rigassificazione con contratti di lunga durata, ha operato nel 2016 circa al 70% circa della capacità importando GNL dal Qatar (con una percentuale di utilizzo molto sopra la media UE). Tali importazioni potrebbero in caso di emergenza essere incrementate, per quanto con capacità residua limitata. anche con forniture non necessariamente provenienti dal Qatar (l'import di GNL dal Qatar nei primi 6 mesi del 2017 è ammontato a circa 4 miliardi di metri cubi, equivalenti all'11,3% dell'import totale italiano).
- Come hanno mostrato i risultati di uno stress test realizzato recentemente, in uno **scenario di blocco totale della maggiore fonte di import esteso a un intero inverno**, l'impatto sul sistema gas italiano, nello scenario migliore, prevede principalmente un aumento delle importazioni dalle altre direttrici, l'intenso utilizzo di tutti gli stoccaggi commerciali di modulazione ed un limitato utilizzo dello stoccaggio strategico. I rischi di copertura sarebbero limitati solo in caso di punte di freddo

eccezionale nell'ultima fase invernale. Si avrebbe invece un importante effetto negativo sulla performance di picco giornaliera del sistema. Nello scenario peggiore, e nell'ipotesi di trovare solo in parte forniture alternative, sarebbe invece necessario l'utilizzo totale degli stoccaggi commerciali e di una parte significativa dello stoccaggio strategico, con un potenziale deficit del sistema per la copertura della punta, che comporterebbe interventi preventivi per la riduzione della domanda.

- Infine, nel caso di una **interruzione delle forniture della maggiore fonte di import per un solo mese** la mancanza di flusso potrebbe essere compensata da un maggiore utilizzo delle altre rotte di approvvigionamento, dell'incremento di importazioni di GNL, da un maggior prelievo da stoccaggi di modulazione, e dall'eventuale utilizzo del servizio di “peak shaving” dai terminali di rigassificazione aderenti al servizio.
- Come considerazione di ordine generale relativa allo sviluppo di nuove infrastrutture occorre inoltre tenere presente che **la visione strategica di queste non deve essere riferita al solo livello “nazionale” ma bensì a quello “europeo”**, che valorizza gli scambi e la solidarietà fra i Paesi membri in ambito sicurezza energetica, viste le possibilità di attivare il “reverse flow” da sud verso nord utilizzando la rete italiana anche per il transito del gas a favore dei paesi del centro Europa, con tariffe indirettamente a carico dei consumatori di quei paesi. L'Unione europea prevede infatti una crescente integrazione dei mercati nazionali del gas in uno scenario di maggiore interconnessione fisica, anche per attuare le **misure di solidarietà** previste dal nuovo Regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento gas e per le politiche di riduzione dell'uso del carbone in vari Stati membri.
- Per far fronte quindi alla **crescente variabilità degli scenari** di importazione e rendere possibile il ruolo dell'Italia nel garantire la sicurezza energetica europea e la continuità degli approvvigionamenti, l'Italia ha avviato un percorso di incremento della capacità di trasporto della rete nazionale del gas, che comprende la possibilità dell'inversione dei flussi fisici dal sud verso il nord Italia, con un investimento di oltre 700 milioni di euro, in gran parte già effettuato da Snam Rete Gas. Il progetto è articolato in due fasi:
 - la **prima fase** è stata finalizzata all'aumento della capacità di trasporto della rete nella Pianura Padana, per garantire la continuità delle forniture nel caso di interruzioni prolungate delle importazione dal Nord Europa e creare i

presupposti per l'export verso la Svizzera (tramite il gasdotto Transitgas) e l'Austria (tramite il gasdotto TAG). Già da ottobre 2015 è possibile trasportare circa 5 milioni di metri cubi al giorno di gas (circa 2 miliardi di metri cubi l'anno) verso la Svizzera, attraverso il punto di interconnessione di Passo Gries (in alternativa ai 18 milioni di metri cubi/giorno esportabili verso l'Austria);

- la **seconda fase** del progetto, il cui completamento è previsto nel 2018, prevede l'incremento della capacità di export dall'Italia fino a 40 milioni di metri cubi/giorno (circa 13 miliardi di metri cubi /anno), che potranno transitare tutti a Passo Gries o fino a un massimo di 18 milioni di metri cubi/giorno a Tarvisio e la parte restante al nodo elvetico. Il gas arrivato in Svizzera dall'Italia potrebbe poi proseguire verso la Francia (fino a 9,5 milioni di metri cubi al giorno) e la Germania (fino a 22 milioni di metri cubi al giorno).
- In sintesi, l'Italia si troverà ad affrontare, in particolare a partire dal 2019, **molteplici criticità che potrebbero impattare sulla fornitura di gas** e che richiedono un approccio strategico:
 - i contratti commerciali di fornitura gas con l'Algeria dei principali importatori (Eni, Enel, Edison) termineranno nel 2019 ed essendo tuttora in corso le rinegoziazioni dei rinnovi, non sono ancora stati definiti i volumi destinati all'esportazione da questo Paese, dipendenti anche dai futuri investimenti in ricerca e produzione di idrocarburi in Algeria che dovrebbero essere effettuati per mantenere l'attuale livello di produzione;
 - i contratti di transito del gas algerino attraverso il gasdotto TTPC in Tunisia scadranno anch'essi nel 2019 e i connessi nuovi negoziati andranno condotti in parallelo con quelli di fornitura di gas algerino; inoltre la titolarità dei diritti di transito passerà dalla Società attuale in cui è presente Eni all'operatore tunisino;
 - non si hanno certezze relativamente agli sviluppi della situazione in Libia, che potrebbe avere riflessi sugli impianti di produzione e sul gasdotto Green Stream di esportazione verso l'Italia;
 - i contratti di transito di gas russo attraverso l'Ucraina – da dove transita il gas russo diretto in Italia – scadranno nel 2019 e Gazprom, esportatore e produttore, ha affermato di non voler rinnovare gli accordi con la controparte ucraina, ma di voler portare avanti progetti di gasdotti alternativi di

“aggiramento” di tale rotta (Nord Stream 2 e Turk Stream). Per mantenere comunque operativa tale rotta, a margine del G7 Energia di Roma dello scorso aprile, su proposta della Presidenza italiana, gli operatori delle reti di trasporto italiana e slovacca, Snam e Eustream, hanno siglato con le loro controparti ucraine (Naftogaz e UkrTransGaz), un accordo di cooperazione rivolto al mantenimento in buone condizioni operative della rete ucraina di trasporto del gas. Il mantenimento in buono stato di questa rete è infatti di interesse europeo anche per il periodo post 2019;

- contestualmente alla scadenza dei transiti attraverso l'Ucraina nel 2019, la realizzazione del raddoppio del Nord Stream avviata da parte russa, potrebbe avere come risultato, almeno transitorio, che l'Italia dovrebbe approvvigionarsi per tutto il gas russo necessario via Germania, con un mutamento di rotte attraverso l'Europa e con possibili costi aggiuntivi che dovrebbero essere sostenuti per potenziare le interconnessioni intra-europee, che potrebbero poi riverberarsi sul prezzo all'ingrosso italiano. Inoltre un volume così importante di gas concentrato in un unico punto di entrata, a parte i rischi per la sicurezza delle forniture, di fatto renderebbe la Germania un hub centro europeo dove si formerebbero i prezzi, rendendo strutturale lo spread di prezzo tra il sistema italiano ed il nord Europa, dato che il prezzo all'ingrosso al PSV diverrebbe pari a quello tedesco più i costi aggiuntivi di trasporto, aumentando il divario di competitività per le imprese italiane. In questo contesto si sono inserite le nuove sanzioni USA alla Russia, Iran e Corea del Nord, stabilite con provvedimento del Presidente USA del 2/8/2017, che hanno un potenziale impatto diretto anche su tale progetto. Esse conferiscono all'amministrazione americana la discrezionalità di imporre sanzioni a qualsiasi impresa che contribuisca allo sviluppo, alla manutenzione, all'ammodernamento o alla riparazione di gasdotti per l'esportazione di energia dalla Federazione Russa, comprese le infrastrutture che trasportano risorse energetiche in Europa. Con le stesse misure, a meno di non ritenerlo contrario al proprio interesse nazionale, gli USA potranno sanzionare entità straniere impegnate in progetti petroliferi speciali con società russe ovunque nel mondo. Queste misure non saranno comunque applicate a progetti i cui contratti siano stati finalizzati prima del 2/8/2017 (sono state stabilite altre date in funzione della tipologia dell'investimento e del progetto energetico).

- la produzione in alcuni dei principali Paesi europei - Olanda e Regno Unito – è in fase calante.
- Allo stesso tempo emergono in questo quadro di crescente complessità alcuni **elementi positivi che possono aiutare a migliorare la sicurezza** complessiva degli approvvigionamenti per l'Italia:
 - l'apertura del Corridoio Sud, operativo dal 2020 con l'arrivo del gas azero attraverso il Corridoio Sud per circa 8,8 miliardi di metri cubi aggiuntivi attraverso una rotta del tutto indipendente da quelle attuali di fornitura all'Italia;
 - la scoperta dell'importante giacimento Zohr di gas nell'offshore egiziano da parte dell'Eni, che entrerà in produzione entro il 2017 e coprirà la domanda egiziana per i prossimi decenni, lasciando potenziali spazi, anche se ridotti, per l'export di GNL nel Mediterraneo;
 - lo sviluppo dei giacimenti di gas rinvenuti nel Mediterraneo orientale (bacino del Levante, interessante Israele, Cipro e Libano), che potrebbe essere effettuato sia mettendo a fattor comune le infrastrutture di trasporto e di export egiziane, con potenziali nuove interconnessioni verso i due terminali di liquefazione esistenti di Damietta e Idku (capacità totale di circa 18 miliardi di metri cubi/anno) sia mediante il progetto EastMed di collegamento fra le risorse di gas del bacino del Levante e l'Europa, con un gasdotto off-shore via Creta, Grecia ed Italia. Tale progetto, dimostrato economicamente e commercialmente fattibile da uno studio co-finanziato dalla Commissione europea, potrà essere una via affidabile e indipendente di sviluppo di queste fonti di gas per assicurare in futuro una ulteriore diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento. Tale rotta appare pertanto quella di maggiore interesse europeo ed italiano e non è preclusiva, dati i notevoli volumi disponibili per l'export, rispetto ad altre ipotesi di export mediante un collegamento delle risorse israeliane del bacino del Levante anche con un gasdotto diretto verso la Turchia. Per l'implementazione del progetto si è svolta ad aprile 2017 a Tel Aviv una riunione quadrangolare fra i Ministri dell'Energia di Italia, Grecia, Cipro ed Israele, con la presenza del Commissario europeo all'Energia e Clima, e si è firmata una Dichiarazione congiunta per l'implementazione della collaborazione fra questi 4 Paesi. Successivamente a questa Dichiarazione si è impostato un Memorandum d'Intesa, finalizzato a supportare a livello Ministeriale il progetto EastMed, la cui firma dovrebbe avvenire entro la fine del 2017, e che porrà le

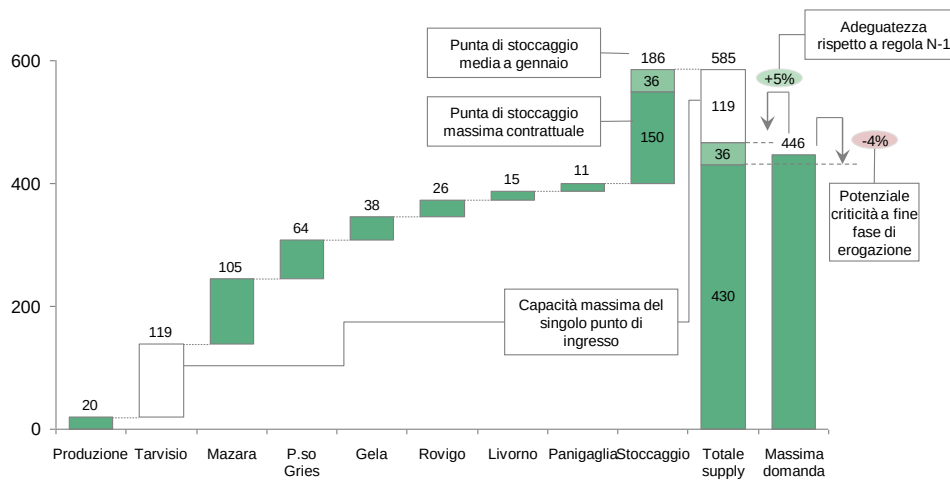
basi per un Accordo Intergovernativo che regoli più in dettaglio i termini della collaborazione fra i 4 Paesi interessati al gasdotto;

- l'avvio dello sviluppo del progetto Turk Stream, in combinazione con il progetto ITGI-Poseidon, consentirebbe di diversificare le rotte di approvvigionamento del gas russo verso l'Italia bilanciando il possibile raddoppio della rotta Nord Stream e consentendo al sistema europeo maggiore sicurezza degli approvvigionamenti nonché supportando lo sviluppo dell'hub italiano.
- In uno **scenario di mercato** che si sposterà progressivamente dai contratti long-term e take-or-pay verso forniture spot approvvigionate dai principali hub europei, la sicurezza e la competitività di approvvigionamento dipenderà sempre di più dalla capacità di mettere in competizione rotte e Paesi alternativi, via gasdotti e GNL, massimizzando i flussi commerciali effettivamente importabili dal mercato italiano alle migliori condizioni economiche.
- In termini di prezzi, si richiama il contesto di riferimento del mercato all'ingrosso nazionale e europeo precedentemente illustrato. I prezzi del gas sul mercato italiano continuano ad essere penalizzati da uno spread rispetto alle forniture spot dei principali mercati europei e dall'influenza dei residui contratti di lungo termine, indicizzati al petrolio e svincolati dall'equilibrio tra domanda e offerta della materia prima. Emerge quindi un'ancora incompleta integrazione del mercato italiano rispetto ai mercati più liquidi del nord Europa.
- L'Italia rispetta ancora la "**regola N-1**" che protegge la sicurezza delle forniture ai clienti tutelati (come prima definita dal Regolamento EU 994/2010⁵⁴ e ora dal nuovo Regolamento UE 1938/2017), tuttavia, in termini di sicurezza del sistema italiano gas, il **margin**e rispetto a picchi eccezionali di domanda ("domanda di punta") appare ad oggi **limitato**. Si osserva, infatti, che il margine di sicurezza rispetto alla domanda di punta è sceso al 105%, rispetto al 114% calcolato nel 2013.
- La riduzione del margine di sicurezza rispetto alla punta di domanda è principalmente dovuta alla diminuzione della capacità di erogazione massima

⁵⁴ La regola "N-1", prevista dall'art. 6 del Regolamento EU 994/2010, verifica se la capacità delle infrastrutture rimanenti, nel caso di un'interruzione della principale infrastruttura di approvvigionamento di gas, sia in grado di soddisfare la domanda totale di gas dell'area calcolata durante un giorno di domanda di gas particolarmente elevata che si osserva con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni. Valori del calcolo "N-1" superiori al 100%, indicano un sufficiente livello di margine delle infrastrutture per il sistema.

tecnica di stoccaggio⁵⁵, scesa da 230 Msm³/g nel 2013/14 a 186 Msm³/g nel 2015/16. Occorre considerare inoltre che verso la fine della stagione la capacità di erogazione di punta degli stoccaggi si riduce per effetto dell'erogazione avvenuta nei mesi precedenti (la prestazione massima contrattualmente garantita a febbraio è di 150 Msm³/g per un massimo di 3 giorni) evidenziando ulteriormente la possibile fragilità del sistema.

Figura 41 Analisi N-1 come da piano di sicurezza, mostrando variabilità stoccaggi tra 186 e 150 (Mscm/g)

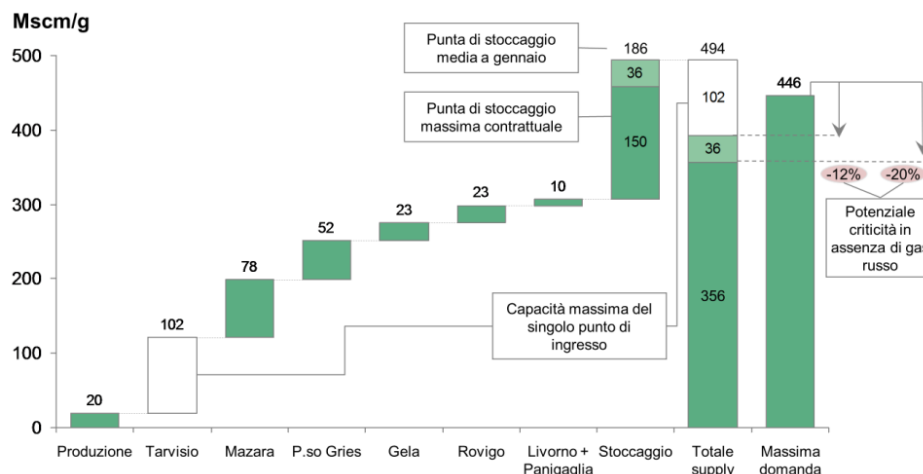


Fonte: MiSE

- La "regola N-1" inoltre considera la capacità tecnica massima dei punti di entrata ma non l'effettiva disponibilità di flussi di import in diversi momenti dell'inverno, come richiesto anche dal nuovo Regolamento UE sulla sicurezza di approvvigionamento recentemente approvato. Seguendo questo approccio le valutazioni svolte evidenziano che il sistema italiano potrebbe entrare in crisi in caso di interruzione della fonte di maggior approvvigionamento (N-1).

⁵⁵Erogabilità massima tecnica di stoccaggio, definita come la somma della capacità massima tecnica di prelievo giornaliera di tutti gli impianti di stoccaggio che può essere erogata ai punti di ingresso della rete nazionale, tenendo conto delle rispettive caratteristiche fisiche. La capacità massima utilizzata nel calcolo è la media mensile di gennaio, nell'ipotesi che non vi siano indisponibilità e che l'erogazione nei mesi precedenti avvenga in linea con gli impegni contrattuali.

Figura 42 Analisi resilienza sulle punte, con o senza fonte approvvigionamento principale (Mscm/g)



Fonte: MISE

- La **riduzione del margine di sicurezza** in caso di elevati picchi di domanda è dovuta anche ad un quadro regolatorio e legislativo che tra il 2006 ed il 2014 ha favorito soprattutto lo sviluppo di capacità di **spazio** di stoccaggio (utilizzata sempre più intensamente dagli operatori di mercato), mentre la capacità di erogazione giornaliera non è cresciuta proporzionalmente (e negli ultimi anni ha risentito di alcuni problemi operativi legati all'intenso utilizzo).
- Per **mantenere un margine di sicurezza** alla punta adeguato anche in condizioni di emergenza simili a quelle del febbraio 2012, oltre agli strumenti di fornitura di emergenza già predisposti (es. *peak-shaving*), ed in attesa di interventi infrastrutturali (es. incremento degli stoccaggi e sviluppo di nuove infrastrutture di importazione), sarà necessario valutare l'adeguatezza in futuro delle attuali misure di contenimento dei consumi (es. riduzione consumi clienti industriali, riduzione temperature riscaldamento, riduzione consumi del sistema elettrico alimentato a gas), come previsto dal nuovo piano di emergenza adottato lo scorso ottobre.

Gli obiettivi al 2030

- Stabilire un percorso che conduca ad un **sistema complessivamente più sicuro, flessibile e resiliente**, in definitiva più adatto a fronteggiare un contesto di mercato tendenzialmente più incerto e volatile, con la finalità di:

- incrementare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e con lo sviluppo di nuove infrastrutture di importazione, sia via gasdotto, che GNL, realizzate da soggetti privati;
- migliorare la flessibilità del sistema nazionale rispetto alle fonti di approvvigionamento, potenziando le dorsali di trasporto e le infrastrutture di connessione;
- migliorare il margine di sicurezza in caso di elevati picchi di domanda;
- coordinare i piani di emergenza nazionali con quelli degli altri Paesi che sono collegati al medesimo corridoio di approvvigionamento fisico, come previsto dal nuovo regolamento europeo sulla sicurezza del sistema del gas, stabilendo anche possibili misure di solidarietà tra Stati Membri.

Le linee d'azione nel settore del gas naturale

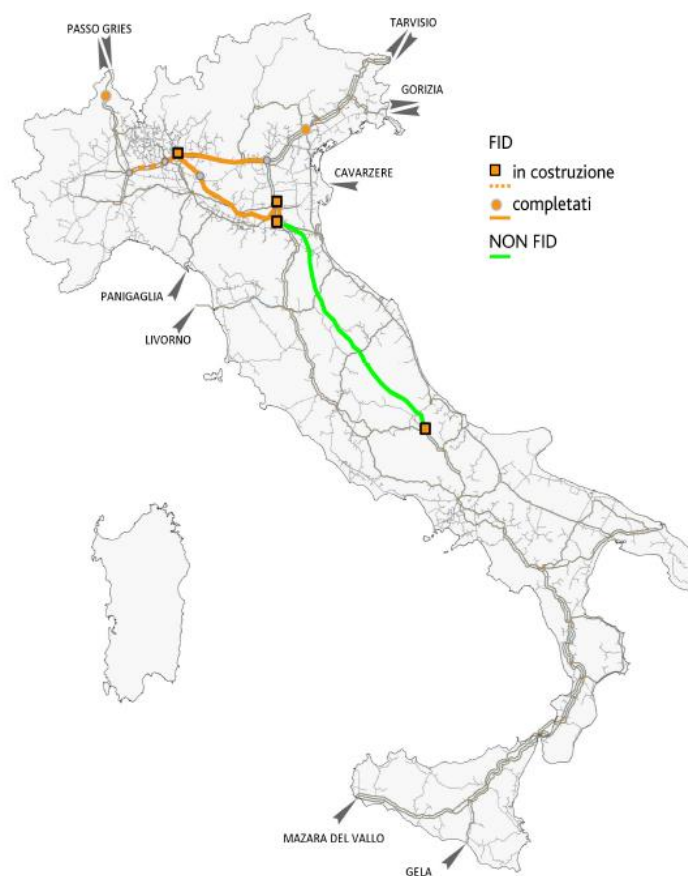
- L'obiettivo che si propone nella SEN 2017 è di stabilire un percorso per **arrivare a un sistema gas complessivamente più sicuro, competitivo, flessibile** (anche per rispondere alle crescenti esigenze di back-up e flessibilità richieste dal crescente peso delle fonti rinnovabili non programmabili sulla produzione di energia elettrica).
- Un'altra importante caratteristica del sistema gas che merita di essere sviluppata è la **resilienza**, ovvero la capacità di resistere a situazioni di crisi prolungate nel tempo. Infatti, anche per fare fronte alla prevista diminuzione della produzione nazionale e alla crescente esigenza di fronteggiare i rischi geopolitici connessi all'elevata dipendenza dagli approvvigionamenti di gas dall'estero è necessario attivare alcune urgenti iniziative.
- Con la recente approvazione del nuovo Regolamento europeo sulla sicurezza del sistema gas, le misure relative alla solidarietà tra gli Stati Membri in caso di gravi problemi di approvvigionamento si dovranno basare su un efficiente sistema di trasporto del gas anche (e soprattutto) per far transitare volumi provenienti da differenti rotte di approvvigionamento verso i mercati europei in crisi. Con la realizzazione delle infrastrutture previste l'Italia ha quindi l'opportunità di:

- differenziare la provenienza degli approvvigionamenti al sistema nazionale ai fini della propria sicurezza e di quella degli altri mercati europei, che potranno usufruire, non soltanto in caso di crisi, di altre fonti;
- ottenere benefici economici dalla possibilità che il gas possa transitare verso altri Paesi europei, siano essi dovuti alla crescente liquidità, alle tariffe di transito verso altri hub oppure agli accordi economici stipulati per fornire solidarietà ad altri Stati Membri in osservanza del nuovo Regolamento sicurezza.
- Le **iniziative** che si propongono, per il sistema del gas nazionale, valide a conseguire i risultati sopra elencati, possono essere suddivise in 3 ambiti:
 - iniziative di **potenziamento della flessibilità e resilienza** della rete nazionale di trasporto, sia in termini di funzionamento a regime, che in caso di emergenza, anche per fare fronte alle misure di solidarietà verso altri Stati Membri;
 - iniziative di **diversificazione della capacità di importazione**, mediante gasdotti e GNL, realizzati da soggetti privati;
 - iniziative per **migliorare il margine di sicurezza** in caso di elevati picchi di domanda.
- Le principali iniziative di potenziamento della rete nazionale di trasporto sono identificate nel Piano di sviluppo decennale 2016-2025 di Snam Rete Gas, e si raggruppano in due principali ambiti di intervento:
 - **sviluppare il mercato nord-ovest ed i flussi bi-direzionali transfrontalieri.** Queste infrastrutture, pianificate tra il 2016 e 2018 e in parte quindi già realizzate, serviranno a garantire flessibilità e sicurezza di alimentazione dell'area nord ovest e consentire capacità di esportazione da Passo Gries e da Tarvisio, che verrà potenziata fino a 40 MSm³/g complessivi⁵⁶. Il piano prevede anche il potenziamento della rete di trasporto da sud e da nord-est (attualmente in fase di studio) per adeguare la rete ad eventuali aumenti di capacità di importazione da gasdotto o da terminali GNL nel centro-sud Italia;

⁵⁶Fino 40 Msm³/g da Passo Gries, oppure fino a 22 Msm³/g da Passo Gries e fino a 18 da Tarvisio.

- **completare la nuova linea della dorsale adriatica.** Questo progetto, che traguarda il 2023, servirà ad incrementare la capacità di importazione da sud e superare le difficoltà di interventi di manutenzione sull'attuale dorsale costiera, che attraversa territori fortemente urbanizzati. Il progetto renderà disponibile nuova capacità di trasporto da sud (sia dalla Sicilia che dall'Adriatico) per circa 24 MSm³/g.

Figura 43 Principali progetti di sviluppo della rete nazionale



Fonte: SNAM

- Per quanto riguarda lo sviluppo e la **diversificazione della capacità di importazione**, si considera strategico perseguire due fronti in parallelo:
 - favorire lo sviluppo di gasdotti da sud per accedere a Paesi e rotte gas alternative alle attuali, che consentano la stipula di contratti di importazione di lungo termine con prezzi riferiti al mercato italiano;

- incrementare la capacità di importazione di GNL per favorire la partecipazione dell'Italia al mercato globale del GNL in concorrenza con i terminali del nord Europa.
- In merito allo sviluppo di nuove infrastrutture di importazione via gasdotto, sono ritenuti strategici i progetti:
 - **Apertura del Corridoio Sud. In Italia è iniziata la costruzione del TAP** (Trans Adriatic Pipeline), infrastruttura che verrà messa in funzione in un orizzonte di breve termine (entro il 2020) consentendo l'importazione di circa 8,8 miliardi di metri cubi all'annodi gas azero in Italia e con un potenziale incremento di capacità per ulteriori 10 miliardi di metri cubi all'anno;
 - **Progetto EastMed – Poseidon. Del tratto di interconnessione tra Grecia e Italia** è stata già autorizzata la costruzione e l'esercizio. Il progetto, in fase di sviluppo potrebbe consentire entro il 2025 l'importazione fino a 20 miliardi di metri cubi all'annodi gas proveniente dai giacimenti scoperti e dalle risorse potenziali aggiuntive presenti nel bacino del Mediterraneo dell'est, attraverso il progetto di gasdotto EastMed, nonché dalla Russia, attraverso la seconda linea del TurkStream.
- Vi sono, pertanto, in aggiunta alla prima fase del TAP, diverse possibilità per lo **scenario di medio periodo** (dal 2025):
 - ulteriori 10 miliardi di metri cubi all'anno, in caso raddoppio della portata del TAP per portare altro gas azero, o di altre aree del Caspio (realizzabile senza nuove infrastrutture in Italia, aumentando le centrali di spinta in Albania);
 - fino a ulteriori 20 miliardi di metri cubi all'anno, in caso di realizzazione del progetto Poseidon, alimentato con10 miliardi di metri cubi all'anno attraverso il progetto EastMed, per l'importazione di gas dal bacino off-shore israelo-cipriota, e per 10 miliardi di metri cubi all'anno da gas russo via TurkStream. I volumi di gas russo via TurkStream non andrebbero considerati come aggiuntivi ma come sostitutivi di parte delle importazioni attuali al punto di entrata di Tarvisio, al confine austriaco-italiano, non contribuendo pertanto alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento ma solo a quella delle rotte.
- L'orientamento è quello di far sviluppare questi gasdotti di importazione in regime di esenzione dall'obbligo di accesso dei terzi, con **investimenti privati** sostenuti dai

proponenti, **senza oneri sulla tariffa di trasporto italiana** e senza contributi a fondo perduto a carico della finanza pubblica italiana.

Focus box Possibili scenari di evoluzione della capacità di import

Scenario al 2020

Il gasdotto TAP (Trans Adriatic Pipeline) ha avviato i lavori nel primo semestre del 2016, dopo aver completato la fase di aggiudicazione dei contratti di appalto, ed è atteso per il 2020 (a regime dal 2021), con una capacità di 10 miliardi di metri cubi all'anno per la prima fase. Al momento è previsto un flusso di import di 8,8 miliardi di metri cubi all'anno di gas prodotto dai giacimenti ShahDeniz in Azerbaijan e vincolati da contratti long-term della durata di 25 anni. Il TAP rappresenta una continuazione dei gasdotti SCP (South Caucasus Pipeline) e TANAP (Trans Anatolian Pipeline).

Figura 44 percorso dei gasdotti SCP-TANAP-TAP e TurkStream (o TurkishStream)



Fonte: Trans Adriatic Pipeline (TAP), Gazprom

Scenario dal 2025

Lo scenario di lungo periodo prevede che entro il 2025 potrebbe entrare in esercizio il gasdotto IGI-Poseidon, che si affiancherebbe al raddoppio della capacità del gasdotto TAP, oppure potrebbe porsi come alternativa.

Il gasdotto IGI-Poseidon (Italy-Greece-Interconnection) dovrebbe sviluppare da 10 a 20 miliardi di metri cubi all'anno di capacità di importazione addizionale, e potrebbe portare in Europa:

Gas israelo-cipriota proveniente dal progetto EastMed

Gas russo, re-indirizzato in Italia attraverso il TurkStream (come rotta alternativa rispetto all'attuale punto di consegna a Tarvisio).

Figura 45 Percorso dei gasdotti TurkStream, EastMed, Poseidon (IGI)

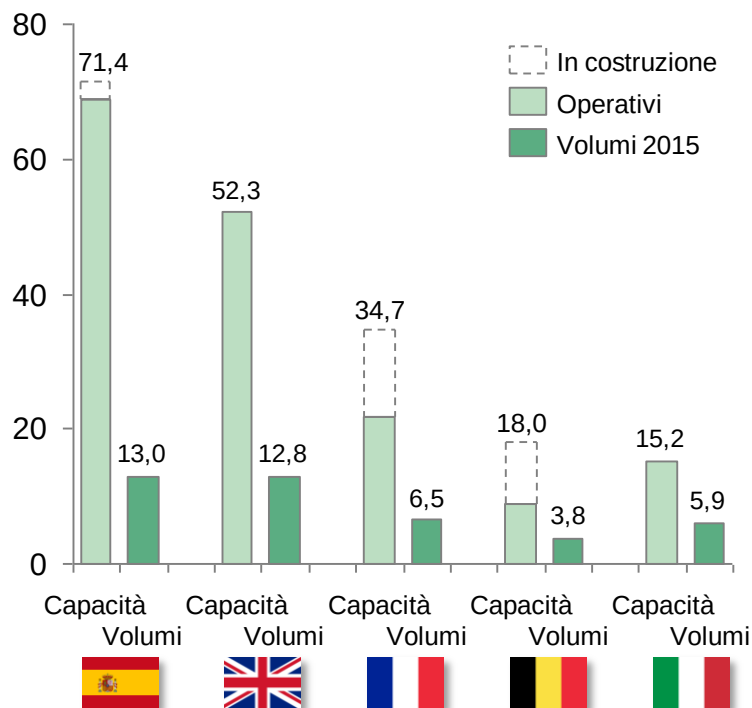
Fonte: Fonte: Trans Adriatic Pipeline (TAP), Gazprom

Il raddoppio della capacità del TAP, da decidere nel 2022, porterebbe ad un aumento capacità di importazione da 10 a 20 miliardi di metri cubi all'anno attraverso la realizzazione di due ulteriori stazioni di compressione in Grecia e Albania. La realizzazione della capacità aggiuntiva, ancora in fase di valutazione, permetterebbe l'aumento delle importazioni di gas azero, in caso di scoperta di nuovi giacimenti nel bacino di Shah Deniz o di gas da altre aree del Caspio.

Complessivamente dal 2025 la capacità di importazione addizionale potrebbe aumentare, rispetto al 2015, tra 10 miliardi di metri cubi all'anno (solo TAP fase 1) e 30 miliardi di metri cubi all'anno (TAP fase 1, IGI-Poseidon e raddoppio di TAP o di IGI-Poseidon), con un incremento dei volumi provenienti da fonti alternative a quelle attuali tra 8,8 miliardi di metri cubi all'anno (solo gas azero) e 30 miliardi di metri cubi all'anno (gas azero e gas israelo-cipriota). Ove uno dei progetti incrementali fosse usato per importare gas russo, l'effetto di diversificazione al 2025 sarebbe fino a 20 miliardi di metri cubi all'anno.

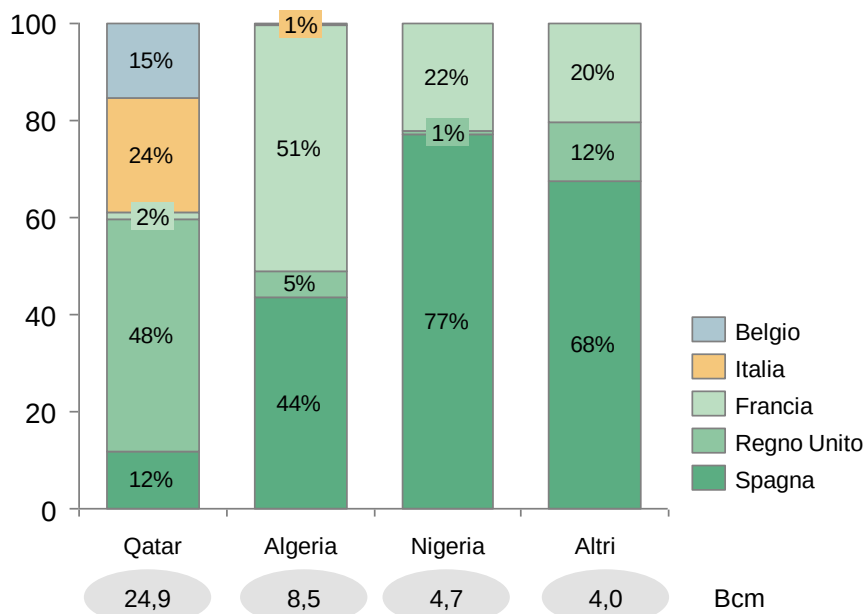
- L'importazione di **GNL** come fonte di approvvigionamento complementare alle forniture via gasdotto è una strategia adottata da molti Paesi. Dato l'aumento delle condizioni di incertezza e le possibili criticità – tutte verificatesi in passato ma mai tutte contemporaneamente – di interruzione delle forniture verso l'Italia via gasdotto, il Ministero dello sviluppo economico sta attivamente perseguendo una strategia di diversificazione e di aumento delle forniture di GNL, oggi provenienti quasi esclusivamente dal Qatar, e che coprono il 9% circa del fabbisogno interno di gas.
- La **capacità di rigassificazione sarà quindi un elemento fondamentale** per l'Italia in futuro, perché consentirà di cogliere le opportunità di un mercato GNL che si prevede in eccesso di offerta (*oversupply*) probabilmente fino alla prima metà del prossimo decennio, ed allo stesso tempo di gestire la maggior volatilità delle importazioni da sud (in particolare dall'Algeria), offrendo alternative di approvvigionamento per il mercato spot:
 - un mercato GNL in oversupply anche nel Mediterraneo dovrebbe consentire infatti l'accesso ad un portafoglio più ampio di fornitori (oltre al Qatar, ad esempio Algeria, Mozambico, USA, Egitto, Angola e Trinidad e Tobago) a prezzi competitivi, anche rispetto al gas via gasdotto, in virtù del lieve vantaggio logistico rispetto al nord Europa per i carichi provenienti da Suez.
- Altri Paesi affacciati sul Mediterraneo, come Francia e Spagna, sembrano comunque ad oggi meglio posizionati per cogliere le opportunità di un mercato GNL in oversupply, in virtù di:
 - maggior capacità di rigassificazione installata;
 - maggior disponibilità di capacità ancora non utilizzata per accogliere nuovi flussi di GNL;
 - maggior competitività dei servizi (es. re-loading su nave o su camion cisterna) e delle tariffe offerte;
 - maggior peso nel portafoglio dei principali Paesi esportatori di GNL.

Figura 46 Capacità di rigassificazione installata al 2015 o in corso di costruzione nei principali paesi europei (mld smc)



Fonte: Gas Infrastructure Europe,

Figura 47 Importazioni di GNL in Europa per paese di origine e destinazione (mld smc)



BP Statistica Review

- Ne consegue che, senza miglioramento della capacità di rigassificazione in Italia, i benefici di un mercato GNL in oversupply potrebbero beneficiare soprattutto gli altri Paesi europei a discapito della competitività dell'Italia.
- Dal 2016 è stato attivato dal Ministero dello sviluppo economico un **sistema innovativo di allocazione della capacità di rigassificazione per i terminali di GNL esistenti**, ed unico in Europa, di offerta con **aste** per un servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio. 1,5 miliardi di metri cubi di stoccaggio sono stati messi all'asta nell'ambito di tale servizio per l'anno di stoccaggio 2017 – 2018.
- Alla luce di queste considerazioni è **strategico per l'Italia rivedere il proprio posizionamento sul mercato del GNL nel Mediterraneo**, prima di tutto attuando una revisione del meccanismo di remunerazione dei servizi di rigassificazione (da tariffa ad asta) per migliorare la competitività degli impianti esistenti, misura deliberata recentemente dall'AEEGSI.
- Inoltre, come già previsto anche nella SEN 2013, per essere competitivi sul mercato del GNL potrebbe essere utile per l'Italia **valutare anche lo sviluppo di nuova capacità di rigassificazione**, al fine di superare le limitazioni degli impianti attualmente in esercizio.
- Il corretto dimensionamento della capacità addizionale di rigassificazione è determinato soprattutto dalla necessità di garantire che il GNL spot possa essere fonte marginale, in competizione con le altre fonti di gas spot (nord Europa, in futuro forse Algeria); tale dimensionamento verrà pertanto analizzato in seguito (si veda la parte del documento dedicata alle iniziative a supporto della competitività del sistema).
- Al fine di **aumentare sicurezza, diversificazione e competizione** per il sistema gas italiano, lo sviluppo di nuova capacità di importazione di GNL può rappresentare lo strumento necessario a garantire la presenza di più fonti di approvvigionamento spot che possano competere per la posizione di fonte marginale, mantenendo l'allineamento con i prezzi europei. Infatti:
 - l'allineamento ai prezzi dei mercati nord-europei diventerebbe possibile poiché in un mercato in oversupply il GNL tenderebbe a competere con il gas via gasdotto dai mercati nord europei, allineandosi tendenzialmente al prezzo TTF;

- considerando il vantaggio logistico per i carichi importati attraverso Suez, è ragionevole ipotizzare che il prezzo medio del GNL importabile in Italia sarebbe quindi non superiore al prezzo TTF;
- questa situazione ridurrebbe la pivotalità delle fonti di approvvigionamento via gasdotto permettendo di mantenere il mercato liquido anche in caso di volatilità delle importazioni da Algeria o Libia.
- A seguito di ulteriori approfondimenti successivi ai risultati della consultazione, l'ipotesi originariamente prevista di promuovere la realizzazione nel **breve termine**, di 4 miliardi di metri cubi di capacità di rigassificazione addizionali con garanzie a carico del sistema per consentire al GNL spot di essere fonte marginale e competere con i volumi dal nord Europa come fonte marginale è stata valutata non necessaria in questa fase, in quanto si ritiene più conveniente valutare gli effetti sulla attrattività dei terminali di rigassificazione italiani in funzione della recente introduzione delle aste per l'allocazione della capacità di rigassificazione. Inoltre, la stima del fabbisogno nel medio-lungo periodo (da 1 fino a 11 miliardi di metri cubi nella ipotesi di una domanda di 60 miliardi di metri cubi di gas al 2030 nello scenario di una quota del 55% di rinnovabili nel mix elettrico al 2030), risulta comunque variabile a causa dei numerosi elementi di incertezza che caratterizzano i possibili scenari futuri :
 - incertezza sui volumi di fornitura in corso di rinnovo da parte dell'Algeria dei contratti take-or-pay con l'Italia, in scadenza dal 2020;
 - incertezza in merito ai gasdotti che verranno effettivamente realizzati entro il 2030 (ed ai relativi flussi commerciali basati su contratti long-term);
 - incertezza infine sulle previsioni di domanda da parte del settore termoelettrico, variabili in funzione dei tradizionali fattori macro-economici e delle politiche energetiche sviluppate, anche da parte di altri Stati membri, nell'ambito del *Clean Energy Package*. Nello scenario di un aumento della quota di rinnovabili fino al 55% nella generazione elettrica al 2030 la domanda nazionale di gas del settore termoelettrico si ridurrebbe infatti di circa 4 miliardi, portando la domanda complessiva a 60 miliardi di metri cubi annui di gas.
- Data l'incertezza sugli **scenari di medio-lungo termine** non si ritiene perciò opportuno vincolare già oggi la scelta dell'assetto infrastrutturale dell'import di GNL di medio-lungo periodo, che potrà essere deciso quando gli scenari saranno più

definiti, dato che la funzione di consentire al GNL spot, mediante un altro terminale di rigassificazione, di essere fonte marginale e competere con i volumi dal nord Europa come fonte marginale, potrebbe essere assicurata, in uno scenario di domanda ridotta, dalla competizione fra i volumi provenienti dalle altre infrastrutture esistenti e già programmate.

- Per quanto concerne il miglioramento del margine di sicurezza in caso di picchi di domanda, oltre al contributo dato dalla capacità di importazione addizionale, sarà fondamentale incrementare la capacità di erogazione giornaliera di punta dagli stoccaggi, per recuperare il calo registrato negli ultimi 3 anni, e soprattutto per avere la flessibilità necessaria a gestire un mercato potenzialmente più volatile.
- A tal proposito si evidenzia che:
 - l'impresa maggiore di stoccaggio sta realizzando interventi per ripristinare entro il 2020 circa il 30% della capacità di erogazione di punta persa negli ultimi anni. Ulteriori interventi dovrebbero essere quindi programmati per il recupero integrale delle capacità di erogazione preesistenti, anche mediante la realizzazione di nuovi pozzi nelle aree già in esercizio, in sostituzione di quelli esistenti;
 - i progetti per nuovi stoccaggi già autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico dovrebbero portare entro il 2020 circa 57 MSm³/g di punta addizionale di erogazione (e 4,5 miliardi di metri cubi di spazio addizionale).
- Dalle analisi svolte risulta che il contributo dei nuovi progetti, insieme agli interventi di ripristino sugli stoccaggi esistenti, dovrebbero essere sufficienti a garantire un adeguato margine di sicurezza, supponendo che le prestazioni degli impianti attuali non subiscano ulteriori riduzioni e che i nuovi progetti realizzino le prestazioni ad oggi previste.
- Si ritiene pertanto opportuno che queste opere siano soggette ad un regime regolatorio che garantisca il ritorno sugli investimenti effettuati anche in caso di non pieno utilizzo delle capacità realizzate, in modo da incentivarne la realizzazione in tempi rapidi.

Focus Box Dettaglio sul fabbisogno di interventi sullo stoccaggio

Per quanto riguarda la capacità di stoccaggio, in Italia negli ultimi anni sono state rilasciate concessioni per tre nuovi impianti (Bordolano, Cornegliano, Cugno Le Macine), che potranno garantire una capacità addizionale di punta di $57 \text{ MSm}^3/\text{g}$ (di cui 13 già realizzati), pari ad un incremento del 25% della capacità di punta, ed una capacità di spazio incrementale di 4,5 miliardi di metri cubi (di cui 0,8 già realizzati), pari ad un incremento del 27% della capacità di spazio.

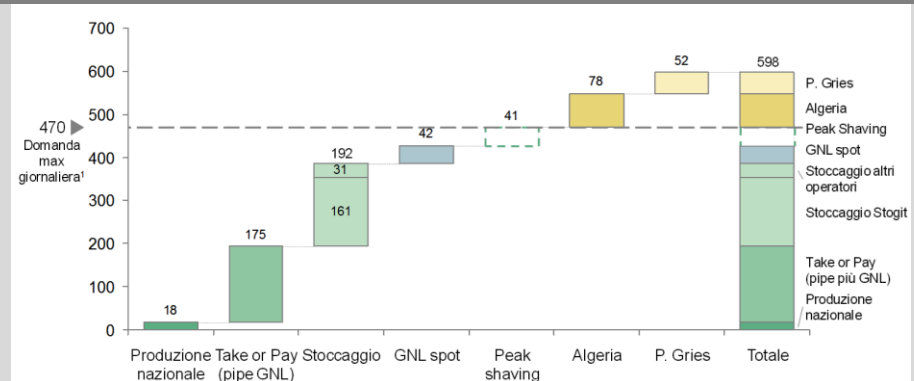
In parallelo l'impresa maggiore di stoccaggio sta effettuando interventi per recuperare parte della riduzione della capacità di punta di erogazione avvenuta negli ultimi anni.

Gli sviluppi previsti dovrebbero portare la capacità di erogazione di punta massima tecnica all'inizio della stagione invernale a oltre $300 \text{ MSm}^3/\text{g}$ nel 2020/21, in aumento del 20% circa rispetto al 2017/18. L'incremento di capacità di erogazione massima tecnica ad inizio stagione comporta un impatto positivo anche su:

- erogabilità massima tecnica di stoccaggio⁵⁷, parametro utilizzato per il calcolo dell'indicatore N-1, che dovrebbe superare i $240 \text{ MSm}^3/\text{g}$;
- massima prestazione contrattuale erogabile a fine campagna in caso di emergenza, che dovrebbe passare da $150 \text{ MSm}^3/\text{g}$ ad oltre $190 \text{ MSm}^3/\text{g}$ (nell'ipotesi che tutti gli operatori contribuiscano alla prestazione come previsto).

Sulla base delle analisi condotte si ritiene che tale capacità sia sufficiente a garantire che:

- il GNL possa rimanere fonte marginale anche in condizione di eccezionalità climatica (grazie al contributo del servizio di peak-shaving offerto dai rigassificatori italiani);
- il sistema abbia un maggior margine di copertura rispetto alla punta di domanda in condizioni di eccezionalità climatica;

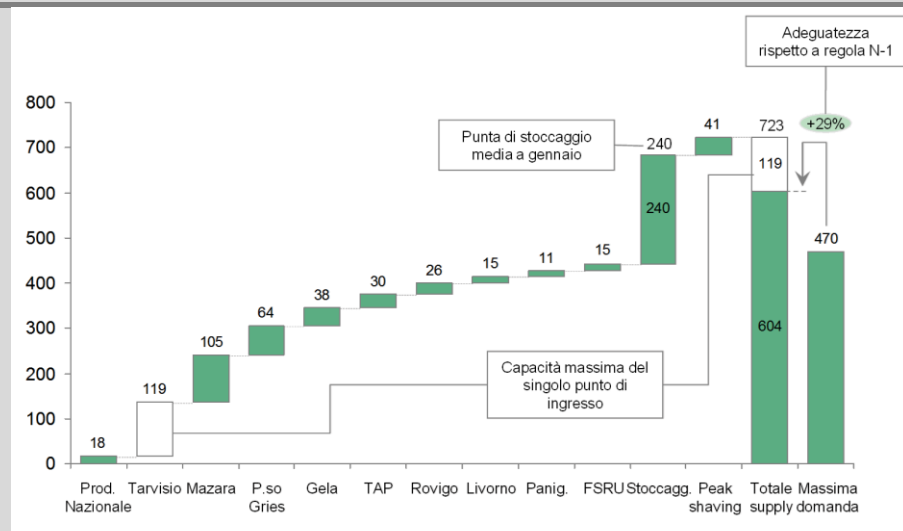
Figura 48 Confronto domanda picco invernale e flussi di importazione (Mscm/g)

1 Domanda massima con probabilità di 1 volta su 20 anni

Nota: capacità considerate come commerciali e non tecniche, prendendo a riferimento il valore del 95° percentile di massime immissioni nel periodo 2012-2016

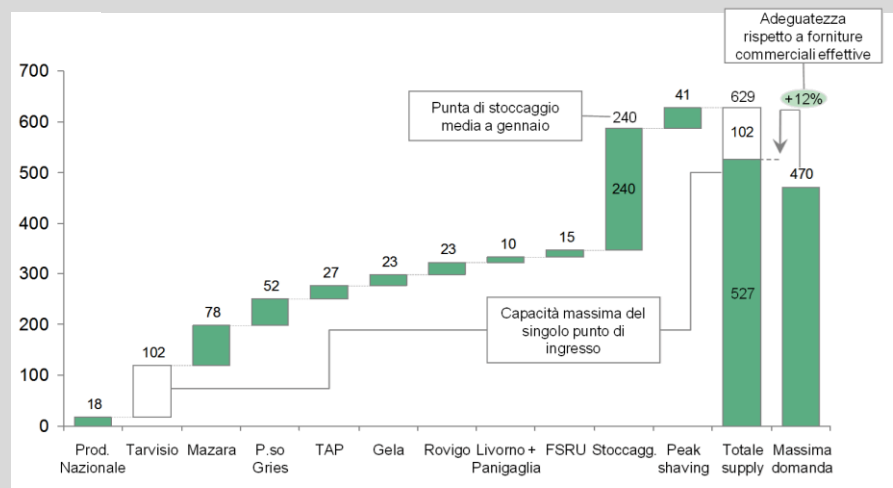
Fonte: SNAM, MiSE, Rystad, analisi gruppo di lavoro

il sistema sia capace di resistere in condizioni "N-1", sia in caso di eventi climatici eccezionali che si verifichino a fine stagione (come nel caso del 2012) sia nel caso, più sfidante, che vengano considerati i flussi commerciali previsti invece della capacità tecnica di importazione.

Figura 49 Adeguatezza del sistema rispetto a regola "N-1" al 2020 (Mscm/g)

Fonte: SNAM, Stogit, MiSE

Figura 50 Resilienza del sistema su capacità commerciali adeguata solo con importazioni di gas russo (Mscm/g)



Fonte: MiSE

A fronte di queste considerazioni si ritiene che solamente i costi di realizzazione delle infrastrutture di stoccaggio già autorizzate, già in parte in costruzione, e gli interventi di ripristino della punta di erogazione dallo stoccaggio, effettivamente strategiche per garantire la sicurezza e la competitività del sistema e realizzate in regime regolato, possano godere di garanzie di copertura tariffaria.

Nuove logiche per criteri di definizione delle tariffe di trasporto a livello italiano ed europeo

- Nel settore del **gas naturale**, la progressiva stabilizzazione della domanda interna di gas naturale europea e l'evoluzione della normativa europea dall'altro, stanno rivoluzionando assetti e dinamiche consolidati negli anni. In particolare, si è assistito ad un accorciamento dell'orizzonte temporale del mercato, con riferimento sia alla materia prima che alla capacità di trasporto e ad una maggiore flessibilità dell'offerta upstream nella selezione dei mercati di destinazione. Il mercato nazionale è stato soggetto a dinamiche analoghe a quelle europee. La crescente rilevanza delle contrattazioni spot nei mercati all'ingrosso, unitamente all'aumentata variabilità della domanda di gas per la generazione di energia elettrica connessa con lo sviluppo delle fonti rinnovabili richiedono una maggiore flessibilità di funzionamento dei mercati del gas ed un loro efficientamento. Da anni ormai si sta lavorando in questa direzione, ad esempio con il nuovo bilanciamento gas. Uno degli elementi di potenziale criticità per lo sviluppo di un mercato liquido ed integrato, dettato per altro dalla normativa comunitaria, è la struttura tariffaria di tipo entry-exit. Infatti, nel nuovo assetto settoriale l'inclusione del costo di trasporto nel prezzo all'ingrosso dà infatti un segnale potenzialmente distorto circa la convenienza relativa delle diverse fonti di approvvigionamento, penalizzando in particolare i Paesi europei periferici come l'Italia.
- Il **nuovo codice di rete europeo sulle tariffe di trasporto gas**, entrato in vigore nell'aprile 2017, conferma la struttura entry-exit, in coerenza con quanto previsto dalla normativa comunitaria vigente. Con ciò mantenendo le criticità sopra citate. Si ritiene tuttavia che l'attuale impostazione vada, nei limiti delle regole comunitarie, adeguata per renderla funzionare al nuovo contesto internazionale di mercato. La stessa Commissione Europea, peraltro, ha avviato uno studio delle distorsioni del trading di gas in Europa che la struttura tariffaria di tipo entry-exit può determinare.
- Con riferimento in particolare al **contesto italiano**, vi è la presenza di capacità infrastrutturali che, in funzione della stabilizzazione della domanda di gas nei prossimi anni e tenendo conto della quota di gas che rimarrà nei consumi industriali e civili e dell'uso del gas nel termoelettrico (anche come back up del forte aumento di rinnovabili elettriche), continueranno ad essere utilizzate ad una percentuale prossima alla attuale. Inoltre entreranno prossimamente in esercizio alcune nuove infrastrutture necessarie per dare al sistema le caratteristiche di resilienza,

sicurezza, competitività necessarie, anche al fine di consentire l'utilizzo della rete italiana esistente come via di transito del gas da sud verso il centro Europa, con vantaggi per i consumatori italiani in termini di maggiore disponibilità di offerta. In tale contesto di tendenziale aumento dei prezzi medi del servizio di trasporto, e quindi dei corrispettivi di entrata, il sistema italiano rischia di essere penalizzato rispetto ad altri mercati potenziali di destinazione del gas.

- In particolare, nel tempo è diventato particolarmente oneroso l'utilizzo delle direttrici di approvvigionamento da sud (es. Algeria), che in prospettiva corrono il rischio di diventare sostanzialmente “*stranded*”, con implicazioni sulla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e sulla sicurezza delle forniture.
- In prospettiva si ritengono dunque auspicabili evoluzioni della struttura tariffaria, improntate a garantire efficienza, competitività e attrattività del mercato italiano, promuovendo l'uso efficiente delle infrastrutture di trasporto esistenti e favorendo l'attribuzione dei costi di trasporto direttamente ai clienti finali o ai punti di uscita dalla rete.
- Il finanziamento tramite tariffa di nuove infrastrutture strategiche dovrebbe essere condizionato ad una valutazione di funzionalità:
 - alla sicurezza del sistema europeo motivata dall'inserimento da parte della Commissione Europea del progetto all'interno della lista dei cosiddetti “Progetti di Interesse Comune” (Projects of Common Interest – PCI); in tal caso questi progetti potrebbero godere anche di una remunerazione attraverso meccanismi di *cross-border cost allocation*;
 - alla sicurezza del sistema nazionale, in tal caso è *corretto che i costi dell'infrastruttura continuino ad essere allocati sui clienti italiani*.
- In tale ambito la recente introduzione di **sistemi d'asta per l'assegnazione della capacità di rigassificazione** rappresenta già una soluzione efficace per lo sviluppo della sicurezza, competitività, liquidità del mercato, e per la promozione dell'uso efficiente di infrastrutture esistenti.

Infine, per gli **investimenti infrastrutturali** realizzati per soddisfare prevalentemente esigenze di sicurezza di sistemi gas esteri potrebbe essere previsto, sulla scia dell'attuale sistema di remunerazione delle infrastrutture di interesse di più Stati Membri (PCI), anche un **meccanismo di remunerazione in funzione di accordi specifici tra gli Stati interessati**.

La cybersecurity

La situazione attuale

L'approccio nazionale alla cybersecurity

- L'architettura istituzionale italiana per la sicurezza informatica è delineata nel Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 17 febbraio 2017 Direttiva recante indirizzi per la protezione cibernetica e la sicurezza informatica nazionali - Gazzetta Ufficiale n. 87 del 13 aprile 2017 – che sostituisce il precedente DPCM 24 gennaio 2013. Il DPCM definisce e regola il funzionamento delle componenti istituzionali incaricate della protezione cibernetica nazionale. La strategia nazionale in materia di sicurezza cyber è definita nel “Quadro Strategico Nazionale per la Sicurezza dello Spazio Cibernetico”, approvato dalla Presidenza del Consiglio nel dicembre 2013, e prevede, fra l'altro, la piena operatività del CERT Nazionale⁵⁸ (Computer Emergency Response Team) presso il Ministero dello Sviluppo Economico. Contestuale all'approvazione del Quadro Strategico vi è stata quella del “Piano Nazionale per la Protezione Cibernetica e la sicurezza Informatica”, che dà attuazione al Quadro Strategico e che è stato recentemente aggiornato - Gazzetta ufficiale n. 125 del 31 maggio 2017.
- I gestori delle infrastrutture critiche – reti di trasporto, distribuzione, impianti di stoccaggio, produzione, ecc. hanno aderito già da tempo, in maniera volontaria, a collaborazioni pubblico/private, formalizzate con protocolli dedicati con il Dipartimento delle informazioni per la sicurezza (DIS) presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il CERT Nazionale presso il Ministero dello Sviluppo Economico e il CNAIPIC - Centro Nazionale Anticrimine Informatico per la Protezione delle Infrastrutture Critiche presso il Ministero dell'Interno.

⁵⁸ - Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 recante il Codice delle comunicazioni elettroniche, modificato dal Decreto Legislativo 28 maggio 2012 n. 70 (attuazione delle direttive 2009/140/CE) all'art. 16bis comma 4 prevede l'individuazione del CERT Nazionale presso il Ministero dello Sviluppo Economico, con compiti di prevenzione e di supporto a cittadini ed imprese nel fronteggiare incidenti informatici;

- il DPCM 17 febbraio 2017, che ha modificato l'architettura istituzionale per la protezione cibernetica e la sicurezza informatica nazionale;

- il DPCM 158 del 2013, che affida all'Istituto Superiore delle Comunicazioni e delle Tecnologie dell'Informazione le attività di pertinenza del CERT Nazionale (art. 14).

- Nel contesto europeo, la Direttiva (UE) 2016/1148 recante misure per un livello comune elevato di sicurezza delle reti e dei sistemi informativi nell'Unione ("Direttiva NIS") si prefigge i seguenti principali obiettivi:
 - l'operatività di Gruppi di intervento per la Sicurezza Informatica in caso di incidente (Computer Security Incident Response Team -CSIRT) a livello nazionale con compiti di monitoraggio e gestione della risposta agli incidenti in stretta cooperazione tra loro;
 - la costituzione di un gruppo di lavoro per la cooperazione europea di livello strategico coordinato dalla Commissione Europea per il coordinamento degli indirizzi di policy tra gli Stati Membri in materia di sicurezza cyber;
 - l'applicazione di obblighi di cybersecurity in capo agli operatori di servizi essenziali (OES).
- Nello specifico, la Direttiva NIS impone agli OES di adottare misure di sicurezza appropriate e di notificare alle autorità competenti nazionali gli incidenti gravi, inclusi il numero di utenti coinvolti, la durata dell'incidente nonché la sua diffusione geografica. Le misure di sicurezza sono di natura tecnico-organizzativa e assicurano un livello di sicurezza della rete e dei sistemi informativi adeguato al rischio informatico esistente. Entro novembre 2018 ogni Stato Membro dovrà comunicare l'elenco dei propri OES. Il recepimento della Direttiva rappresenterà pertanto lo strumento per incrementare la sicurezza informatica delle infrastrutture energetiche del nostro Paese in un quadro di regole che vadano oltre il mero adempimento burocratico.

Valutazione del rischio e misure di contrasto

- L'obiettivo principale del quadro strategico nazionale per la sicurezza dello spazio cibernetico risiede nell'individuazione degli indirizzi operativi da mettere in campo per garantire a livello Paese un grado di protezione ritenuto adeguato per le Pubbliche Amministrazioni e il settore privato. A seguito della pubblicazione del Quadro Strategico Nazionale e del Piano Nazionale, nel 2015 è stato pubblicato il Quadro Nazionale per la Cybersecurity, un elenco di misure volontarie derivate dal NIST Cybersecurity Framework⁵⁹; le aziende sono invitate ad adottare tale framework al fine di raggiungere obiettivi di sicurezza e resilienza delle attività aziendali.
- E' opportuno sottolineare che l'approccio del framework è basato sull'analisi dei rischi e non rappresenta uno standard di sicurezza; esso premette di identificare misure di sicurezza, in base all'esito dell'analisi del rischio, nel contesto di standard esistenti e futuri. La definizione degli standard di sicurezza è responsabilità degli enti di standardizzazione e di normazione tecnica.

⁵⁹ National Institute of Standards and Technology – U.S. Department of Commerce

Esercitazioni di cybersecurity nel settore energetico e certificazione di sicurezza informatica

- Diverse istituzioni organizzano esercizi e simulazioni a livello nazionale ed internazionale anche per il settore energetico:
 - l'esercitazione nazionale, coordinata dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri e organizzata dal Ministero dello sviluppo Economico - Istituto Superiore delle Comunicazioni e delle Tecnologie dell'Informazione, presso il quale è attivo un Tavolo Tecnico dedicato – l'esercitazione, che si tiene in genere con cadenza annuale, coinvolge istituzioni pubbliche e aziende nei settori dell'energia, delle comunicazioni, della finanza, dei trasporti e di altri servizi. L'obiettivo dell'esercitazione è di testare scenari ipotetici di attacchi informatici con impatto su vasta scala, procedure e scambi di informazioni tra le strutture pubbliche competenti e il settore privato;
 - le esercitazioni coordinate e organizzate da ENISA (European Union Network and Information Security Agency) – Le Esercitazioni, denominate Cyber Europe, sono pianificate ogni due anni. Vengono simulati incidenti cyber e processi di gestione di crisi a livello UE per il settore pubblico e privato per i Paesi UE ed EFTA. Le esercitazioni comprendono scenari ispirati da eventi realmente accaduti e sviluppati da esperti di cybersecurity europei;
 - l'esercitazione annuale NATO Crisis Management Exercise– CMX – l'esercitazione è coordinata dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri e vede la partecipazione del CERT Nazionale relativamente allo scenario cyber dell'esercizio.
- Finora si è osservata una buona risposta alla sfide tecnologiche della cybersecurity da parte degli operatori, ma al tempo stesso emerge la richiesta di un coordinamento non burocratico da parte dello Stato. Uno dei temi chiave è rappresentato dalla standardizzazione e certificazione dei prodotti, apparati e sistemi destinati ad infrastrutture critiche, incluso l'approccio del “security by design”. A tal proposito appare utile richiamare la costituzione, presso il Ministero dello Sviluppo Economico⁶⁰, del Centro di Valutazione e Certificazione Nazionale, che a regime realizzerà uno schema di certificazione e offrirà un luogo di confronto

⁶⁰ DPCM 17 febbraio 2017 “Direttiva recante indirizzi per la protezione cibernetica e la sicurezza informatica nazionali”

e coordinamento pubblico-privato. In tale ambito gli studi per la realizzazione del Centro sono stati avviati proprio a partire dal settore energetico: Operatori, Costruttori, Enti di ricerca, Accademia stanno contribuendo al processo di realizzazione del Centro.

Collaborazioni internazionali

- Oltre alla dimensione UE, L'Italia è impegnata a sviluppare cooperazioni Internazionale a livello multilaterale, nell'Agenzia Internazionale per l'Energia tramite l'Implementing Agreement ISGAN⁶¹, e nella nuova iniziativa Mission Innovation, Challenge #1 Smart Grids.
- Con specifico riferimento al G7, l'Italia ha continuato il lavoro, avviato nel 2014 a Roma nel G7 dedicato alla sicurezza energetica, proseguendo il dibattito sulle minacce e sulle strategie cybersecurity nel settore elettrico e in altri settori energetici durante la riunione del G7 Energia nello scorso aprile a Roma.

⁶¹ <http://mission-innovation.net/>

Le linee d'azione per la cybersecurity

- Una prima linea d'azione riguarda la ricerca e lo sviluppo. Il principale programma pubblico di ricerca e sviluppo (R&S) italiano è svolto RSE S.p.A. (Ricerca Sistema Energetico) e supporta il Quadro Nazionale Strategico con lo sviluppo di metodologie, strumenti, piattaforme, buone pratiche e documenti di *guidance* per la valutazione del rischio cyber delle infrastrutture energetiche.
- Il piano della ricerca cyber nel settore elettrico affronterà il tema dell'innovazione delle infrastrutture energetiche attraverso:
 - attività di modellistica e simulazioni per l'analisi delle minacce cyber nei sistemi di controllo;
 - attività sperimentale nel laboratorio di controllo della resilienza dei sistemi di controllo elettrici per la verifica delle misure di sicurezza preventive e reattive utilizzate nei sistemi di comunicazione del settore elettrico;
 - dimostrazione di scenari cyber per rafforzare la resilienza dei sistemi;
 - partecipazione attiva ai comitati di standardizzazione e gruppi di lavoro dei regolamenti UE in tema di cybersecurity.
- Una seconda linea d'azione riguarda il coordinamento e la cooperazione, anche a livello internazionale. A tal fine l'Italia continuerà a promuovere in ambito G7 la creazione e lo sviluppo di un ambiente per consentire alle agenzie e agli operatori di sistema competenti di esplorare modalità efficaci per implementare la collaborazione e monitorare i progressi compiuti. La collaborazione, svolta in cooperazione con università, istituti di ricerca e il settore privato, consisterà principalmente in un confronto fra le architetture nazionali in essere, esercitazioni congiunte, sistemi di prevenzione e risposta, la ricerca e il controllo delle filiere tecnologiche.

6

Phase out dal carbone

La situazione attuale e le ipotesi evolutive

- L'obiettivo di decarbonizzazione della generazione elettrica in Italia riguarderà, in questa prima fase, la cessazione dell'uso del carbone e poi si estenderà agli altri combustibili fossili, con indubbi vantaggi ambientali e sanitari e con un contributo agli obiettivi europei, aggiuntivo rispetto all'aumento delle energie rinnovabili e al miglioramento dell'efficienza energetica.
- L'Italia contribuisce alla generazione a carbone in Europa con una percentuale del 5%, inferiore ad altri Paesi. La produzione nazionale dei circa 8.000 MW a carbone incide per il 15% sul totale, percentuale in riduzione per effetto di alcune chiusure intervenute di recente e destinata ad ulteriori diminuzioni nei prossimi anni, per effetto di altre richieste di cessazione volontaria della produzione, connesse a vincoli ambientali o condizioni di mercato. Peraltro, per autonome politiche aziendali coerenti con le strategie per la sostenibilità, importanti imprese hanno già previsto e annunciato la cessazione della propria produzione a carbone in un orizzonte di tempo definito.
- E' stata effettuata con Terna una prima valutazione dei possibili modi per arrivare a sostenere in condizioni di adeguatezza e sicurezza il **phase-out completo del carbone**, relativo quindi a tutti gli 8 GW attualmente operativi, mantenendo fermi gli altri obiettivi della SEN.
- In particolare, l'esigenza di superare le attuali congestioni di rete e l'elevata penetrazione delle rinnovabili (circa il 50% pre-consultazione, ora circa il 55%) prevista al 2030 richiedono già un importante insieme di investimenti in potenza flessibile, sviluppi di rete e accumuli, necessari in particolare per gestire la forte crescita delle rinnovabili non programmabili in condizioni di sicurezza. Rispetto a questo scenario, porre al 2025 la cessazione della produzione a carbone rende

ancora più indispensabili tali interventi, entro la stessa data; sono stati inoltre individuati quali altri interventi si rendono necessari per il *phase out* dalla produzione a carbone.

- La cessazione della produzione con carbone può peraltro accompagnarsi a processi di trasformazione e mantenimento di una funzione attiva dello stesso sito per il sistema elettrico.
- L'analisi eseguita ai fini della consultazione pubblica ha preso in considerazione vari scenari, con due possibili orizzonti temporali relativamente all'attuazione: 2025 o 2030.
- Un primo **Scenario "inerziale"** prevedeva una naturale uscita (per il raggiungimento di fine vita utile) o una riconversione di 2 GW di carbone, con una riduzione di emissioni di CO₂ di almeno 2-4 milioni di tonnellate/anno. Anche se inerziale sotto il profilo di investimenti pubblici diretti a sostenere il *phase out*, si trattava pur sempre di scenari da *policy* attiva in quanto si prevedevano: l'esecuzione delle opere principali già previste nei Piani di sviluppo e di difesa di Terna, l'aumento delle rinnovabili a circa il 50%, i nuovi investimenti in nuova potenza e nuove infrastrutture (reti e sistemi di accumulo), complementari alla crescita delle rinnovabili. Si trattava, in sintesi, dell'insieme di azioni descritte in dettaglio nel capitolo sicurezza energetica.
- Poiché questo tema non è stato sempre recepito in modo univoco nel corso della consultazione, è opportuno ribadire che il volume degli investimenti indicato in corrispondenza dello scenario "inerziale" non è quindi direttamente ed univocamente connesso alla chiusura di 2 GW a carbone (né tecnicamente potrebbe esserlo, vista la sproporzione in gioco), ma è la stima di quanto ritenuto necessario da Terna per realizzare l'obiettivo al 2030 di rinnovabili, in termini di reti, risorse di flessibilità/accumuli e rinforzi di capacità produttiva a gas. La trasformazione del sistema in questa direzione avrebbe portato con sé anche la conseguente cessazione della produzione di alcuni siti, segnatamente i 2 GW a carbone già indicati.
- Si precisa ancora che gli investimenti stimati come necessari comprendono anche infrastrutture – accumuli e nuova potenza a gas – che sarebbero promosse secondo modelli di mercato, con investimenti quindi di operatori terzi rispetto ai gestori di rete, nel rispetto degli orientamenti comunitari.

- In uno **Scenario “parziale”** sarebbero rimaste operative solo le due centrali a carbone in Sardegna e quella di Torrevaldaliga Nord nel Lazio (in totale circa 3 GW di capacità), mentre sarebbe uscita dall'esercizio a carbone la centrale di Brindisi, con una riduzione di 5 GW rispetto alla dotazione attuale e una riduzione di emissioni di CO₂ fino a 10 milioni di tonnellate/anno. La fattibilità tecnica di questo scenario avrebbe richiesto, in aggiunta a quanto detto per lo scenario “inerziale”, il superamento di specifici vincoli di rete del polo di Brindisi, con la realizzazione degli investimenti di rinforzo già previsti nel Piano di difesa di Terna e l'installazione di compensatori sincroni (già prevista in parte nel Piano di difesa) su sito. Dal punto di vista dell'adeguatezza del sistema, lo scenario non implicava comunque particolari interventi aggiuntivi rispetto a quanto già necessario per sostenere lo sviluppo delle rinnovabili, che tuttavia assumeva il carattere di pre-condizione rispetto al phase out. Gli investimenti incrementali sarebbero stati marginali rispetto allo Scenario inerziale.
- Lo **Scenario “completo”** prevedeva anche la cessazione della produzione a carbone in Sardegna e nel sito di Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia), con un'uscita di 8 GW e una riduzione delle emissioni di CO₂ di oltre 18 milioni di tonnellate/anno. Questo scenario segnalava l'esigenza di interventi aggiuntivi di maggiore complessità realizzativa, che erano in dettaglio indicati.
- La consultazione ha largamente condiviso l'impegno verso la decarbonizzazione completa della generazione elettrica, chiedendone anzi un'accelerazione dal punto di vista temporale al 2025, cosa che comporterebbe un risparmio in termini emissivi rispetto allo scenario 2030 di circa 100 milioni di tonnellate di CO₂.
- Altrettanto è stata condivisa l'esigenza di assicurare il mantenimento di condizioni di equilibrio sul versante della sicurezza e dell'adeguatezza del sistema. Invece, si sono registrate posizioni più articolate sulle soluzioni tecniche da adottare ed in particolare sulla sostituzione della produzione a carbone con un mix di gas e rinnovabili (come proposto dalla SEN), o esclusivamente con rinnovabili, in entrambi i casi insieme a reti/accumuli e risorse della domanda attiva.

Le linee di azione per il phase out al 2025

- La SEN intende confermare l'impegno politico di uscita dal carbone dalla produzione elettrica nel 2025, impostando fin d'ora tuttavia un programma di interventi e una *governance* del processo che rendano possibile la realizzazione di questa azione, con le dovute garanzie per l'adequatezza e la sicurezza per il sistema.
- L'impegno a promuovere il *phase out* in tempi relativamente brevi deve quindi comprendere contestualmente l'impegno alla realizzazione negli stessi tempi delle infrastrutture aggiuntive e l'adesione ad un sistema di intervento e di monitoraggio per autorizzare e realizzare le opere in tempi coerenti con il 2025, una volta che le stesse opere siano state valutate sotto il profilo ambientale e del rapporto costi/benefici. L'intero processo sarà quindi sottoposto ad un monitoraggio attivo da parte della cabina di regia della SEN, in modo da rilevare per tempo ed intervenire su eventuali problemi.
- L'individuazione delle opere fatta in questa sede non assorbe il processo di pianificazione degli sviluppi della rete e la valutazione delle proposte sia sotto il profilo ambientale (prima come VAS sull'intera pianificazione, poi come VIA sulla singola opera), sia sotto il profilo costi-benefici da parte del regolatore, preceduta da una consultazione pubblica, prima di arrivare all'approvazione da parte del Mise. Si condivide peraltro l'esigenza, emersa in consultazione, di adottare un approccio attento e selettivo, in modo da minimizzare i costi del sistema. Tuttavia, è indubbio che una trasformazione così importante del sistema di generazione non potrà avvenire senza un forte investimento di infrastrutture e tecnologie innovative e senza la capacità di realizzarle in parallelo agli investimenti in nuovi impianti.
- Nonostante la forte spinta alle energie rinnovabili e agli sviluppi di reti e accumuli, la sostituzione del carbone unicamente con energie rinnovabili, oltre che con la partecipazione della domanda (comunque prevista nelle azioni sulle modifiche delle regole di mercato), non sembra al momento avere una dimostrata fattibilità dal punto di vista tecnico e gestionale, in particolare ai fini dell'adequatezza. Un contributo delle rinnovabili per l'intera gamma di prestazioni e funzioni oggi svolte dalla generazione convenzionale è certamente un tema da sviluppare, ma richiede una fase di test e rodaggio su campo, oltre che lo sviluppo ancora più massiccio dei sistemi di accumulo, non compatibile con la data individuata. Tra l'altro, l'anticipazione del *phase out* al 2025 scontrerebbe un'ancora incompleta

realizzazione dello sviluppo delle energie rinnovabili rispetto al target 2030 e, di conseguenza, anche delle infrastrutture dedicate e complementari, quali la nuova capacità di accumulo.

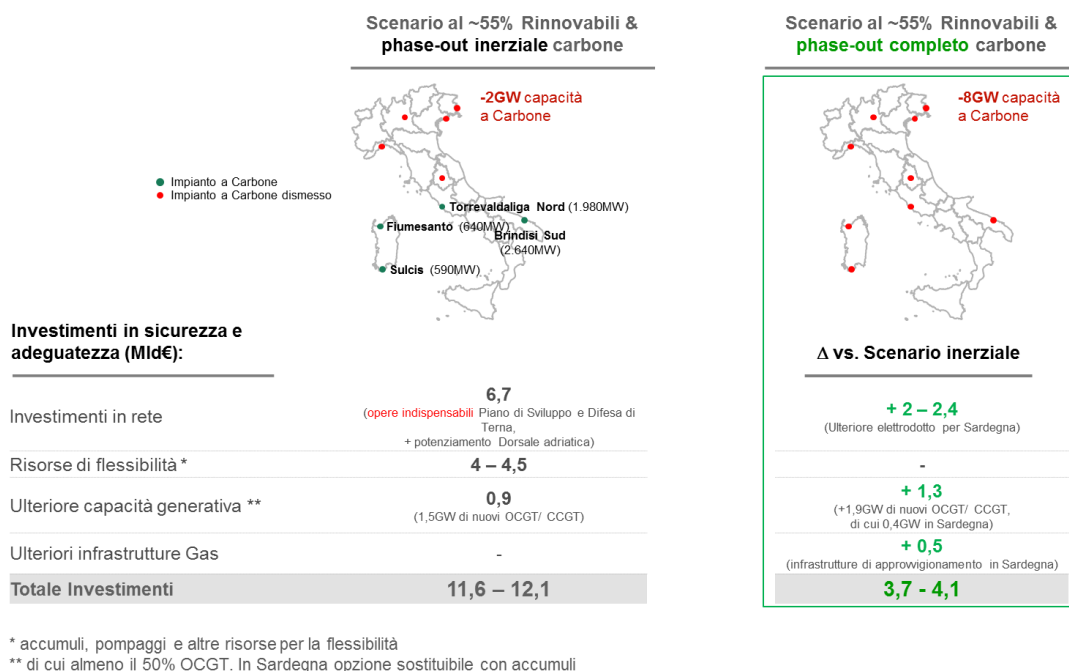
- Rispetto a quanto individuato ai fini della consultazione, la simulazione iniziale degli interventi necessari è stata rivista tenendo conto delle indicazioni finali della SEN, ossia:
 - aumento delle energie **rinnovabili nel settore elettrico fino al 55%** (piuttosto che 50%) al 2030;
 - *phase out* dal carbone al 2025 (piuttosto che entro 2030);
 - ulteriore riduzione del consumo, per effetto dell'**aumento a 10 Mtep** (piuttosto che 9 Mtep) **del target di efficienza energetica**.
- La simulazione ha definito un primo sotto-insieme di **azioni minime da realizzare al 2025**, in parte già comprese nei Piani di sviluppo e di difesa di Terna per l'anno 2017 e in parte da integrare nel Piano di sviluppo 2018, la cui esecuzione è considerata indispensabile per garantire standard di adeguatezza e sicurezza del sistema, soprattutto in connessione al forte aumento delle energie rinnovabili. Si tratta di azioni che intervengono in parallelo su: sviluppi e rinforzi di rete, potenza di generazione, accumuli, organizzazione dei mercati dei servizi, finalizzate alla piena integrazione delle rinnovabili, al superamento delle congestioni, alla gestione del tema dell'*overgeneration*. L'elenco degli interventi sulla rete è riportato in allegato III.
- Su questo scenario, ipotizzando contestualmente una crescita delle rinnovabili in proporzione lineare nel tempo, coerente con il target 2030, e l'attuazione delle azioni minime al 2025 di cui sopra, Terna ha individuato come necessari ulteriori interventi, connessi in modo specifico al *phase out* dal carbone, da realizzare quindi sempre entro il 2025.
- In particolare, per il ***phase out* completo** si richiedono i seguenti interventi aggiuntivi rispetto a quanto già necessario per sostenere lo scenario con fonti rinnovabili al 55%:
 - nuova capacità a gas per circa 1,5 GW, di cui almeno 50% OCGT, aggiuntiva rispetto a quella prevista per lo scenario con fonti rinnovabili al 55%, dislocata nelle aree Nord-Centro Nord;

- la realizzazione di una nuova interconnessione elettrica Sardegna–Continente ovvero Sardegna-Sicilia-Continente;
- capacità di generazione a gas, alimentata da impianti di rigassificazione alimentati da depositi di GNL, o capacità di accumulo per 400 MW in Sardegna.

Si evidenziano inoltre come direttamente necessarie alcune infrastrutture di rete, già comprese nelle azioni minime al 2025, con particolare riferimento:

- al rinforzo della rete nel polo di Brindisi (già compreso nel Piano di difesa 2017);
- alla nuova Dorsale adriatica per 1,2 GW;
- a sistemi di accumulo per 3,0 GW, in particolare localizzati nell'area Sud e Sicilia;
- Il contributo atteso dal *Demand Side Response* è stimato in circa 1 GW. Completa l'analisi l'aumento di nuova capacità rinnovabile non programmabile per 22 GW.
- La sintesi degli investimenti necessari entro il 2025 è riportata in Figura 51.

Figura 51 Investimenti per phase out entro il 2025



- Stabilito l'obiettivo e i tempi, Terna procederà tempestivamente a inserire nei Piani di sviluppo e di difesa tutte le pertinenti opere ad essa spettanti, a motivare

eventuali esigenze di servizi da acquisire sul mercato, nonché altre infrastrutture da realizzare a cura di terzi, evidenziando gli ambiti nei quali si rivelassero necessari interventi normativi e regolatori.

- Sarà monitorato il processo di autorizzazione delle opere come illustrato nel capitolo *Governance*, salvaguardando la condivisione con gli altri soggetti pubblici coinvolti, in primis le regioni, delle nuove infrastrutture e della relativa localizzazione. Considerati i tempi medi di valutazione e autorizzazione attualmente riscontrabili per opere simili, sarà necessario dare maggiore efficienza all'intero processo e sostenere in modo coerente la scelta di decarbonizzazione.
- Contestualmente, i Ministeri dello sviluppo e dell'ambiente, insieme alle regioni, promuoveranno un confronto con gli operatori interessati e con i sindacati per delineare le modalità e i tempi per la possibile riconversione dei siti e le garanzie di riqualificazione e ricollocazione del personale.
- Il tema della riduzione o cessazione della produzione elettrica a carbone e degli strumenti da adottare per arrivare al risultato non riguarda solo l'Italia ma è al centro del dibattito europeo sul CEP. Ferme restando le esigenze connesse alla sicurezza del sistema che caratterizzano in modo diverso ciascun sistema nazionale e le relative scelte, nei prossimi anni ci si attende l'uscita di una parte degli attuali impianti a carbone, per limiti di vita utile o per decisioni di mancato adeguamento alle migliori tecnologie, tenuto conto delle condizioni di mercato e dei potenziali effetti del sistema ETS.
- E' possibile inoltre che intervengano decisioni aziendali di cessazione dall'uso del carbone per adesione volontaria agli obiettivi di decarbonizzazione o dinamiche di razionalizzazione della generazione.
- Al netto di questo tipo di cessazioni, gli strumenti posti in discussione e in valutazione a livello europeo sono sostanzialmente due:
 - leve di mercato per dare un valore alla CO₂ tale da rendere non conveniente la produzione a carbone (ETS);
 - vincoli normativi sullo standard di emissione di CO₂ per kWh prodotto (EPS) per l'accesso a meccanismi di remunerazione della capacità, ovvero di un prezzo minimo alle emissioni di CO₂ (*carbon floor price*), ad integrazione e supporto del sistema ETS qualora questo non dovesse recuperare particolare efficacia.

- In linea di principio, le due strade (leve di mercato e vincoli normativi) non sono in contraddizione; anzi, tenuto conto delle proiezioni disponibili sul funzionamento del sistema ETS e sui prezzi attesi, la sola leva di mercato non sembra sufficiente a sostenere tale percorso. Ove fosse necessario, occorrerà un vincolo normativo aggiuntivo sulle condizioni o sulla durata di esercizio degli impianti, da proporre all'esame parlamentare.
- Anche sotto altro profilo, a seconda dell'ampiezza che assumerà in Europa la manovra del *phase out*, si dovranno verosimilmente prendere in considerazione interventi integrativi in via normativa del tipo *carbon floor price*. Occorrerà infatti evitare che la significativa riduzione della domanda di quote di emissione (dovuta alla cessazione dalla produzione elettrica a carbone) deprima eccessivamente il prezzo del mercato della CO₂, accentuando l'effetto ribassista già previsto nei modelli UE per effetto della riduzione della domanda connessa alle politiche per l'efficienza energetica, in modo disfunzionale rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione al 2050.
- In relazione ai possibili strumenti messi in campo sarà definito anche, in modo rigorosamente coerente con gli orientamenti ed i vincoli UE, il tema dei rimborsi per investimenti non recuperati (*stranded costs*) da riconoscere ai produttori, intesi anche come possibile leva per favorire la riconversione dei siti in poli innovativi di produzione energetica e contribuire a salvaguardare i livelli occupazionali.

7

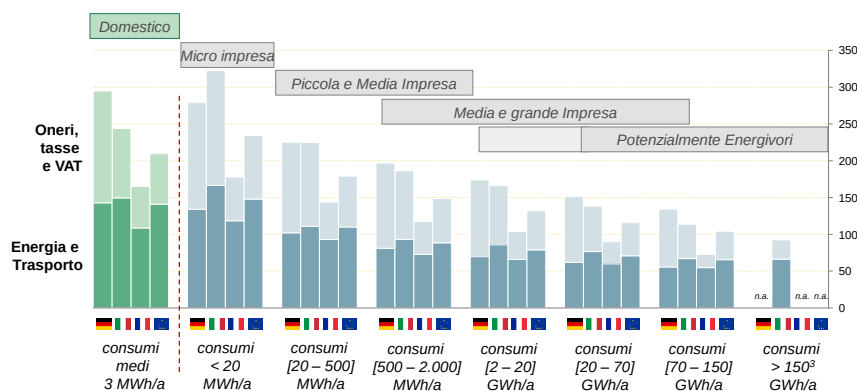
Competitività dei mercati energetici

La situazione attuale

- Nonostante il miglioramento e le misure assunte negli ultimi anni, l'Italia mantiene ancora un **gap** con gli altri paesi europei sia per quanto riguarda il prezzo del gas che dell'energia elettrica, con diretto impatto sulla competitività delle aziende e del potere d'acquisto delle famiglie, specie quelle in condizioni di povertà energetica.
- Sul **gas**, sebbene in diminuzione, **rimane significativo il gap di costo sui mercati all'ingrosso tra PSV e TTF** (piattaforma di scambio olandese), che per il 2016 è stato circa pari a 2 €/MWh e che si riflette sui prezzi finali. Le principali motivazioni sono:
 - incompleta integrazione del mercato italiano con i mercati più liquidi del nord Europa e dipendenza da importazione *spot* da questi mercati;
 - limitato accesso da parte di operatori terzi alla capacità di transito sui gasdotti da nord (ed in particolare sul gasdotto Transilgas);
 - limitata disponibilità di importazioni con formule di prezzo indicizzate al PSV;
 - limitata capacità dei rigassificatori italiani di attrarre carichi di GNL per operazioni di breve termine;
 - influenza sul mercato italiano dalla presenza di contratti di importazione di lungo termine con prezzi indicizzati a quello del petrolio ("*oil indexed*") che favoriscono la formazione di prezzi non rappresentativi delle logiche di mercato e dell'equilibrio tra domanda e offerta di materia prima.
- Sui **carburanti** è stato sostanzialmente raggiunto l'obiettivo dell'azzeramento degli stacchi con l'Europa del prezzo industriale al netto delle imposte, con differenziali anche negativi per il gasolio.

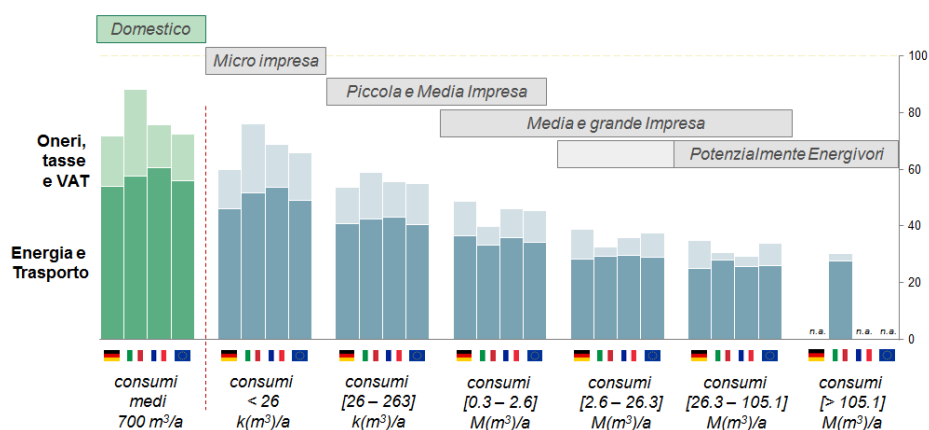
- Sull'**energia elettrica**, il gap di prezzo si riscontra in generale rispetto alla media europea e in particolare rispetto alla Francia. La causa di tale differenza va ricercata in:
 - maggiore prezzo dell'energia all'ingrosso, a causa di:
 - prezzo del gas (fonte marginale per l'Italia) ancora superiore alla media europea;
 - mix energetico fortemente spostato verso impianti a ciclo combinato a gas che, seppure più efficienti, hanno costi variabili più alti rispetto a centrali a carbone e nucleare, presenti invece in modo ancora significativo nei mix energetici europei;
 - crescita dei costi per i servizi di rete;
 - elevati oneri di sistema, a causa soprattutto degli incentivi alle rinnovabili e ai contributi, in forte crescita nell'ultimo anno, connessi alla promozione dell'efficienza energetica.
- Pur confermando la necessità di disaccoppiare la crescita economica dal consumo di energia, la riduzione dei prezzi finali rappresenta una delle premesse e una priorità per il rilancio della crescita, in particolare per le imprese esposte alla concorrenza internazionale.

Figura 52 Prezzi energia elettrica 2015 per famiglie e industria nei principali paesi UE⁶² (€/MWh)



Fonte: Elaborazione su dati AEEGSI ed EUROSTAT

Figura 53 Prezzi gas naturale 2015 per famiglie e industria nei principali paesi UE (c€/scm)



Fonte: Elaborazione su dati AEEGSI ed Eurostat

Tabella 9 Stacchi benzina e gasolio ITA-UE con e senza imposte (c€/l rispetto a media UE)

	Senza imposte			Incluse le imposte		
	Benzina	Diesel	GPL	Benzina	Diesel	GPL
2012	2,6	2,7	-1,5	14,0	23,0	2,0
2013	2,0	2,0	-1,1	14,0	22,7	2,4
2014	2,2	2,2	-0,6	15,0	23,9	2,3
2015	0,8	1,2	-1,1	13,0	21,1	0,7
2016	0,5	-0,7	-0,5	12,3	17,5	1,4

Fonte: elaborazioni su dati MISE-DGSAIE e Commissione Europea- DG Energy

⁶²Prezzi al lordo di tutte le tasse e imposte. Consumatore domestico tipo 2,7 MWh/ anno. Per consumi industriali superiori a 150 GWh annuo la comunicazione dei dati ad Eurostat è facoltativa: assenti principali stati UE, dato Italia relativo al solo secondo semestre 2015.

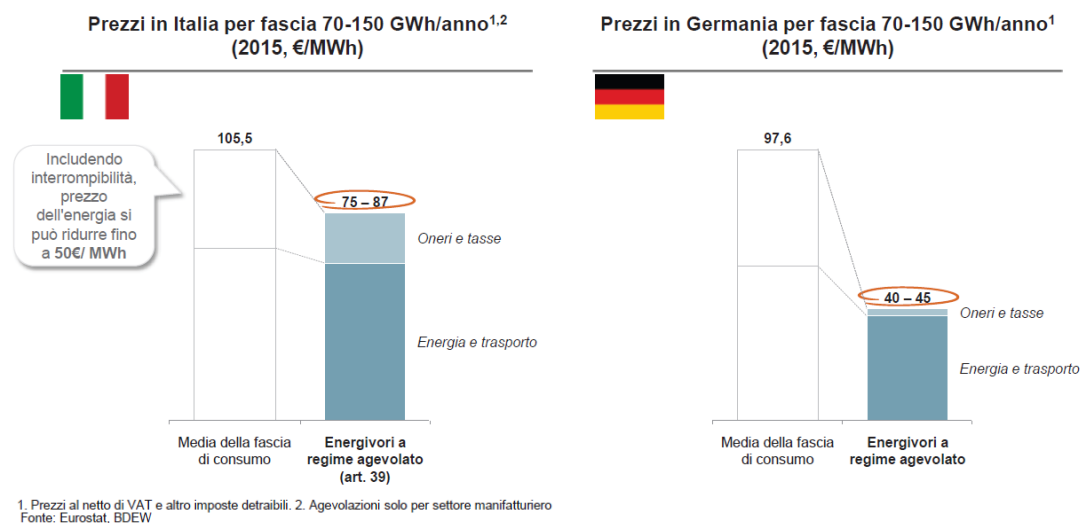
- Nel **settore elettrico** sono attesi nel breve medio termine effetti positivi a favore della competitività già da una serie di azioni adottate o in corso di adozione per ridurre le componenti di costo legate agli oneri generali di sistema. Lo scenario al 2030 presenta elementi positivi sia in termini di progressivo allineamento del costo medio di generazione a quello degli altri Paesi UE, sia considerando la ridotta necessità di sussidi economici per le rinnovabili.
- Un primo elemento riguarda il calo dei costi di generazione di molte energie rinnovabili, già analizzati nel relativo capitolo. Tale elemento, se adeguatamente valorizzato nelle scelte politiche sui futuri regimi di promozione del settore, da un lato avrà effetti positivi sui prezzi all'ingrosso e vantaggi per l'economicità delle forniture, dall'altro consentirà di ridurre il livello di sostegno, riducendo il corrispondente costo in bolletta.
- Inoltre, il **livello degli incentivi per le rinnovabili** (A3), dopo il momento di picco del 2016, sta iniziando un percorso di progressiva riduzione dovuto alla fuoriuscita degli impianti dai vecchi meccanismi inefficienti di incentivo. Dunque uno scenario positivo per i consumatori e per la competitività.
- Un ulteriore intervento rilevante con effetti attesi dal 2018, attiene alla riforma complessiva delle agevolazioni tariffarie per le imprese energivore. Come noto, il peso degli oneri per le rinnovabili in molti Paesi europei (in Italia, ormai pari a circa al 20 - 25% del prezzo finale) ha portato la Commissione UE a prevedere, nelle Linee Guida sugli Aiuti di Stato per l'energia e l'ambiente, la possibilità di **ridurre il prelievo per i settori industriali più sensibili al prezzo dell'energia e più esposti alla concorrenza estera**. La possibilità di intervenire con strumenti attivi a favore della competitività industriale è riconosciuta come condizione per proseguire nel lungo termine una politica a favore della sostenibilità.⁶³
- In Italia, al momento dell'emanazione delle Linee Guida UE, erano già state assunte le misure di riduzione degli oneri di sistema, contenute nell'articolo 39 del DL 83/2012 e in vigore dal 1 luglio 2013. Queste misure, pur importantissime, non

⁶³ Comunicazione CE n. 2014/C 200/01 par. (182): “[...] al fine di evitare che le imprese particolarmente colpite dai costi di finanziamento del sostegno alle energie rinnovabili debbano affrontare uno svantaggio competitivo significativo, gli Stati membri potrebbero voler concedere una compensazione parziale per tali costi supplementari. Senza tale compensazione il finanziamento del sostegno all'energia da fonti rinnovabili può non essere sostenibile e i cittadini potrebbero essere poco disposti ad accettare l'adozione di misure ambiziose in materia di energie rinnovabili”.

hanno tuttavia consentito un effettivo allineamento dei costi dell'energia a quelli pagati dalle analoghe aziende in Europa, in particolare sul segmento dei consumi medio-alti (che non usufruiscono della formula degressiva della tariffa).

- Ad esempio un'azienda energivora italiana che consuma 70 – 150 GWh l'anno avrebbe pagato nel 2015 circa 75 – 87 €/MWh, mentre la medesima azienda in Germania avrebbe pagato, in regime agevolato, circa 40 – 45 €/MWh.

Figura 54 Confronto Italia-Germania ante riforma agevolazioni (€/MWh)



- Per ridurre il differenziale di prezzo pagato dalle imprese italiane rispetto alle altre economie manifatturiere europee, contestualmente al nuovo sistema di tariffe che sarebbe in vigore dal 1° gennaio 2018, sarà adottata anche in Italia la clausola europea che consente di parametrare il pagamento degli oneri connessi alle energie rinnovabili al valore aggiunto lordo (VAL) dell'impresa.
- Il nuovo sistema, su cui la Commissione Europea ha dato ufficialmente il via libera⁶⁴, prevederà in prima attuazione, l'applicazione della clausola VAL alle imprese che hanno un costo dell'energia superiore al 20% dello stesso VAL, che dunque potranno ridurre il proprio contributo alle rinnovabili fino a un valore non inferiore allo 0,5% del VAL, rendendo il costo sostenuto per il finanziamento delle fonti rinnovabili esclusivamente funzione del proprio risultato aziendale (la spesa sostenuta sarà quindi indipendente dal costo per le rinnovabili).
- Per le altre imprese saranno per il momento mantenute classi di agevolazione basate sull'intensità energetica della produzione (costo dell'energia elettrica/fatturato). Si intende inoltre valutare la possibilità di introdurre una maggiorazione dello sconto in funzione dell'indice settoriale di esposizione al commercio internazionale dei vari settori.
- Le nuove tariffe per imprese energivore assorbiranno l'effetto della cd "tariffa degressiva" di cui beneficiavano già i grandi consumatori, esplicitando quindi in un

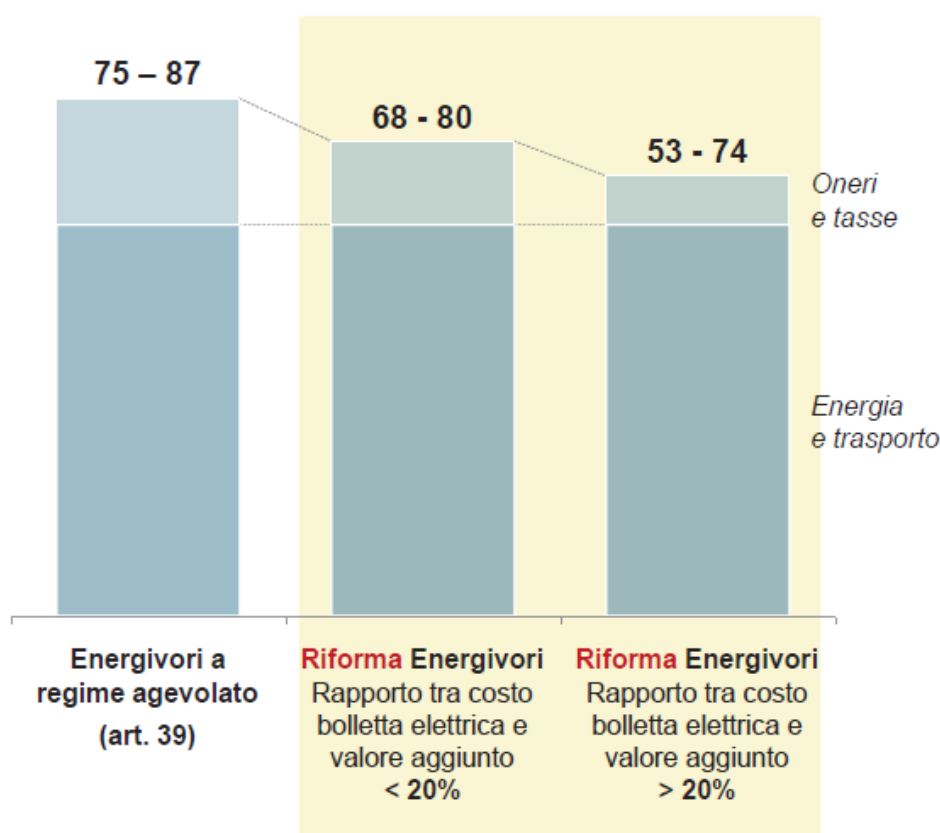
⁶⁴ Decisione n. C(2017) 3406 del 23/05/2017

unico valore e in maniera più trasparente due benefici prima distinti (agevolazioni art.39 e, appunto, tariffa degressiva)

- L'effetto complessivo di redistribuzione della manovra incrocerà una discesa della componente A3, attenuando così possibili effetti in aumento sulle categorie non energy-intensive. Peraltro, la norma di delega all'attuazione, approvata dal Parlamento nell'ambito della legge europea 2017, già prevede che almeno il 50% del minor fabbisogno della componente A3 sia destinato a riduzioni tariffarie a favore delle categorie diverse dalle imprese energivore. Andrà comunque mantenuto un attento monitoraggio, necessario per verificare l'equilibrio fra le diverse categorie di consumatori; a tal fine andrà prevista, fra l'altro, la preventiva acquisizione dei dati VAL e delle proiezioni sulla loro variabilità di anno in anno, necessari per stabilire con precisione gli effetti economici e le conseguenti possibili azioni compensative.

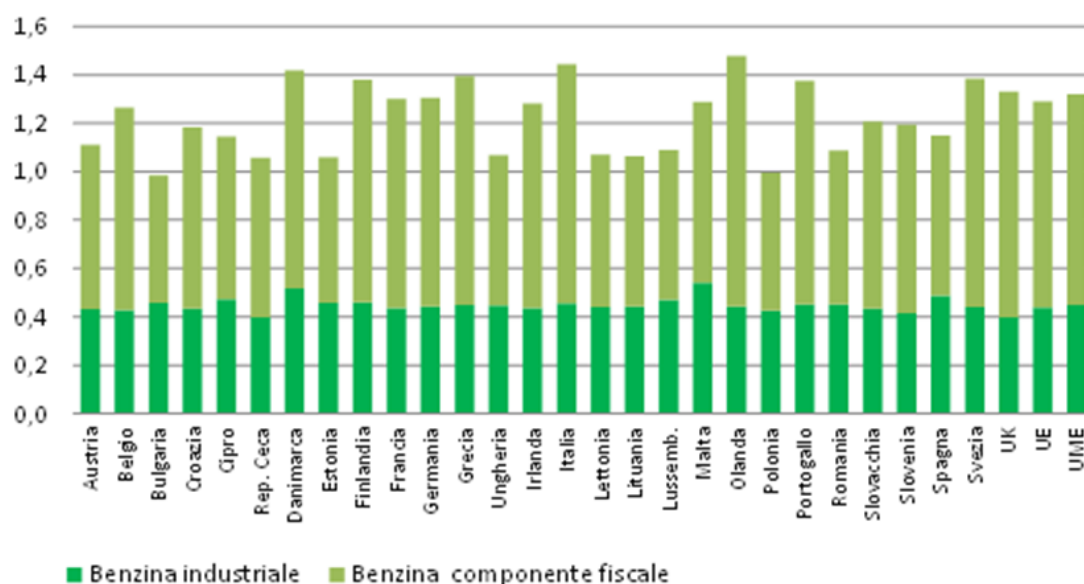
Figura 55

Impatto atteso post riforma energivori per imprese con consumi 70-150GWh (€/MWh)



- Un effetto complessivamente positivo sui prezzi all'ingrosso e sui costi dei servizi è atteso anche dall'imminente implementazione del nuovo segmento di mercato - il mercato della capacità - finalizzato a assicurare l'adeguatezza del sistema nel medio-lungo termine, rafforzando la sicurezza nazionale e garantendo condizioni più efficienti di utilizzo delle risorse di flessibilità necessarie al miglior utilizzo dei flussi di energia rinnovabile.
- La **maggiore volatilità dei prezzi dell'energia** richiede il recupero di **segnali affidabili sul lungo termine** per mantenere la sicurezza e supportare gli investimenti, che l'attuale mercato spot non offre. Inoltre, il parco elettrico sarà caratterizzato sempre più da impianti capital intensive e senza costi variabili di combustibile (eolico, solare, idroelettrico), circostanza che indubbiamente porterà a rendere meno prevedibile l'andamento sul mercato spot dell'energia. La fase di overcapacity del sistema nazionale degli anni scorsi ha innescato un processo di netta riduzione della potenza disponibile ed è prevedibile che il processo continui, come effetto delle politiche di decarbonizzazione e anche di nuovi standard ambientali. Il tema dell'adeguatezza del sistema richiede quindi interventi immediati, sia guardando al mantenimento del parco esistente sia pensando allo sviluppo futuro dei nuovi investimenti.
- Per ciascuno dei fattori che incidono sul gap di prezzo, la Strategia prevede ulteriori interventi.
- Per ciò che riguarda il settore **carburanti**, su cui **non si registrano invece significativi gap di prezzo industriale**, come noto, è la componente fiscale ad avere un peso significativo sul prezzo finale dei carburanti. Tale caratteristica non è solo italiana^[2], ma generalizzata a livello europeo. Il tendenziale contenimento dei prezzi industriali ha fatto sì che anche la componente fiscale diminuisse in modo generalizzato (in virtù dell'impatto che la contrazione del prezzo industriale ha sull'imposta sul valore aggiunto che è proporzionale) ad eccezione di quei pochi paesi nei quali si sia assistito ad incrementi del valore delle accise (nello specifico: Belgio solo per il diesel, Francia, Lettonia, Malta, Portogallo e Svezia, per benzina e diesel).

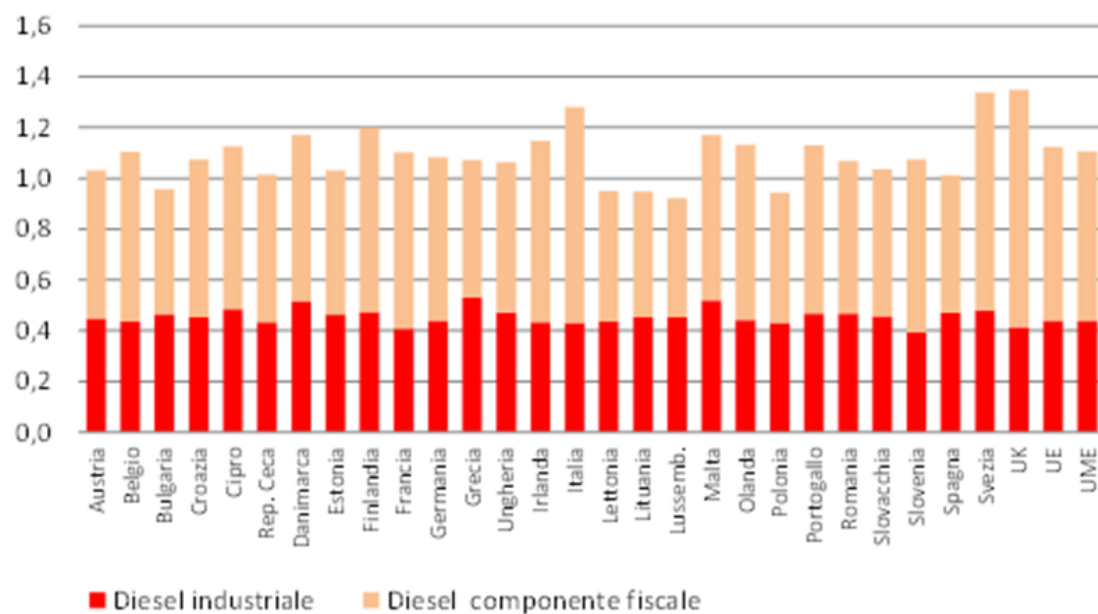
^[2] L'ammontare complessivo delle accise in Italia per litro di carburante a decorrere dal 1 gennaio 2015 è stabilito in: 0,728 euro per la benzina, 0,618 per il gasolio e 0,147 per il GPL. Si applica inoltre l'IVA al 22%.

Figura 56 Prezzi al consumo della benzina nell'UE (euro/litro)

Fonte: elaborazioni su dati Commissione Europea- DG Energy

- La Figura 56 mostra i prezzi medi annuali rilevati in tutti i Paesi dell'UE con evidenza delle singole componenti (industriale e fiscale) per quanto riguarda la **benzina**.
- Per l'Italia si evidenzia una componente industriale media nel 2016, non particolarmente superiore alla media della zona UME. Aggiungendo la componente fiscale, il prezzo al consumo è inferiore solo a quello olandese. Anche se diminuita sia nel 2014 che nel 2015, la componente fiscale in Italia rimane al di sopra di quella media europea e dell'UME.

Figura 57 Prezzi al consumo della diesel nell'UE (euro/litro)



Fonte: elaborazioni su dati Commissione Europea- DG Energy

- Caratteristiche simili si riscontrano per il gasolio (cfr. Figura 57), il cui prezzo in Italia comprensivo di una componente fiscale permane superiore alla media europea ed agli altri principali Paesi, ad eccezione del Regno Unito e della Svezia.

Mercati all'ingrosso dell'energia elettrica

Contesto nazionale ed europeo

- L'evoluzione del sistema elettrico, guidata dalla tecnologia e dalle politiche di decarbonizzazione, sarà caratterizzata dalle seguenti direttrici principali:
 - un **aumento della domanda**, dovuto alla crescente diffusione del vettore elettrico nei consumi domestici e nei trasporti, in parte compensato da una riduzione per effetto dell'incremento dell'efficienza energetica;
 - la **centralità del mix di offerta basato sul binomio gas-rinnovabili**, con la crescente diffusione delle rinnovabili e un ruolo transitorio della generazione a gas sempre più orientata verso servizi di flessibilità a sistema;
 - la possibile **riduzione del costo medio di generazione e del saldo netto con l'estero**, anche come conseguenza delle modifiche del parco di generazione dei partners commerciali;
 - un processo di **progressivo decentramento della produzione a livello locale**, anche finalizzata ad autoconsumo, e un'offerta dunque più frammentata ma potenzialmente in grado di interagire attivamente con il sistema;
 - una più forte interdipendenza fra le reti e i sistemi energetici nazionali e regionali-europei;
 - lo **sviluppo di nuove tecnologie** quali contatori intelligenti, sistemi di accumulo e sistemi di gestione dati che rappresentano fattori abilitanti per valorizzare il nuovo ruolo del consumatore e della domanda attiva nel mercato, nell'ottica di un ridisegno complessivo del futuro sistema elettrico.
- Le misure nazionali si inseriranno in un contesto generale che nei prossimi anni vedrà una **riduzione delle differenze – oggi molto ampie - nei mix di generazione tra i vari Paesi**, per effetto delle decisioni di progressivo *phase out*, almeno parziale, da nucleare e da carbone preannunciate e in alcuni casi già formalizzate, anche alla luce delle recenti disposizioni comunitarie inerenti l'obbligo di conformare i grandi impianti di combustione alle *Large Combustion Plants BREF* entro il 2021. Le politiche attive dei vari Paesi e la maggiore efficacia che dovrebbe avere il sistema dell'ETS (anche se continua a non apparire decisivo nello switch carbone-gas) porteranno ad una crescente convergenza su una struttura di

generazione più simile a quella italiana, sostanzialmente basata su gas e rinnovabili, con una prospettiva di miglioramento della competitività dell'economia italiana. L'efficacia delle misure nazionali per ridurre i costi di approvvigionamento sarà quindi complementare a questa che si preannuncia, nei prossimi 10 anni, come un'importante modifica del sistema elettrico europeo che, al netto dei problemi di tempistica coordinata per evitare problemi di sicurezza, modifica in modo favorevole il posizionamento dell'Italia verso i principali competitors.

- In questo contesto, si è già avviato da qualche anno il **processo di cambiamento del disegno del mercato all'ingrosso e delle regole**, con un duplice obiettivo: ridurre i costi e aumentare il livello di sicurezza. I cambiamenti nazionali non possono prescindere dalla normativa comunitaria in materia e dal percorso di progressiva armonizzazione delle regole di funzionamento dei mercati e gestione delle reti, nell'ambito di un comune Target Model.
- A **livello comunitario** negli ultimi anni è stato dato un forte impulso ad una **maggiore integrazione dei mercati nazionali** con l'obiettivo di creare un mercato unico dell'energia e un quadro armonizzato di regole.
- Il Regolamento sull'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (Regolamento UE 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015, noto come CACM – *Capacity Allocation and Congestion Management*) e le linee guida in materia di integrazione dei mercati di bilanciamento (*Balancing Code*) delineano un preciso modello di mercato, sia a pronti che dei servizi di dispacciamento, e introducono vincoli alla riforma dei mercati a livello nazionale. Si tratta di riforme che si trovano oggi a diverso livello di maturità, anche a livello europeo:
 - relativamente al mercato del giorno prima (MGP), l'Italia è già integrata attraverso market coupling con la Francia, l'Austria e la Slovenia;
 - per il mercato intraday (MI), i tempi di implementazione del modello europeo appaiono più lunghi. Il nuovo modello di mercato, viene incontro alle esigenze di integrazione delle rinnovabili e della domanda attiva e produrrà un impatto positivo, oltre che sul disegno di mercato italiano a pronti, anche sul mercato dei servizi. In tale ambito è in fase di valutazione l'introduzione anche nel mercato italiano dei prezzi negativi.

- con riferimento all'**integrazione dei mercati di bilanciamento**, sono in corso di adozione le linee guida europee che prevedono l'entrata in operatività di piattaforme uniche per lo scambio di servizi tra gestori di rete (TSO) a partire dal 2019.
- Il **nuovo Clean Energy Package** è ancora più ambizioso e prefigura un sistema significativamente diverso dal modello attuale. In particolare, sono stati al momento delineati interventi con le seguenti finalità:
 - **sviluppare mercati elettrici competitivi**, eliminando le barriere che tuttora limitano la partecipazione di tutte le risorse disponibili (fonti rinnovabili, accumuli e domanda attiva);
 - **parificare le varie fonti di generazione** in un'ottica di *level playing field* (i.e., oneri di sbilanciamento anche per le rinnovabili e superamento della priorità di dispacciamento);
 - rafforzare la consapevolezza e il **ruolo attivo del consumatore**, incentivando l'evoluzione degli aggregatori, favorendo lo sviluppo di *smart metering*;
 - **modificare lo schema del central dispatch** e conseguentemente guidare verso un ruolo più attivo del distributore.
- Le dinamiche sopra descritte e il quadro di riferimento europeo creano i presupposti per un'organizzazione molto più decentrata a livello nazionale e molto più coordinata a livello sovranazionale, sia sulla gestione del mercato che per quanto riguarda gli strumenti per la sicurezza. Elemento invariante è la necessità di soluzioni che integrino nel mercato le nuove risorse, quali domanda attiva e offerta rinnovabile, sempre più diffuse nel sistema, e che accelerino lo sviluppo di strumenti oggi ancora non maturi.
- In Italia esiste già un quadro normativo di riferimento per promuovere una maggiore apertura dei mercati ai nuovi soggetti; il decreto legislativo 102/2014, all'articolo 11, prevede infatti la regolazione della partecipazione della generazione distribuita, delle fonti rinnovabili, della cogenerazione ad alto rendimento e della domanda al mercato dell'energia e anche dei servizi, stabilendo i requisiti e le modalità di partecipazione delle singole unità di consumo e di produzione. In particolare, è promossa la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e agli altri servizi di sistema, attraverso la definizione delle modalità tecniche con cui i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione organizzano la partecipazione dei fornitori di servizi e dei consumatori, inclusi gli aggregatori di unità di consumo e/o di

produzione. La delibera AEEGSI 300/2017 ha avviato l'attivazione di progetti pilota, in vista di una regolazione organica del dispacciamento coerente con il balancing code europeo.

Le linee d'azione sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

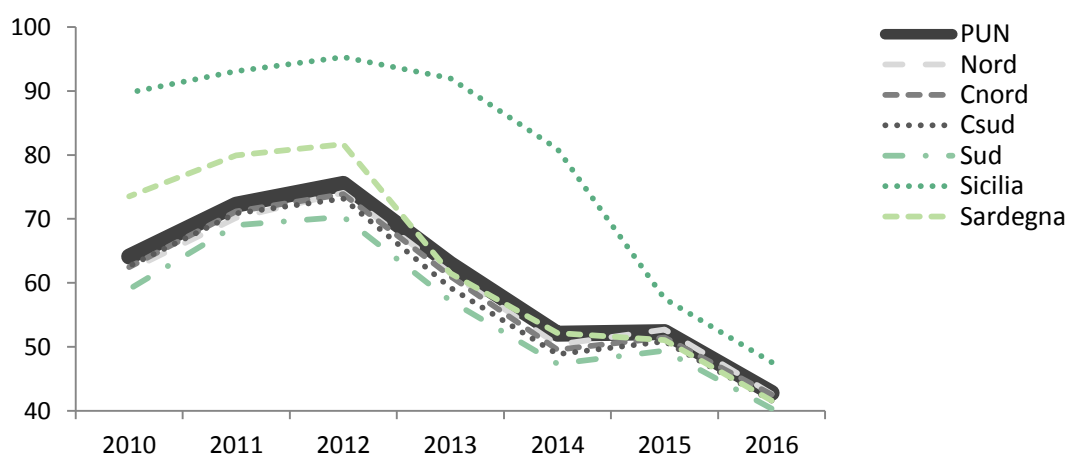
- Lo scenario e il contesto elettrico rappresentato fanno propendere per azioni volte a promuovere:
 - nel **breve-medio termine**, la completa abilitazione alla partecipazione ai mercati della generazione rinnovabile anche distribuita e la piena valorizzazione della domanda e delle altre risorse di flessibilità (inclusi i sistemi di accumulo) secondo principi di neutralità tecnologica e minimizzazione dei costi;
 - nel **medio-lungo periodo**, l'introduzione di nuovi strumenti contrattuali di lungo termine e la transizione verso un diverso modello di mercato in cui domanda e offerta partecipano al mercato e al dispacciamento attraverso nuove forme organizzative che prevedano un ruolo più attivo dei DSO per la gestione della sicurezza del sistema.
- La riforma dei mercati, con conseguente maggiore complessità gestionale, dovrà essere sempre più coordinata con l'esigenza di garantire la sicurezza del sistema elettrico, sia attraverso un adeguato sviluppo della rete, sia cogliendo le opportunità fornite dall'innovazione tecnologica.
- Il primo ambito prioritario di intervento riguarda **l'integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato** e il coordinamento con la generale riforma del mercato dei servizi. E' importante nel nuovo scenario di crescita delle rinnovabili recuperare segnali allocativi adeguati che finora non sono stati del tutto efficaci.
- Nel **bilanciamento**, gli strumenti ed i segnali di prezzo di breve termine devono essere migliorati per valorizzare la flessibilità della generazione distribuita e della domanda, processo oggi in ritardo che deve ancora sviluppare le sue potenzialità con lo scopo di rendere possibile un'ampia partecipazione attiva al mercato dell'energia e al mercato dei servizi ancillari. Sul fronte della domanda sarà definito un quadro normativo adeguato per la promozione dell'aggregazione.
- Il **quadro europeo sui servizi di bilanciamento** presenta oggi approcci abbastanza variegati e situazioni nazionali non tutte omogenee. In Europa è prevalente un modello di dispacciamento di tipo "self", che si discosta in modo significativo dall'attuale organizzazione del dispacciamento in Italia basata sul modello del *central dispatch*. Inoltre, il CEP attualmente in discussione prevede in prospettiva un ruolo più attivo dei distributori nel dispacciamento. Si condivide l'approccio del CEP di coerenza con l'evoluzione di lungo termine del parco

elettrico: con l'aumento della generazione da fonti rinnovabili e delle risorse distribuite, in generale cresce l'importanza che tutti i partecipanti al mercato abbiano l'incentivo a bilanciare le proprie posizioni e contribuire, con questo auto-adattamento, all'equilibrio del sistema. Dunque, **un approccio solo *central dispatch* in futuro non sarebbe adeguato**, anche se il modello organizzativo più idoneo nelle diverse realtà nazionali andrebbe valutato secondo criteri tecnici di efficienza e sicurezza evitando la strada di modelli forzatamente unificati. In ogni caso, il cambiamento verso un sistema più decentrato è un'innovazione che richiede adeguati tempi di organizzazione, in considerazione anche della complessità del lavoro di armonizzazione in corso e della necessità di interventi preventivi - organizzativi e strutturali - nella regolazione e gestione delle reti di distribuzione. E' opportuno quindi **non modificare nel medio termine l'approccio al dispacciamento** rispetto alle decisioni assunte con il *balancing code* e completare la modifica in corso; solo successivamente saranno implementati i cambiamenti nel modello di dispacciamento, in direzione di un maggiore decentramento di funzioni e responsabilità, salvaguardando comunque le esigenze di garantire sicurezza ed efficienza del sistema.

- Le norme sulla **partecipazione al mercato della domanda**, della **generazione e degli accumuli distribuiti**, anche in forma aggregata, già introdotte in Italia non hanno ancora prodotto effetti significativi. Ulteriori interventi per favorire l'evoluzione del sistema in questa direzione saranno individuati anche tenendo conto degli esiti e dell'efficacia della regolazione recentemente avviata dall'Autorità in materia (delibera n. 300 del 2017).
- Uno specifico ambito d'intervento riguarderà le procedure e i sistemi di comunicazione tra i gestori di rete (sia trasmissione sia distribuzione) e eventuali modelli organizzativi di carattere gestionale. Secondo l'approccio ad oggi prevalente, in Europa come in Italia, si ritiene che sia al momento opportuno mantenere un modello in cui il mercato del bilanciamento venga gestito unicamente dai TSO, assegnando ai DSO un ruolo di "facilitatore" per quanto riguarda il dispacciamento delle risorse connesse alle loro reti.
- L'evoluzione del modello a tendere comporterà una **crescente complessità dello scambio informativo tra TSO, DSO e Aggregatore / Utente del Dispacciamento** e richiederà lo sviluppo delle infrastrutture di gestione dati, eventualmente tramite un

sistema unico di data management. In questa prospettiva, appare necessario un programma di intervento e riqualificazione dei sistemi di distribuzione dell'elettricità.

- Sarà in particolare opportuno definire **nuovi standard di controllabilità e osservabilità** tra il gestore della rete di trasmissione e gli utenti del dispacciamento/ *balance service provider* collegati ai nuovi soggetti partecipanti al MSD (e.g. aggregatori di generazione e consumo). La definizione di un percorso di riforma del MSD garantirebbe il raggiungimento di obiettivi di:
 - **sostenibilità**, in quanto l'apertura del MSD permette una più efficace integrazione nel mercato e nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili;
 - **competitività**, in quanto la maggiore disponibilità di risorse e tecnologie in grado di fornire il servizio richiesto rafforza le condizioni di concorrenzialità tra gli operatori, con effetti potenziali positivi sulle dinamiche dei prezzi dei servizi e sul rischio di abusi di posizione dominante.
- Per **promuovere l'aggregazione di domanda e produzione**, è necessario modificare anche le regole di offerta in MGP e, in particolare, stimolare comportamenti attivi dando corretti segnali di prezzo, il che implica **superare gradualmente l'unicità del prezzo di acquisto tra le zone (PUN)**. Al riguardo, si osserva che lo strumento del PUN è stato introdotto per assolvere una funzione politica perequativa al momento dell'apertura del mercato elettrico, in quanto la configurazione del parco di generazione e soprattutto della rete di trasmissione avrebbero determinato prezzi dell'energia elettrica più elevati nelle regioni meridionali ed insulari, già di per sé meno sviluppate economicamente, penalizzandole quindi ulteriormente.
- Con il rilevante sviluppo delle fonti rinnovabili, soprattutto al Sud, e gli sviluppi di rete nel frattempo realizzati (in particolare SAPEI e Rizziconi-Sorgente), il problema per cui è stato introdotto il PUN è stato in gran parte superato, come testimonia l'andamento convergente dei prezzi zonali degli ultimi anni.

Figura 58 Andamento del PUN e raffronto con i prezzi zonali (€/MWh)

- Permangono tuttavia specifiche problematiche locali nell'esercizio della rete di trasmissione le quali continuano a produrre in alcuni periodi dell'anno, connesse ai periodi di manutenzione delle linee, sensibili differenze tra i prezzi zonali delle zone Sicilia e Sardegna e quelli delle altre zone.
- Considerati le complessità di gestione e i vincoli che il PUN introduce nel mercato elettrico, soprattutto nell'ottica della crescente integrazione dei mercati europei basata sul *market coupling* e di una maggiore partecipazione della domanda al mercato si conferma l'utilità di un superamento nel medio termine del PUN, valutando l'evoluzione degli assetti di rete futuri anche in relazione agli effetti della crescente penetrazione della generazione da fonti rinnovabili e prevedendo la preventiva realizzazione di specifici interventi volti a ridurre le congestioni di rete e/o possibili svantaggi competitivi di specifiche aree territoriali.
- In prospettiva, si pone il tema dell'adeguatezza del modello di mercato elettrico attuale, basato largamente su mercati spot del giorno prima, in cui il prezzo è fissato sulla base dell'offerta marginale. Tale tipologia di mercati è stata disegnata per attivare una competizione tra le diverse fonti, basandosi sui rispettivi costi variabili di combustibile basati sui prezzi spot. Si osserva che la significatività di questo modello va sempre più in crisi quanto maggiore è la penetrazione nel mercato di fonti i cui costi marginali (o variabili di breve periodo) sono prossimi a zero, quali le fonti rinnovabili (con l'eccezione di alcune bioenergie).
- L'attuale struttura di mercato non sarebbe in grado di sostenere, con i soli segnali spot, un adeguato sviluppo di fonti rinnovabili. **Gli investimenti iniziali in capitale fisso avrebbero bisogno di segnali di lungo termine che il mercato non offre, e**

questo anche nel caso in cui la crescita sul lungo termine dei prezzi del gas naturale e l'aumento del prezzo delle quote di CO₂ nel sistema ETS dovessero portare i costi di produzione della generazione termoelettrica al di sopra di quelli delle fonti rinnovabili. A tal fine, una possibile soluzione è rappresentata dai contratti PPA, proposti nel capitolo sulle rinnovabili: si tratta di strumenti che rispondono alla duplice esigenza di integrare nei mercati le fonti rinnovabili con segnali di prezzo di lungo termine, e, al contempo, diminuire progressivamente l'intervento di sostegno pubblico diretto e il correlato onere in bolletta. La consultazione ha riscontrato commenti interessati e generalmente positivi al riguardo, ma anche opinioni differenziate sulla opportunità/possibilità di definire in via regolata un indice di prezzo di lungo termine, rispetto ad un modello di sviluppo di tali contratti in una pura logica di mercato. Per assicurare che gli strumenti delineati abbiano piena efficacia è necessario continuare nello **sviluppo degli interventi di rete** in grado di superare le attuali strozzature e ampliare il mercato dei servizi. Già nell'attuale programmazione (Piano di sviluppo di Terna) sono previsti interventi in tal senso. Occorre tuttavia accelerare le procedure di valutazione dei Piani e facilitarne l'attuazione, con interventi mirati.

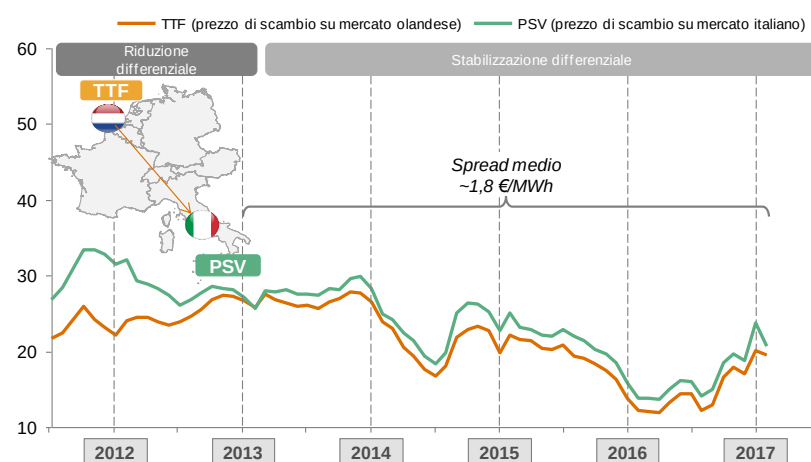
- L'evoluzione del sistema elettrico verso la decarbonizzazione dovrà inoltre essere accompagnata da un **piano di interventi infrastrutturali e tecnologici sulle reti di trasmissione e distribuzione**, da attuare in parallelo alla trasformazione della generazione, per evitare nuove inefficienze nel mercato e problemi di sicurezza, nonché per favorire la maggiore digitalizzazione delle reti, funzionale anche alla migliore gestione della generazione distribuita e non programmabile e alla partecipazione al mercato della domanda e degli aggregatori.
- La tutela della competitività non può prescindere dagli **investimenti in innovazione**, di cui si discute nel capitolo dedicato. L'innovazione riguarda anche l'adozione di sistemi intelligenti per la gestione e il monitoraggio del consumo di energia nei sistemi di produzione. Il **Piano Industria 4.0** offre, anche da questo punto di vista, ottime opportunità alle aziende, mettendo a disposizione un'eccezionale gamma di strumenti automatici e sgravi fiscali e una rete di sostegno per il trasferimento tecnologico e l'innovazione digitale.

Mercati all'ingrosso del gas naturale

Contesto nazionale e europeo

- In termini di **prezzi**, il mercato italiano continua infatti ad essere penalizzato da uno spread di circa 1,8 €/MWh rispetto ai mercati nord europei, ben più elevato rispetto al solo costo variabile del trasporto (pari a circa ~0,5€/MWh⁶⁵).

Figura 59 Evoluzione dei prezzi gas TTF e PSV (€/MWh)



Fonte Bloomberg

- Questo spread è stato sostenuto soprattutto da una ancora **incompleta integrazione del mercato italiano** rispetto ai mercati più liquidi del Nord Europa e da una persistente dipendenza del sistema italiano del gas dalle importazioni spot dal Nord Europa, che rivestono il carattere di fonte marginale e quindi influenzano la formazione dei prezzi al PSV, per via di:
 - limitato accesso da parte di operatori terzi alla capacità di transito sui gasdotti da Nord (ed in particolare sul gasdotto Transitingas);

⁶⁵ 0,5€/MWh rappresenta il valore della tariffa di trasporto tra l'hub TTF (Olanda) ed il PSV (Italia). La tariffa di trasporto rappresenta il corrispettivo effettivamente corrisposto al TSO per il transito di un determinato quantitativo di gas sulla propria rete di gasdotti, e dipende dalla distanza considerata. Rappresenta dunque una differenza strutturale (in quanto legata a costi effettivamente sostenuti) tra prezzi a TTF e PSV non uno spread legato a condizioni di mercato.

- limitata disponibilità di importazioni via gasdotti e GNL, sia su base long term che su base spot, con formule di prezzo direttamente ancorate ai prezzi che si formano al PSV;
- limitata capacità dei rigassificatori italiani di attrarre carichi di GNL per operazioni di breve termine, sia per vincoli tecnici (es. limitata operatività di Panigaglia) che per limitata competitività del sistema tariffario in vigore (che sarà superato dal passaggio al sistema ad aste a partire dal 2018).
- In questa situazione di disaccoppiamento rispetto ai mercati più liquidi e competitivi del Nord Europa occorre tener presente inoltre che il **mercato italiano è condizionato dalla presenza di contratti di importazione long-term Take-or-Pay** per un volume massimo di oltre 90 miliardi di metri cubi all'anno che, essendo ancora basati in modo preponderante su aggiornamenti oil-linked del prezzo, incidono in modo significativo sui meccanismi di formazione dei prezzi al PSV, contribuendo a rendere i volumi di gas importati su base spot dal Nord Europa fonti marginali nel momento in cui i prezzi oil-linked si apprezzano rispetto ai riferimenti spot.
- La presenza, in concomitanza, di **contratti oil indexed** (direttamente legati al prezzo del petrolio) e **contratti a lungo termine con clausole take-or-pay** (per cui gli operatori sono obbligati ad acquistare un volume minimo contrattuale di gas indipendentemente dalle condizioni della domanda), favorisce la formazione di prezzi che non sono rappresentativi delle logiche di mercato gas con equilibrio tra domanda e offerta. D'altra parte i contratti long-term non sono di per sé sufficienti a garantire la disponibilità dei flussi di importazione e la stabilità dei prezzi al PSV: infatti nei primi mesi del 2017 la volatilità dei flussi dall'Algeria, in concomitanza con condizioni climatiche particolari, ha spinto ad incrementare significativamente le importazioni da Passo Gries, fino a saturare la capacità di import e creare un momentaneo distacco del mercato italiano dai mercati nord europei, con conseguente innalzamento del prezzo PSV (fino a 40 €/MWh, circa 2 volte la media del periodo) e dello spread rispetto a TTF (salito a 20 €/MWh rispetto ai 2 €/MWh medi nel resto del periodo).
- Al fine di aumentare la liquidità del mercato del gas italiano e favorire l'allineamento dei prezzi all'ingrosso al PSV a quelli europei, si ritiene opportuno introdurre i seguenti provvedimenti:

- iniziative volte a migliorare la liquidità "fisica" del sistema gas italiano, per favorire il contributo dei contratti *long term* con formule di prezzo ancorate ai prezzi italiani del PSV e del mercato *spot* nelle dinamiche di definizione dei prezzi;
- misure per favorire la competizione tra fonti marginali, ed in particolare tra i mercati più liquidi del nord Europa (dove oggi il riferimento di prezzo è rappresentato dal TTF), ed il GNL disponibile su base *spot* nel Mediterraneo, che favorirebbe l'azzeramento dello *spread* tra TTF e PSV, potendo l'Italia competere con i mercati del nord Europa nell'attrarre il GNL e che in condizioni di mercato in *oversupply* dovrebbe esercitare una positiva competizione al ribasso sui prezzi assoluti.

Le linee d'azione sul mercato all'ingrosso del gas naturale

Introduzione della figura del Market Maker sul mercato del gas

- La presenza di un mercato liquido del gas costituisce un presupposto fondamentale per lo sviluppo del settore del gas naturale nazionale, in quanto favorisce la possibilità per gli operatori di bilanciare le proprie posizioni e garantisce la formazione di un prezzo di riferimento trasparente, anche per le negoziazioni a termine, riducendo il rischio di manipolazioni.
- L'evoluzione normativa, sia di matrice europea che nazionale, che di recente ha interessato i sistemi di scambio del gas naturale, ha favorito lo sviluppo della Borsa del gas naturale, organizzata e gestita dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME), introdotta in Italia dalla legge 23 luglio 2009, n. 99.
- A tal proposito, la recente crescita dei volumi negoziati sulla Borsa gas è stata senza dubbio sostenuta dall'introduzione del nuovo sistema di bilanciamento che prevede che, a partire dal 1 ottobre 2016, il Responsabile del Bilanciamento ricorra, in via prevalente, ai mercati all'ingrosso del GME per l'approvvigionamento delle risorse necessarie al bilanciamento del sistema nel suo complesso.
- Tuttavia, affinché le finalità perseguite dal Legislatore possano essere pienamente raggiunte e per assicurare un costante reperimento delle risorse necessarie al bilanciamento del sistema, risulta quanto mai opportuno introdurre ulteriori misure volte a sostenere la liquidità dei mercati all'ingrosso. Al fine di raggiungere tale obiettivo si ritiene opportuna, come pienamente condiviso nella consultazione della

SEN, l'adozione di soluzioni già sperimentate presso altri mercati europei che prevedono la presenza di operatori, cd. *market maker*, che si impegnano volontariamente, di solito a fronte di una riduzione dei corrispettivi per la partecipazione al mercato, a fornire liquidità agli scambi, contribuendo, conseguentemente, al raggiungimento di una migliore significatività e rappresentatività dei prezzi stessi del gas naturale. La presenza di uno o più *market maker* ha inoltre, potenzialmente, un impatto considerevole nel diminuire il costo di smobilizzo delle posizioni, nel garantire liquidità e trasparenza *pre-trade* al mercato, nonché nell'assorbire eccessi di domanda e offerta. Si favorisce così l'attività di *hedging* e di *trading* abbassando di fatto i costi di partecipazione al mercato per gli operatori.

- Generalmente gli operatori sono portati ad operare nei mercati più liquidi, dove è più facile individuare opportunità di scambi a prezzi competitivi. Ciò rende particolarmente difficoltoso attrarre operatori ed aumentare la liquidità nelle fasi di avvio di nuovi mercati e per tale motivo si rende opportuna l'individuazione di opportune soluzioni per avviare il processo virtuoso di sviluppo della liquidità.
- In Europa sono numerose le esperienze di mercati organizzati nei quali l'introduzione della figura del *market maker* ha contribuito, in misura determinante, all'incremento della liquidità e alla maturità dei mercati stessi. In Germania, per esempio, l'*hub* NCG (*Net Connect Germany*) ha iniziato la sua attività nell'ottobre del 2009 divenendo subito la più grande area di mercato tedesca. Gli operatori possono scambiare prodotti con riconsegna all'*hub* NCG sulla piattaforma elettronica di formazione del prezzo della borsa EEX (*European Energy Exchange*). La presenza di un *market maker* sulla quasi totalità dei prodotti è stato uno dei principi fondanti della stessa creazione del nuovo punto di scambio che univa due aree di mercato precedentemente diverse. Sul mercato austriaco, nel quale opera la borsa PEGAS, sono presenti *market maker*. In Spagna, il Regolatore spagnolo CNMC (*Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*) ha da poco confermato che i due operatori dominanti Endesa e Gas Natural Fenosa agiranno sul Mercato Iberico del Gas (MIBGAS) in qualità di *market maker*. Anche in Ungheria, nonostante le piccole dimensioni, è stata introdotta la figura di *market maker* che ha dato un sensibile impulso alla liquidità di mercato.
- La figura del *market maker* potrà garantire la presenza, pressoché costante, sul mercato di offerte di acquisto e vendita a prezzi di mercato e costituirà il

presupposto per attrarre altri operatori, alla ricerca di una controparte negoziale, nel momento in cui possono contare di trovare, con ragionevole certezza, la presenza di offerte di segno opposto rispetto al proprio interesse commerciale.

- In tal modo, anche i costi per l'approvvigionamento delle risorse di gas necessarie al Responsabile del bilanciamento potranno risultare minimizzati e, in ogni caso, riflettere le effettive condizioni di mercato, raggiungendo, in ultima analisi, una sensibile riduzione degli oneri di sistema.

Introduzione di misure per ridurre il gap dei prezzi con i mercati nel nord Europa, quali il "Corridoio della liquidità"

- Le iniziative per migliorare la competitività del sistema gas nazionale si pongono l'obiettivo di favorire l'allineamento dei prezzi italiani (PSV) con i prezzi dei mercati liquidi del Nord Europa (rappresentati dal TTF), dove le modalità di formazione dei prezzi sono maggiormente rappresentative dell'evoluzione di domanda e offerta, giungendo anche, nel caso più favorevole, alla inversione dello *spread*.
- Al fine di ridurre lo *spread* dei prezzi tra PSV e TTF una possibile iniziativa che si intende promuovere è favorire l'accesso alla capacità di import dai mercati del Nord Europa (in particolare quella del gasdotto Transitgas), attraverso l'introduzione del cosiddetto "Corridoio di Liquidità", finalizzato al superamento dei fenomeni distorsivi nell'import da nord Europa che favoriscono attualmente situazioni privilegiate esistenti a scapito dei consumatori italiani.
- Essa si presenta in effetti come una contromisura necessaria ad alcuni comportamenti opportunistici da parte degli operatori a monte nella unica rotta di approvvigionamento per l'Italia di gas proveniente dai mercati liquidi del Nord Europa. In particolare essi sono costituiti dalla rivendita di capacità su base spot lungo il gasdotto Transitgas da parte dell'operatore di rete svizzero, alla quale non si applicano le regole europee di allocazione della capacità sui mercati primario e secondario, in funzione dello *spread* che si viene a creare tra i prezzi al PSV e al TTF.
- Un altro fattore di cui tenere conto sono le criticità dell'attuale modello tariffario entry – exit, che di fatto penalizza i mercati posti a valle dei mercati liquidi, esposti al pagamento di una sequenza non controllabile di tariffe entry – exit (il cosiddetto "pancaking"). A volte i sistemi tariffari nazionali, non ancora armonizzati, e spesso orientati a massimizzare i propri obiettivi nazionali, trasferiscono ai paesi a valle,

attraverso le proprie tariffe di trasporto, costi di investimenti interni a favore della sicurezza e della competitività nazionale, creando a volte attraverso le tariffe di exit, barriere economiche verso l'uscita del gas e condizionando i flussi cross-border.

- Un possibile esempio è rappresentato dalle modifiche introdotte nel regime tariffario francese, con l'aumento del costo di entry a Dunkerque e di exit a Oltingue, sulla rotta verso l'Italia, che riflette il costo di investimenti realizzati in Francia per la sicurezza e competitività che sono stati scaricati anche a valle attraverso l'incremento delle tariffe di exit, con una ripartizione dei costi nella rete nazionale francese tra entry ed exit nel rapporto 35/65. Un altro esempio sono i corrispettivi introdotti dal regolatore tedesco per remunerare gli investimenti per la modifica del potere calorifico del gas tedesco, potenzialmente caricati anche sulla tariffa di exit a Wallbach. Questo comporta di fatto che una parte della remunerazione degli investimenti in altri paesi non finalizzati al transito, vengano scaricati sui consumatori dei paesi a valle, come l'Italia.
- Questi effetti sono tanto più rilevanti nel caso italiano, in cui, come di seguito evidenziato, il gas proveniente da Nord Europa ha la caratteristica di essere generalmente "price maker". Questo vuol dire che lo spread non giustificato da costi di trasporto tra i prezzi TTF e PSV si riverbera sul prezzo all'ingrosso di tutto il gas sul mercato italiano, compreso quello importato dagli altri Paesi, costituendo una rendita per gli importatori e i traders, e per i paesi esteri produttori.
- La misura prevede l'acquisizione, da parte di un soggetto regolato (c.d. Gestore) da identificare in fase di attuazione della misura, della capacità di trasporto resa disponibile tra i mercati liquidi di Francia, Germania, Olanda e l'Italia. L'acquisizione della capacità dovrebbe avvenire ad un prezzo pari alle tariffe di trasporto previste nei relativi contratti di trasporto. Il massimo dimensionamento teorico possibile corrisponderebbe alla capacità tecnica continua di ingresso alla rete italiana a Passo Gries, pari a 59⁶⁶MSm³/g (ripartiti ai soli fini delle valutazioni economiche che seguono in 24 dall'Olanda, 16 dalla Germania e 19 dalla Francia). In linea di principio la misura potrebbe comunque essere estesa al resto della capacità di importazione da Nord disponibile.

⁶⁶ Capacità massima di trasporto continua (64 MSm³/g il valore di riferimento considerando anche la capacità interrompibile)

Figura 60 Indicazione rotte del Corridoio di Liquidità

Fonte: SNAM, MiSE

- Una volta acquisite dal Gestore, le capacità del Corridoio sarebbero offerte al mercato su base *bundled* (ossia includendo servizi di trasporto integrati su reti di più operatori) e prevalentemente *short-term*. L'assegnazione dei prodotti integrati di capacità dovrebbe avvenire a prezzi definiti in esito a procedure d'asta, il cui prezzo di riserva possa anche scendere a zero (dove l'assegnatario dovrà garantire la sola copertura dei costi variabili di utilizzazione dell'infrastruttura), sulla base di condizioni definite dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico. I costi sostenuti dal Gestore per l'acquisizione della capacità e non remunerati dalle aste sarebbero coperti da una componente tariffaria applicata ai volumi di gas prelevati dalla rete nazionale.
- Poiché le fonti di approvvigionamento tramite il "Corridoio di Liquidità" sono in genere marginali (ed i relativi volumi *price-maker*), la misura dovrebbe portare all'allineamento dei prezzi tra PSV e TTF (al netto dei soli costi variabili di trasporto).
- Per valutare se i volumi provenienti tramite il Corridoio della Liquidità possano effettivamente essere la risorsa marginale, è stata effettuata un'analisi sulle diverse

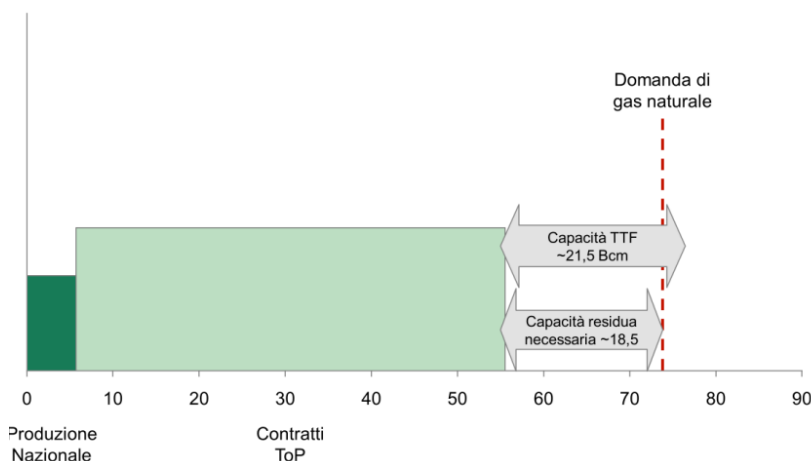
fonti di approvvigionamento in Italia, per verificare i comportamenti di prezzo di ognuna di esse e determinare se possano essere considerate *price-maker*.

- L'analisi delle fonti marginali è valida fino ad uno scenario di domanda pari a 74 miliardi di metri cubi; tale valore, stante gli obiettivi di efficientamento energetico e di de-carbonizzazione, risulta quindi molto conservativo dato che la domanda sarà certamente inferiore.
- Come fonti di approvvigionamento sono state considerate:
 - la produzione nazionale, stabilmente in declino è stata considerata *price-taker*, in quanto non varia in funzione delle condizioni di mercato, ma è legata alle curve di produzione dei giacimenti;
 - i contratti di approvvigionamento *long-term*, sia via gasdotto che GNL, provenienti da Russia, Libia, Qatar, Algeria e Nord Europa. Entro la fine del 2018, come precedentemente descritto, sono in scadenza contratti con l'Algeria per un volume annuo contrattato (ACQ) pari a 25 miliardi di metri cubi ed è difficile prevedere oggi le modalità del rinnovo di questi contratti, date le negoziazioni ancora in corso da parte delle imprese importatrici e Sonatrach. Ai fini dell'analisi è stata stimata una Annual Minimum Quantity (AMQ) per ciascun punto di ingresso, pari a circa 50 miliardi di metri cubi complessivi nel periodo 2016-2018⁶⁷. I volumi AMQ possono essere ragionevolmente considerati *price-taker*. Gli acquisti dai mercati del Nord Europa connessi all'Italia (TTF, PEGn, NCG), sono valorizzati per semplicità a prezzo TTF.
- Sulla base di queste considerazioni è stata ipotizzata una *merit-order* delle fonti di approvvigionamento per valutare quale fonte possa essere marginale e pertanto *price-maker*. Possono concorrere al soddisfacimento della domanda sia le importazioni dai mercati liquidi del Nord Europa importati tramite Passo Gries (valorizzate a TTF) sia i contratti *long-term*, sfruttando la flessibilità dei volumi sopra l'AMQ. In questo caso si osserva che i volumi importabili da Nord Europa, pari alla capacità massima di Passo Gries (59 MSm³/g pari a 21,5 miliardi di metri cubi

⁶⁷ L'analisi considera in maniera prudenziale 14 miliardi di metri cubi provenienti dall'Algeria, mentre azzerava l'AMQ dei contratti provenienti dal Nord Europa nell'ipotesi di dimostrare che TTF possa essere la fonte marginale. Si considera uno scenario di domanda massima di gas

l'anno) sono sufficienti a coprire il gap tra domanda nazionale e volumi *price-taker*, pertanto si può concludere che TTF diventi *price-maker*⁶⁸.

Figura 61 Merit order delle fonti di approvvigionamento (€/MWh)



Fonte: MiSE

- Si può quindi concludere che, dato il contesto di mercato attuale e previsto le condizioni medie di importazione, di produzione nazionale e di domanda di gas naturale, il TTF può essere in modo prevalente la fonte marginale di approvvigionamento o il riferimento per le fonti marginali di approvvigionamento. È quindi ragionevole ipotizzare che l'introduzione del Corridoio della Liquidità porterebbe un allineamento dei prezzi al PSV con i prezzi dei mercati liquidi del Nord Europa.
- L'allineamento dei prezzi tra PSV e TTF, a meno del costo variabile di trasporto tra i due *hub*, dovrebbe portare un beneficio per il sistema, al netto delle compensazioni per il delta costo risultante dall'acquisto di capacità di trasporto *long term* e dalla sua rivendita su base *short term*, variabile tra circa 400 e 500 milioni di euro in base alla domanda ed allo *spread* tra PSV e TTF.
- La configurazione della misura, anche a seguito degli esiti della consultazione, tenuto conto delle osservazioni dell'Autorità di regolazione e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e delle richieste di chiarimenti da parte di alcuni regolatori europei, sarà in ogni caso valutata in modo da essere congruente con le

⁶⁸L'utilizzo di eventuali contratti *long-term* infatti avverrebbe solo laddove le condizioni di formazione del prezzo risultino convenienti rispetto al prezzo TTF, che rappresenta il costo-opportunità dei volumi di gas marginali altrimenti importabili dai mercati liquidi del nord Europa tramite Transigas e Passo Gries.

normative europee sull'unbundling e sulla allocazione della capacità sulle reti di trasporto, e potrà essere adottata in forma graduale, anche per tenere conto della recente indisponibilità fino all'aprile 2019 di una delle due linee di transito del gasdotto tedesco TENP, e con riferimento anche ad altre rotte di approvvigionamento dal Nord Europa. Saranno anche valutati gli effetti potenziali sulla concorrenza tra diversi operatori. La misura, ove attuata, dovrebbe essere periodicamente monitorata nei suoi effetti sul mercato. Ulteriori possibili azioni possono essere messe allo studio, anche in ambito europeo, per ottenere risultati analoghi.

Mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale

Il nuovo ruolo del consumatore

- La diffusione delle rinnovabili e la generazione distribuita sono gli elementi più rilevanti nell'influenzare il processo di evoluzione del settore elettrico. A questi elementi, si aggiunge la domanda, favorita dall'applicazione sempre più diffusa dell'*Information Technology* all'energia. In questo contesto, il **ruolo del consumatore** sta cambiando da soggetto passivo ad oggetto attivo in grado di modificare il proprio consumo in risposta ai cambiamenti di prezzo sul mercato e a certe condizioni offrire servizi di rete.
- Il **processo di liberalizzazione si lega al progresso tecnologico** che sta ridefinendo l'architettura del sistema e che porterà presto a un nuovo rapporto consumatore-venditore. A guidare tale evoluzione ci sono specifici sviluppi tecnologici: generazione distribuita, sistemi di accumulo diffusi, elettrificazione dei consumi, modalità di accesso ai dati e alle informazioni.
- La **rapida riduzione** cui sta andando incontro il **costo della tecnologia** consentirà l'accesso di un sempre maggior numero di consumatori ai suddetti strumenti (in primis batterie e pannelli fotovoltaici), favorendo di fatto l'autoconsumo, e lo sviluppo di nuovi servizi e la partecipazione attiva dei piccoli consumatori ai mercati. Questo processo potrà essere sostenuto anche dall'organizzazione di nuovi soggetti aggregatori, incluse le comunità energetiche locali previste dal CEP, che richiederanno un'attenta regolazione in modo da garantire un quadro di riferimento organico e i necessari standard di efficienza e qualità in un sistema sempre più complesso e articolato.
- Il **ruolo attivo del consumatore** può esplicitarsi principalmente su tre livelli:
 - scelta del fornitore e corretta valutazione delle offerte commerciali e dei servizi connessi;
 - autoproduzione e diffusione dei sistemi di accumulo e gestione efficiente dei consumi;
 - modifica del carico in seguito a segnali di prezzo (*demand response*).
- Le **informazioni sono il fattore cardine** per effettuare scelte consapevoli e potenziare il ruolo della domanda, diventando sempre più cruciali nel

completamento del processo di liberalizzazione del mercato *retail*. In connessione a questo tema, emerge la necessità di maggiore sicurezza negli scambi informativi (*cybersecurity*) e trasparenza e regolamentazione sul tema della proprietà dei dati, che deve essere di proprietà e in capo al consumatore.

- Le attività di **telelettura** dei dati e le attività di **telegestione** devono essere presidiate da sicuri requisiti di **unbundling**, oggetto di verifiche e controlli.
- L'effetto combinato tra i **nuovi sistemi di smart metering** e la presenza di banche dati interoperabili, consentiranno di generare opportunità che vanno oltre la mera misura di energia, accrescendo notevolmente il patrimonio informativo e generando, in ultima analisi, vantaggi per il sistema.
- **L'innovazione digitale può promuovere nuovi modelli di consumo** che già trovano le prime applicazione nell'*Internet of Things*, nella *smart home* e nella mobilità elettrica. Tale scenario, coerentemente con il Piano Nazionale Industria 4.0, prefigura nuovi modelli di *business*, quindi nuove opportunità per l'economia del Paese.

Le configurazioni di autoconsumo

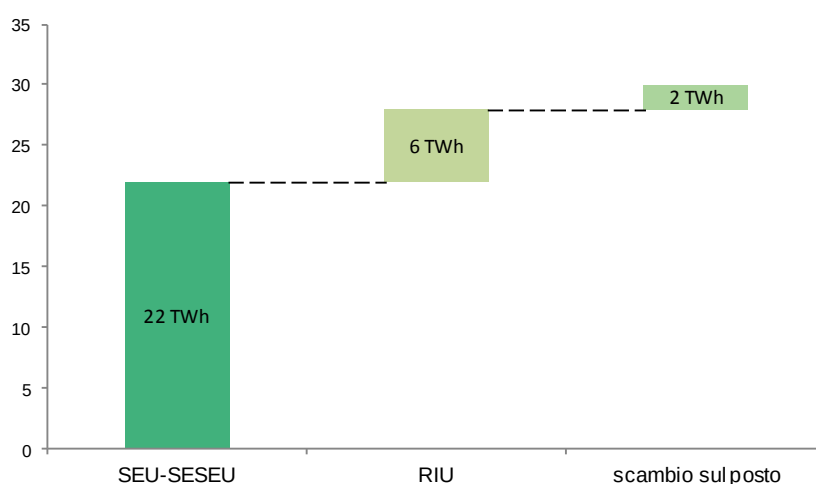
Situazione in Italia e Europa

- La prima direttiva sull'elettricità (Direttiva 96/92/CE) qualificava come autoproduttore la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica essenzialmente per uso proprio.
- Nella terza direttiva sulla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica 2009/72/CE, è stata aggiunta la definizione di generazione distribuita (impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione). Si trattava, in ogni caso, di produzione per uso proprio, salvo il caso specifico dei sistemi di distribuzione chiusi, che davano la possibilità, qualora sussistano specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, di regolare la produzione e distribuzione di energia all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato, con esclusione di clienti civili.
- Il **Clean Energy Package** si spinge oltre e, nella proposta CE di direttiva sul mercato elettrico, pone al centro del nuovo disegno del mercato elettrico il **cliente attivo** (che può essere un singolo cliente o un gruppo di clienti), introducendo anche

la figura delle **collettività dell'energia** ovvero comunità produttrici/consumatrici di energia, anche rinnovabile.

- Queste proposte prefigurano la possibilità di forme di autoproduzione individuale e collettiva, sia da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento, sia da altre fonti e tecnologie, anche integrate in sistemi di distribuzione privati. Si delineano comunque specificità a vantaggio in particolare delle configurazioni che utilizzano fonti rinnovabili.
- Si tratta di proposte da approfondire nel corso del dibattito sul pacchetto comunitario, e comunque da inquadrare nel contesto generale delineato dallo stesso pacchetto il quale conferma l'assetto generale del settore basato sulla separazione delle attività della filiera e rafforza la spinta per una partecipazione al mercato su un piano di parità di stoccaggio, generazione (a prescindere dalle fonti) e domanda (anche aggregati).
- Nella prospettiva delineata dall'Europa, si può osservare che **l'Italia ha un buon posizionamento quanto a diffusione della generazione distribuita** e dell'autoconsumo. Per il 2015, l'energia elettrica autoconsumata ammonta a circa 30TWh, divisa fra le diverse configurazioni di autoconsumo come mostrato nella figura che segue.

Figura 62 Energia elettrica autoconsumata (TWh)



Fonte: elaborazione dati AEEGSI

- Oltre alle configurazioni di **autoconsumo inserite in siti industriali preesistenti (RIU e SESEU)**, sulla base delle norme attualmente vigenti, le nuove configurazioni realizzabili in autoconsumo sono:

- **i sistemi efficienti di utenza** (quindi solo con uso di fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento);
 - **l'autoproduzione ai sensi del decreto legislativo 79/99**, vale a dire la produzione realizzata da una persona fisica o giuridica che la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante;
 - il collegamento tra un centro di produzione ad un centro di consumo mediante una **linea diretta**, indipendentemente dal sistema di trasmissione e distribuzione.
- La misura del decreto milleproroghe 2016 (DL 244/2016) - che stabilisce che le parti variabili degli oneri di sistema siano applicate solo sull'energia prelevata dalle reti pubbliche – costituisce già oggi uno strumento a sostegno dell'autoconsumo, nelle configurazioni consentite. Il criterio è stato re-introdotto anche allo scopo di contenere l'impatto dell'adeguamento alle disposizioni comunitarie delle Linee Guida su investimenti già effettuati.
 - Si ritiene che lo strumento **dell'esenzione dal pagamento degli oneri** sia **idoneo** per sostenere l'autoproduzione nel **breve termine**. Infatti, considerate le configurazioni attualmente realizzabili, si stima che lo sviluppo dell'autoproduzione (rinnovabile e cogenerazione ad alto rendimento) soprattutto nel settore domestico non determinerebbe, alle regole attuali, una crescita rilevante dell'area non soggetta al pagamento.
 - L'energia in sistemi privati e di autoproduzione, oggi stimabile in circa 30 TWh, potrebbe espandersi dell'ordine stimato in circa 10 TWh, senza ulteriori incentivazioni tariffarie ma contando sull'esenzione dalla quota variabile.
 - In ogni caso, poiché dovrà essere **mantenuto l'equilibrio nei conti tariffari**, sarà data assoluta priorità alla trasparenza sui beneficiari dell'esenzione e mantenuto uno stretto monitoraggio degli effetti dell'esenzione in relazione a possibili alterazioni della base imponibile.
 - Peraltro, lo spostamento di una parte del prelievo tariffario in potenza, già previsto nell'ambito del Piano di adeguamento alle Linee Guida approvato da Bruxelles per i clienti non domestici, rappresenta già uno strumento di breve termine per

mantenere un'equa partecipazione di tutti alla copertura dei costi della transizione energetica.

Gli interventi proposti

- La diffusione dell'autoconsumo sarà naturalmente favorita dall'evoluzione tecnologica, che rende disponibili sistemi di produzione e accumulo di taglia medio piccola, soprattutto a fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento. Si tratta di un fenomeno da assecondare, attraverso politiche pubbliche abilitanti ispirate a criteri di efficienza, che consentano agli attori del mercato di organizzarsi. Pertanto, anche in considerazione del forte interesse verso tali configurazioni dovrà essere accelerata la regolazione dei nuovi assetti.
- In proposito, un primo tema riguarda una compiuta **definizione delle configurazioni** di autoproduzione realizzabili e delle loro caratteristiche, tema che dovrà evidentemente tener conto degli esiti del dibattito ancora aperto a livello europeo.
- In particolare, ci si attende che nel testo di nuova direttiva sia chiarito in che modo le nuove configurazioni su possano/debbero differenziare dai Sistemi di distribuzione chiusi ed eventualmente siano coordinate le varie definizioni in modo più chiaro e, inoltre, che si chiarisca se le forme di abilitazione o sostegno pubblico possano riferirsi solo a energie rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento o meno; operato questo primo discrimine basato sul tipo di generazione, la regolamentazione dovrà concentrarsi su temi quali la natura dei soggetti titolari alla realizzazione, i relativi obblighi in tema di sicurezza interna ed esterna alle configurazioni, i ruoli ed i diritti dei singoli consumatori interni ai sistemi di autoproduzione, le modalità di partecipazione ai mercati, i rapporti con DSO e TSO e, in generale, l'incisività dell'eventuale regolazione all'interno del sistema di autoproduzione e distribuzione di energia.
- Nel **breve termine** e in attesa che si chiarisca e si consolidi il pacchetto comunitario, un approccio realistico e prudente consiste nell'utilizzare da subito la vigente normativa europea (direttiva 2009/72/CE) **sui sistemi di distribuzione chiusi**. La facoltà data da tale norma agli Stati membri è stata sinora utilizzata in parte, classificando come sistemi di distribuzione chiusi le reti interne di utenza e altri sistemi, comunque già esistenti e operativi.

- In particolare, si ritiene opportuno utilizzare nuovamente questa facoltà, **consentendo di realizzare**, nel rispetto delle condizioni richiamate dalla direttiva, **sistemi di distribuzione chiusi (o sistemi privati) limitatamente al caso di nuovi impianti alimentati da energia prodotta da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento**, anche integrati con sistemi di accumulo.
- In tale fase, si manterrà l'attuale sistema di sostegno basato sull'esenzione dal pagamento della parte variabile degli oneri di sistema per la quota di energia autoconsumata. Ciò a condizione che gli impianti non beneficino di altri incentivi.
- Nel **medio-lungo termine**, la forte crescita dell'autoconsumo al 2030, indotta anche dal pacchetto europeo, rende necessario **ridefinire le modalità di partecipazione ai costi del sistema**, considerando anche che, grazie all'ulteriore calo dei costi delle tecnologie, gli impianti dovrebbero avere minori esigenze di sostegno, anche quando realizzati all'interno delle comunità produttrici/consumatrici.
- La fase sperimentale sui sistemi di distribuzione chiusi, di cui si è detto, potrà dunque consentire di mettere a punto alcuni degli strumenti necessari alla successiva implementazione delle norme in materia di nuove configurazioni di autoproduzione da energia rinnovabile, ma fornirà anche un quadro più chiaro sulle **modalità più eque, e compatibili con le regole europee**, per l'allocazione degli oneri di sistema, eventualmente introducendo **nuove regole solo per le configurazioni di nuova realizzazione**.
- Va infatti precisato che, sebbene la Commissione abbia manifestato una opinione di compatibilità con le regole europee dell'attuale meccanismo nazionale di imposizione degli oneri, per altro verso la stessa Commissione, e anche l'agenzia dei regolatori europei, sembrano orientate verso **l'adozione di incentivi espliciti**.
- Questo anche perché, come si diceva in precedenza, le nuove configurazioni possibili non sembrano vincolate, nella proposta della Commissione europea, a produzioni eco-compatibili (rinnovabili e CAR anche integrate con accumuli). Una diversa allocazione del pagamento degli oneri generali con maggiore compartecipazione delle configurazioni di autoconsumo, connesso con un incentivo esplicito, consentirebbe di indirizzare il sostegno verso configurazioni meritevoli e al contempo mantenere l'equilibrio della base imponibile agli oneri generali.
- Resta invece da mantenere la partecipazione alla copertura degli **oneri di rete** per tutte le configurazioni che si collegano alla rete pubblica, con una regolazione che, a

mano a mano che la rete pubblica riduce la funzione di trasmissione dell'energia e incrementa quella di sicurezza della fornitura, comporterà verosimilmente il progressivo spostamento dei relativi oneri in quota fissa. D'altronde, nel definire le tariffe di trasmissione e distribuzione, si dovrebbe tenere conto dei **costi marginali risparmiati grazie alla generazione distribuita e ai servizi forniti con misure di gestione della domanda**.

Lo stato della liberalizzazione dei mercati finali

- La liberalizzazione dei mercati finali della vendita, avviata nel 2003 per il gas e nel 2007 per l'energia elettrica, verrà completata a partire dal 1 luglio 2019, secondo quanto previsto dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 "legge annuale per il mercato e la concorrenza" (nel seguito legge per la Concorrenza 2017), con il superamento dei regimi di tutela oggi esistenti e le forme di regolamentazione del prezzo per i clienti domestici e le PMI.
- Questa importante innovazione è da inquadrare anche nell'ambito delle proposte di sviluppo del mercato europeo e delle sollecitazioni provenienti dalla Commissione, che in più occasioni ha raccomandato ai Paesi membri di rimuovere i sistemi tesi in qualche modo a fissare ex ante i prezzi, con conseguenti distorsioni alla piena mobilità della domanda, e di definire piuttosto politiche attive per una piena valorizzazione del ruolo attivo del consumatore.
- Attualmente, la maggior parte degli Stati membri dell'Unione europea ha rimosso o si avvia a rimuovere le forme di regolamentazione dei prezzi dell'energia elettrica e del gas per i consumatori domestici e le piccole e medie imprese.⁶⁹
- Il contesto di riferimento, che presenta caratteristiche differenti per il settore elettrico e per il settore gas, richiede la preventiva messa in campo di strumenti di intervento per gestire in modo adeguato la transizione e operare questo passaggio verso la completa liberalizzazione, in modo prudente e con piena garanzia per i consumatori. La legge per la Concorrenza 2017 ha stabilito un percorso di fasi e provvedimenti che guiderà questa transizione da qui fino al 2019 e che coinvolgerà in primo luogo il Ministero dello sviluppo economico, l'Autorità per l'energia, l'Autorità garante della

⁶⁹ Definite, per il settore elettrico, come imprese con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro.

concorrenza, le Commissioni parlamentari competenti, le organizzazioni degli operatori del mercato e dei consumatori. Il processo è stato già avviato e sarà soggetto ad un monitoraggio affidato all'Autorità per l'energia, relativo a specifici temi identificati come cruciali per un corretto funzionamento del mercato, il cui esito formerà la base conoscitiva per le successive decisioni dell'Esecutivo.

- Il protagonista centrale della liberalizzazione deve essere il consumatore, che rimane il vero pilastro della riforma. Nonostante le molte azioni che ancora bisognerà mettere in campo, si parte da un contesto generale che ha visto certamente accresciuti in questi anni gli strumenti di informazione e i presidi garantiti al consumatore per maturare maggiore consapevolezza e orientare la scelta sulla fornitura. Solo per citare i più significativi, lo Sportello per il consumatore di energia e il servizio di conciliazione gestiti da Acquirente Unico Spa su indicazione dell'Autorità per l'energia; il Trova offerte sul sito dell'Autorità per l'energia; il Sistema Informativo Integrato (SII), ancora gestito da Acquirente Unico Spa in attuazione della legge 129/2010.
- La regolazione dell'Autorità per l'energia al riguardo si è molto ampliata sull'intero settore *retail* e ha riformato i processi di *switching*, anche in riferimento al SII, rivedendo tempistiche e procedure e rafforzando le garanzie per i consumatori. Anche la legislazione primaria è intervenuta, nell'ambito del decreto legislativo 102/2014, su un aspetto preliminare e abilitante per il corretto funzionamento del mercato, che sono le misure. La norma attribuisce all'Autorità per l'energia il compito di definire le modalità con cui le imprese distributrici devono fornire ai clienti finali di energia elettrica e gas naturale, teleriscaldamento, teleraffrescamento ed acqua calda, contatori che riflettano con precisione il consumo effettivo. La stessa regolazione deve disciplinare la diffusione dei contatori intelligenti, in modo che i clienti finali possano disporre di informazioni sulla fatturazione precise, basate sul consumo effettivo e sulle fasce temporali di utilizzo dell'energia; devono essere garantite la sicurezza e la riservatezza dei dati del cliente e deve essere affidato ad un soggetto terzo e indipendente rispetto agli operatori di mercato il trattamento dei dati storici di proprietà del cliente finale.
- Accanto a queste dinamiche positive, sono tuttavia emerse negli ultimi tempi pratiche commerciali scorrette che possono minare la fiducia dei consumatori e su cui quindi occorre continuare a mantenere la massima vigilanza e capacità di intervento. E' il caso dei "contratti non richiesti", su cui sono intervenute Antitrust e

Autorità per l'energia, oggetto di segnalazioni delle associazioni dei consumatori; il fenomeno è in miglioramento e si registra anche in modo positivo che alcune importanti imprese del settore dell'energia elettrica e del gas hanno dichiarato di voler rinunciare al *teleselling*, definendo protocolli di autoregolamentazione tesi a eliminare questa pratica. Ulteriore fenomeno negativo è quello dei ritardi, anche reiterati e gravi, nei tempi di fatturazione al cliente e il connesso fenomeno dei maxi conguagli, oggetto di un tavolo di lavoro congiunto con le associazioni al Mise e di nuovi strumenti di intervento, previsti dalla legge per la Concorrenza 2017.

Settore elettrico

- In Italia, nel settore elettrico la quota di clienti domestici riforniti in regime di maggior tutela è ancora molto elevata, ma in progressiva riduzione: è scesa dal 79 per cento del 2012 al 68 per cento nel 2015 in termini di punti di prelievo e dal 76 per cento al 67 per cento in termini di energia.
- La stessa tendenza alla riduzione si conferma per le utenze connesse in BT Altri usi (prevalentemente Pmi), in cui nello stesso periodo si è scesi dal 63 per cento al 55 per cento in termini di punti di prelievo e dal 32 per cento al 26 per cento in termini di energia.
- Nel 2015 erano operative 335 società di vendita (il 29 per cento delle quali presenti in più di 16 regioni, contro il 19 per cento attive in una sola regione), in significativa crescita rispetto alle 260 presenti nel 2012. L'indice di concentrazione del mercato libero (HHI)⁷⁰ nel 2015 appare relativamente elevato, essendo pari a 2.880 in termini di punti di prelievo e 2.809 in termini di energia per i consumatori domestici. Per le Pmi, nello stesso anno tale indice ha assunto un valore pari, rispettivamente, a 1.664 e 700, segnalando quindi un basso livello di concentrazione.
- Il tema caratteristico del settore è il peso che ha, sul mercato complessivo, il principale operatore di mercato, considerando sia la quota del mercato libero sia quella con i clienti "tutelati" serviti dall'impresa di distribuzione appartenente allo stesso gruppo societario. Data l'ampiezza del territorio servito dalla stessa impresa di distribuzione, si arriva ad una quota di mercato ancora superiore al 70% (18 per cento sul mercato libero e al 55,5 per cento nella maggior tutela), in termini di energia.
- La pluralità dei venditori, che in sé rappresenta un indicatore positivo di apertura del mercato, può diventare un fattore critico in caso di elevata parcellizzazione, come in questo caso, e comunque non sarebbe in grado di compensare lo squilibrio strutturale del mercato date le diverse dimensioni in campo.
- Il tasso di switching appare in linea con la media europea. In particolare, il 6,1 per cento dei clienti domestici ha cambiato fornitore sul mercato libero, il 4,3 per cento è passato da o verso il regime di tutela, e il 2,7 per cento ha rinegoziato il contratto col proprio fornitore sul mercato libero. Tra le utenze connesse in Bt altri usi, tali

⁷⁰ L'indice di Herfindahl-Hirschman è dato dalla somma dei quadrati delle quote di mercato dei singoli operatori.

indicatori assumono valori pari, rispettivamente, al 10,7 per cento e al 4,8 per cento (non è disponibile il dato delle rinegoziazioni sul mercato libero).

- I principali indicatori di qualità del servizio sono andati migliorando nel tempo, con una tendenza più pronunciata sul mercato libero (dove tuttavia il punto di partenza era maggiore, soprattutto in relazione alle operazioni di switching).

Settore del gas naturale

- Per quanto riguarda il gas naturale la separazione societaria totale tra società di distribuzione e di vendita è stata disposta già dall'1 gennaio 2003 insieme alla attribuzione della caratteristica di "cliente idoneo" a tutti i consumatori, e questo ha dato luogo negli anni passati a un vasto processo di riagggregazione rispettivamente delle società di distribuzione da una parte e delle società di vendita dall'altra (circa 700) che nacquero da tale separazione, per cui nel settore gas molte società di distribuzione oggi non appartengono più al medesimo gruppo societario che effettua anche attività di vendita.
- Attualmente, la quota di clienti domestici servita in regime di tutela è calata dall'83% nel 2012 al 68% nel 2015 in termini di punti di riconsegna e dall'81% al 69% in termini di volume. Per quanto riguarda le utenze condominiali, si è passati dal 75% nel 2013 al 35% nel 2015 in termini di punti di riconsegna e dal 66% al 34% in termini di volumi. Dal 2012, il regime di tutela non è applicabile ai clienti civili con consumi superiori ai 50.000 metri cubi di gas.
- Nel 2015 erano operative 340 società di vendita, in significativa crescita rispetto alle 280 presenti nel 2012. La quota di mercato del principale operatore era pari al 9,7% sul mercato libero e al 14,6% in tutela in termini di energia e questo fa rilevare la minore importanza per il settore gas della futura scomparsa del regime di tutela. L'indice di concentrazione del mercato (HHI) appare moderato, essendo pari nel 2015 a 1.998 in termini di energia e 1.996 in termini di punti di riconsegna per i consumatori domestici. Per le altre tipologie di clienti, nello stesso anno tale indice ha assunto un valore pari, rispettivamente, a 838 e 1.334.
- Il tasso di switching appare in linea con la media europea. In particolare, il 7,7% dei clienti domestici ha cambiato fornitore sul mercato libero, l'1,9% è uscito dal regime di tutela, e il 5,1% ha rinegoziato il contratto col proprio fornitore sul mercato libero.

- I principali indicatori di qualità del servizio sono andati migliorando nel tempo, con una tendenza più pronunciata sul mercato libero (dove anche in questo mercato la base di partenza era di migliore qualità, soprattutto in relazione alle operazioni di switching). Il completamento della liberalizzazione.
- Il nuovo contesto che si verrà a creare dal 1 luglio 2019 pone una duplice sfida: la prima è relativa alle modalità di superamento dei regimi di tutela; la seconda riguarda la garanzia del buon funzionamento del mercato una volta superato tale passaggio.

Il superamento dei regimi di tutela

- Il superamento dei regimi di tutela appare come un passaggio delicato e il Governo ha più volte espresso un atteggiamento di grande cautela e la necessità di affrontare con tempi e strumenti adeguati. Per quanto riguarda il mercato elettrico, il principale elemento di attenzione è dato dalla forte concentrazione del mercato a livello nazionale. Per quanto concerne il mercato gas, tale problema appare meno rilevante a livello nazionale, ma ugualmente meritevole di approfondimento a livello locale.
- Il tema della concentrazione del mercato nella vendita dovrà essere affrontato – secondo i criteri discussi in Parlamento e adesso contenuti nella legge per la Concorrenza 2017- attraverso strumenti finalizzati a creare nel mercato retail un grado sufficiente di concorrenza, peraltro come già successo nel settore della generazione e del mercato all'ingrosso. In particolare, il tema riguarda le strade che si sceglieranno per gestire la transizione dei clienti che potrebbero, alla data del 1 luglio 2019, non aver ancora effettuato la scelta di un fornitore diverso dal distributore locale; considerato la quota elevata di clienti domestici ancora in regime di tutela, nonostante la costante riduzione annua, è da attendersi che il fenomeno riguarderà ancora molte famiglie.
- Altrettanto cruciale è la garanzia di *unbundling* che deve esserci tra il distributore e la società di vendita del medesimo gruppo, in particolare nel settore elettrico, sia nella fase di superamento della tutela sia nella successiva gestione del contratto, per evitare fenomeni poco consapevoli di *switch* intragruppo o di *WinBack*.
- Le modalità di superamento dei regimi di tutela, affrontando i temi sopra evidenziati, saranno governate da una serie di azioni concertate tra il Ministero dello Sviluppo economico, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico e l'Autorità

garante della concorrenza e del mercato, con la partecipazione degli organi parlamentari e delle associazioni dei consumatori e degli operatori. Tali azioni dovranno essere finalizzate a: i) prevenire l'esercizio di potere di mercato da parte degli operatori; ii) promuovere la mobilità e il ruolo attivo dei consumatori.

- Si può presumere che la clientela, specialmente quella domestica, sia attualmente segmentata tra una parte di clienti sensibili particolarmente al prezzo, e altri, più interessati a offerte comprensive di servizi a maggiore valore aggiunto. E' prevedibile che il mercato terrà conto di questa diversificazione e produrrà offerte diverse, che tuttavia dovranno continuare ad essere facilmente comparabili, disaggregando in modo chiaro i servizi diversi dalla fornitura in senso stretto. La corretta informazione e comparabilità dei prezzi delle offerte andrà quindi ulteriormente incrementata e, d'altra parte, lo sviluppo di offerte integrate con servizi dovrebbero consentire nel tempo a questi segmenti di clientela di effettuare in modo consapevole le proprie scelte.
- Ancora, si può ritenere opportuno adottare strumenti che sollecitino la scelta di un fornitore anche da parte dei clienti meno interessati o consapevoli, attraverso gli strumenti di supporto informativo messi a disposizione dal sistema o anche adottando regole ad hoc, che disincentivino la permanenza passiva nei regimi in qualche modo di garanzia oltre un certo periodo transitorio. Questa seconda strada sembra eccessivamente penalizzante per i consumatori e comunque non percorribile in alternativa ad altre opzioni basate sulla qualità informativa.
- Sarà inoltre assicurata una rapida realizzazione dell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali, previsto dalla legge per la Concorrenza 2017, in modo da rendere disponibile un ulteriore strumento atto a incrementare la fiducia dei consumatori nel mercato e la responsabilizzazione degli operatori.

Il funzionamento del mercato dopo il superamento dei regimi di tutela

- Col superamento dei regimi di tutela, diventa ancora più essenziale l'attività di vigilanza sul mercato, allo scopo di prevenire (e, se del caso, sanzionare in modo rapido ed efficace) comportamenti abusivi da parte degli operatori e dare fiducia nel mercato e nei presidi che lo regolano. A tal riguardo una maggiore responsabilizzazione degli operatori in relazione ai canali di vendita utilizzati diventa fondamentale.

- Un mercato pienamente liberalizzato può offrire vantaggi per i consumatori, favorendo l'ingresso di nuovi operatori e l'introduzione di offerte comprensive di servizi a più alto valore aggiunto (a titolo di esempio: la scelta tra offerte a prezzo fisso o variabile, offerte *dualfuel*, offerte *green*, offerte comprensive di servizi per l'efficienza energetica, ecc.). Bisogna quindi attendersi una maggiore dispersione dei prezzi e una più elevata diversificazione delle proposte commerciali – entrambi elementi generalmente considerati indicativi di un'intensificazione della concorrenza.
- Al tempo stesso, sarà necessario adottare misure per favorire la comprensibilità e comparabilità delle offerte e promuovere la mobilità della domanda, di modo che i vantaggi della competizione possano essere pienamente compresi e internalizzati dai consumatori.
- Un ruolo rilevante per fornire tutti gli elementi di comprensibilità e monitoraggio utili ai consumatori sarà svolto dai nuovi *smart meter*. In tal senso sarà assicurata l'implementazione delle piene funzionalità di tali contatori, nonché lo sviluppo delle infrastrutture di rete necessarie.

La povertà energetica

Situazione

- Negli ultimi 15 anni l'incidenza della spesa energetica delle famiglie sul totale è aumentata (fino al 2013 di quasi un punto percentuale). Tale incremento è risultato maggiore per le famiglie meno abbienti a causa della relativa incompressibilità dei consumi energetici. La bassa elasticità della domanda, unita alla difficoltà di effettuare i necessari investimenti per migliorare l'efficienza energetica delle proprie abitazioni, suggerisce l'emergenza di un fenomeno, noto anche come povertà energetica (PE), oggetto di forti attenzioni da parte della Commissione europea nell'ambito del c.d. Winter Package, nonché pre-requisito per la piena liberalizzazioni dei mercati retail energetici prevista a partire dal 1 luglio 2019 (cfr. paragrafo “ **Mercati finali della vendita** ”).
- In Italia sin dal 2009, esistono due strumenti, c.d. bonus elettrico e gas, che prevedono un contributo, erogato sotto forma di sconto in bolletta, differenziato in base al numero di componenti e, nel caso del bonus gas, anche in base alla zona

climatica e al tipo di utilizzo (cottura e acqua calda sanitaria/riscaldamento). L'accesso a tali strumenti è condizionato⁷¹ a uno specifico valore dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE). Nel 2015 l'importo dei bonus copriva in media 2 mensilità di spese energetiche, per un totale complessivo erogato ai beneficiari pari a 78,6 milioni per il bonus elettrico e 63 milioni di euro per il bonus gas, coperti dagli oneri generali di sistema.

- L'AEEGSI⁷² ha segnalato come circa un terzo delle famiglie potenzialmente beneficiarie abbia effettivamente richiesto i bonus, a fronte di una platea stimata, sulla base della soglia ISEE in vigore al 2014, in circa 3,9 milioni di famiglie⁷³. Alcuni studi⁷⁴ hanno inoltre messo in discussione l'efficacia degli attuali bonus, evidenziando la scarsa capacità di incidere sulla popolazione delle famiglie in PE. Ciò è verosimilmente causato dalle condizioni per l'accesso (la soglia ISEE ma anche il pre-requisito di connessione alla rete elettrica/gas). In particolare, sono escluse dal perimetro del bonus gas le famiglie che si riscaldano con mezzi alternativi al metano, e, ovviamente, le famiglie sprovviste di impianto di riscaldamento. Proprio fra queste ultime, vi potrebbero essere delle famiglie in condizione di forte deprivazione materiale, tali da non potersi permettere né il pagamento delle bollette né l'investimento iniziale in beni durevoli quali impianti di raffrescamento/riscaldamento.
- Inoltre nel nostro Paese esiste, dal 2007, una detrazione fiscale per favorire le riqualificazioni energetiche degli edifici, il c.d. "ecobonus", che si associa alle già esistenti detrazioni previste per le ristrutturazioni edilizie. Nel 2014 vi sono stati circa 300.000 interventi realizzati, per un totale di oltre 3,2 miliardi di euro di investimenti attivati. Questa misura, con un costo stimato di circa 10,8 miliardi di euro nel periodo 2007-16, ha comportato risparmi, riferiti ai soli nuovi interventi realizzati nell'anno, pari a 0,16 Mtep. Tuttavia l'ecobonus presuppone la disponibilità finanziaria delle famiglie che vogliono effettuare l'investimento, creando alcune dubbi sull'additività

⁷¹ fanno eccezione le famiglie in cui uno o più membri siano affetti da una grave malattia che costringe all'utilizzo di apparecchiature elettromedicali indispensabili per il mantenimento in vita.

⁷² AEEGSI (2015), Segnalazione al Presidente del Consiglio dei Ministri, al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Economia e delle Finanze, al Ministro del Lavoro e delle Politiche sociali, in merito alla disciplina del bonus elettrico e gas, 287/2015/II/COM. <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/287-15.htm>

⁷³ Amenta, C. e Lavecchia L., *"Considerazioni sulla povertà energetica delle famiglie italiane"*, Energia, forthcoming.

⁷⁴ Miniaci et al (2014), *"Energy affordability and the benefits system in Italy"*, Energy Policy, Volume 75, December 2014, Pages 289–300; Faiella e Lavecchia (2015), *ibidem*.

dello strumento. A tale riguardo, il Legislatore ha negli ultimi anni adottato alcune disposizioni volte a includere nel perimetro dell'ecobonus anche le famiglie in PE, in particolare permettendo:

- la cessione del credito per gli incapienti, esclusivamente per i lavori condominiali, oltre che ai fornitori anche agli istituti finanziari;
- l'estensione del perimetro dell'ecobonus all'edilizia residenziale pubblica.
- Conseguentemente, si configura lo spazio per interventi di policy che nel breve termine mitighino la PE, attraverso l'erogazione di risorse, e nel medio termine favoriscano la soluzione di efficientamento energetico. Gli strumenti oggi esistenti nel nostro Paese - i bonus elettrico e gas, la detrazione fiscale per lavori di riqualificazione energetica (c.d. "ecobonus"), il conto termico - si prestano, se opportunamente modificati e coordinati, a contrastare il fenomeno della PE in Italia.

Gli interventi proposti

- Alla luce delle considerazioni sopra esposte, è opportuno in primo luogo rivedere la struttura esistente dei bonus, come previsto dalla delega al Governo prevista dalla legge per la Concorrenza 2017. In particolare, alcune possibili direttrici dell'intervento potrebbero avere:
 - unico criterio per l'accesso (ISEE), includendo le famiglie disconnesse dalla rete elettrica/gas;
 - unificazione degli esistenti bonus elettrico e gas in un unico bonus energia, mantenendo l'attuale sistema di finanziamento;
 - definizione dell'importo esclusivamente sulla base della zona climatica del comune di residenza e per scaglioni di ISEE;
 - aumento degli importi del bonus fino a coprire fino a un trimestre di spesa energetica media per una famiglia di 4 persone, a copertura, idealmente, dei costi di riscaldamento dell'inverno o di raffrescamento per l'estate;
 - intervento per rendere più semplice ed efficiente l'erogazione, riducendo tempi e costi;
 - procedure automatiche per il riconoscimento del bonus, basate sull'interoperabilità delle banche dati esistenti e sulle possibili sinergie con gli

strumenti di politica sociale esistenti (es carta acquisti e misure per l'inclusione), che semplifichino le fasi di accesso alla misura e di rinnovo dei benefici.

- Nel contempo, in linea con il quadro di riferimento per la povertà energetica delineato con il Clean Energy Package, occorrerà stabilire una “misura ufficiale” della povertà energetica intesa quale difficoltà di acquistare un paniere minimo di beni e servizi energetici, ovvero alternativamente, in un'accezione di vulnerabilità energetica, quando l'accesso ai servizi energetici implica una distrazione di risorse (in termini di spesa o di reddito) superiore a un “valore normale”.
- Al fine di monitorare l'andamento della PE e valutare l'efficacia delle policy di contrasto, appare necessario adottare una misura, derivata da quella impiegata dal Governo britannico in base all'approccio c.d. “*Low Income – High Costs*”⁷⁵ (LIHC), con alcuni correttivi che tengono conto delle caratteristiche del nostro Paese. In particolare, tale misura⁷⁶, considera congiuntamente:
 - la presenza di un livello elevato della spesa energetica;
 - un ammontare della spesa complessiva (al netto delle spese energetiche) inferiore alla soglia di povertà relativa;
 - un valore nullo per l'acquisto di prodotti per il riscaldamento per le famiglie con una spesa complessiva inferiore alla mediana.
- In base a tale misura, nel periodo 2004-2015, la percentuale di famiglie italiane in stato di PE è stata pari a circa l'8 per cento del totale (2,1 milioni di famiglie), con un'incidenza nel Mezzogiorno pari al 14 per cento.
- Al fine di valutare gli strumenti esistenti e fornire suggerimenti al Governo, si propone di istituire un Osservatorio nazionale sulla povertà energetica, sulla scia di quanto proposto dalla Commissione europea nell'ambito del Winter Package, composto da accademici e rappresentanti delle Istituzioni più direttamente coinvolte.
- Le famiglie in condizioni di PE potrebbero trarre beneficio da un intervento di efficientamento energetico delle loro abitazioni che, oltre a migliorare il

⁷⁵ Hills, John (2011), “*Fuel poverty: the problem and its measurement*”, CASEreport, 69. Department for Energy and Climate Change, London, UK.

⁷⁶ Faiella, Ivan e Lavecchia, Luciano, (2015), “*Energy Poverty in Italy*” Politica economica, Società editrice il Mulino, issue 1, pages 27-76.

riscaldamento/raffrescamento dell'abitazione, con conseguente riduzione dei rischi per la salute, ridurrebbe il costo della bolletta energetica, permettendo così di rientrare dall'investimento fatto. Tuttavia, come già rappresentato, non vi è evidenza di un flusso di investimenti significativo effettuato dalle famiglie vulnerabili, anche alla luce del numero pressoché costante di famiglie in PE (circa 2 milioni). In assenza di informazioni più precise, fra le possibili motivazioni di questi scarsi investimenti si possono annoverare:

- mancanza di risorse disponibili e impossibilità di indebitarsi;
- mancata internalizzazione dei benefici di un intervento di riqualificazione energetica legata al titolo di occupazione dell'immobile (affitto; social housing; proprietà).
- Permane quindi il problema delle famiglie che non hanno le risorse sufficienti per finanziare l'investimento. A tale riguardo, la cessione del credito, unita a una garanzia pubblica, potrebbe favorire l'accesso delle famiglie in PE allo strumento eco bonus.

Mercato petrolifero e logistica

Il contesto nazionale e internazionale

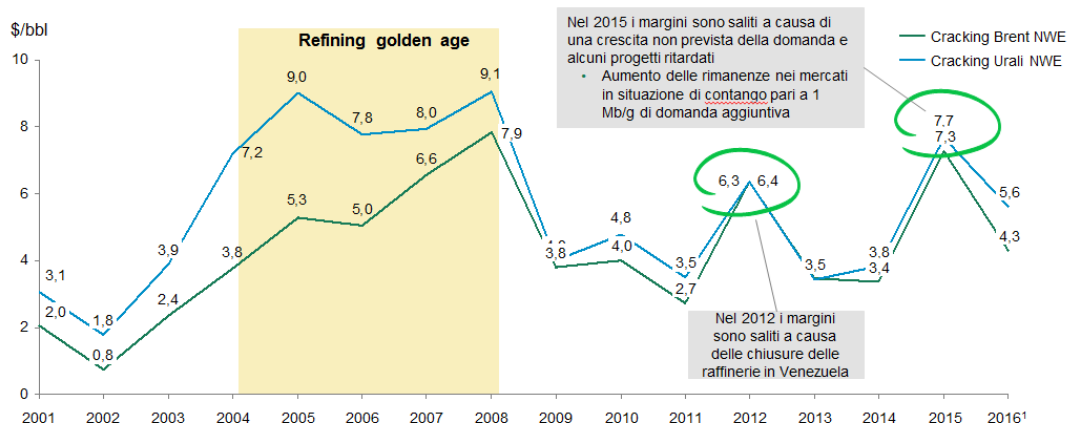
Raffinazione

- In UE il gasolio, a causa delle politiche di sviluppo che hanno caratterizzato gli ultimi 20 anni, rappresenta il carburante più utilizzato dai consumatori, rispetto alla benzina. Questo cambiamento nel mix di carburanti unito a una riduzione importante della domanda (circa il 20% negli ultimi 10 anni) sono tra le prime cause della crisi del sistema di raffinazione europeo, che da un lato non è in grado di coprire interamente la domanda interna di distillati medi (e.g., gasolio), dall'altro lato ha un surplus di produzione di distillati leggeri (e.g., benzina).
- L'evoluzione della domanda non è l'unica causa della crisi del settore, esistono almeno altri quattro fattori penalizzanti:
 - riduzione delle necessità di import del Nord America;
 - competizione da raffinerie extra-UE (Medio Oriente, Russia, India);
 - alti costi strutturali;
 - stringenti vincoli normativi.
- L'incremento della competitività della raffinazione USA (riduzione costi da shale oil/gas) ha causato una riduzione dell'export europeo di distillati leggeri verso gli USA (che hanno quasi raggiunto l'indipendenza su questa tipologia di prodotti).
- L'incremento della produzione da grandi raffinerie del Medio Oriente e dell'Asia (spesso posizionate vicino ai siti di estrazione) rendono disponibili in Mediterraneo grandi volumi di distillati medi a prezzi molto competitivi, causando un incremento delle importazioni di distillati medi a discapito della produzione europea.
- Il costo dell'energia sostenuto dalle raffinerie europee è superiore (tipicamente un multiplo) rispetto al costo sostenuto dalla maggior parte delle raffinerie extra-UE, così come il costo del personale.
- Le recenti misure definite a livello UE, in particolare mediante l'incremento dei costi di lavorazione per ottemperare alle specifiche più stringenti sui carburanti, i limiti di emissioni di gas serra e l'obbligo di immissione al consumo di biocarburanti, hanno

contribuito per circa il 25% alla differenza di competitività dell'industria della raffinazione europea rispetto alle analoghe attività svolte fuori Europa, come rilevato dallo studio⁷⁷ effettuato dalla Commissione Europea, anche su sollecitazione dell'Italia.

- A causa di queste criticità, a cui si sono unite difficili condizioni di mercato (alta volatilità, spread WTI-Brent sfavorevole) nel periodo 2009-2015 l'UE ha perso circa il 12% della propria capacità di raffinazione.
- Sebbene le recenti chiusure, il calo delle quotazioni del petrolio e il riassorbirsi dello spread WTI-Brent abbiano determinato una decisa ripresa dei margini di raffinazione nel 2015-16, è ipotizzabile che nel medio termine, a meno di forti azioni di riequilibrio del bilancio benzina/gasolio all'interno dell'UE, il mercato eserciterà una forte spinta a riqualificare le raffinerie e/o a dismettere ulteriore capacità.

Figura 63 Evoluzione margine di raffinazione (\$/bbl)



- In Italia la crisi della raffinazione ha comportato la riconversione di cinque importanti raffinerie nel periodo 2010-2015: Mantova, Roma e Cremona sono state riconvertite in poli logistici, mentre Marghera è stata riconvertita in bio-raffineria e a Gela è in corso tale riconversione, in prospettiva finalizzata alla produzione di biocarburanti avanzati. La capacità di lavorazione è passata da 107 a 87 milioni di tonnellate con un tasso di lavorazione sceso all'83%.
- Per quanto riguarda il settore della bio-raffinazione, l'Italia vanta una leadership tecnologica importante: la bio-raffineria di Crescentino è stato uno dei primi impianti

⁷⁷ EU Petroleum Refining Fitness Check: Impact of EU Legislation on Sectoral Economic Performance

al mondo per la produzione di biocarburanti da biomasse non alimentari, mentre Marghera è stato il primo esempio di riconversione di una raffineria in bio-raffineria (attualmente il processo prevede l'utilizzo di olio di palma, ma è già prevista un'evoluzione per l'utilizzo di oli esausti o grassi animali).

- I prodotti petroliferi rappresentano una materia prima indispensabile anche per la cosiddetta green chemistry e per la produzione di plastiche, fibre e gomme sintetiche, detergenti e altri prodotti di largo impiego. Nel 2015 i prodotti petroliferi hanno coperto il 90% del fabbisogno di materia prima del petrolchimico, seguiti da gas e solidi solo in misura marginale.
- Il bitume per la pavimentazione stradale, che si ottiene generalmente come residuo della distillazione primaria dei greggi, è un altro dei prodotti chiave per la mobilità del Paese. Nel 2015 sono stati utilizzati circa 1,5 milioni di t, rispetto ai 2,9 impiegati in media nel triennio 2004-2006, per l'effetto della crisi economica. Le diverse tipologie di bitumi disponibili, grazie al forte contributo tecnologico, sono in grado di dare non solo un significativo apporto in termini di sicurezza stradale (bitumi drenanti e altri prodotti speciali), ma anche di risparmio energetico (es. bitumi chiari in galleria) e di riduzione dell'inquinamento da polveri sottili, dato ad esempio il minor attrito degli pneumatici.
- Gli oli lubrificanti, che costituiscono una quota molto modesta della produzione complessiva delle raffinerie, rappresentano prodotti di elevata qualità in continua evoluzione e di importanza applicativa, nei veicoli, nei processi di lavorazione industriale, in apparecchiature elettriche. I processi e gli impianti di lavorazione specifici necessari alla loro produzione sono molto complessi e costosi, e concentrati in raffinerie altamente specializzate. I consumi di lubrificanti nel 2015 sono stati meno di 400.000 t, in forte calo rispetto al passato, motivato dalla crisi del settore industriale, che ha perso il 25% della sua produzione, e dall'efficientamento del loro uso nei nuovi veicoli da parte dell'industria automobilistica.

Situazione della sicurezza del sistema petrolifero italiano

- I mercati petroliferi rimangono estremamente volatili ma tendenzialmente sensibili alle tensioni mediorientali, fra cui quelle fra Arabia Saudita ed Iran (quest'ultimo è rientrato a pieno titolo nel mercato nel 2016), mentre l'export del greggio USA ha recuperato forza grazie alla decisione del Congresso USA di eliminare il divieto quarantennale all'export di greggio.

- L'Italia ha importato 61 milioni di tonnellate di greggio nel 2016, dato in contrazione rispetto al 2015 (-2,5%). La dipendenza italiana dall'import per il greggio è del 94% (dati AIE).
- Le scorte italiane di greggio e prodotti petroliferi nel 2016 ammontano a 129 giorni di importazioni secondo la metodologia dell'Agenzia Internazionale per l'Energia-AIE, corrispondente a 90 giorni di importazioni nette secondo la vigente normativa europea. L'Italia ha comunque sviluppato un efficiente sistema di scorte la cui gestione è affidata all'Acquirente Unico – OCSIT, operante sotto la vigilanza del MISE, con l'obbligo di acquistare l'equivalente di 30 giorni di scorte di sicurezza, per conto dello Stato, entro il 2022. L'OCSIT, che opera senza fini di lucro con costi a carico degli operatori petroliferi in base al loro immesso in consumo sul mercato nazionale, opera acquisendo, vendendo, mantenendo le scorte specifiche nel territorio italiano, composte dai principali prodotti petroliferi. Dall'inizio dell'operatività nel 2014 l'OCSIT ha acquistato tramite gare pubbliche, l'equivalente di 10 giorni di scorte, per circa 1 milione di tonnellate, e continuerà ad operare accelerando la tempistica di acquisto delle scorte in modo da approfittare dell'attuale basso livello dei prezzi dei prodotti petroliferi e dei bassi tassi di interesse.
- L'analisi per aree geografiche indica quanto segue:
 - l'area del Medio Oriente ha avuto un peso percentuale sul totale importato in quantità del 38,2%, in netto aumento rispetto al 2015 (27,7%) ascrivibile al ritorno sul mercato italiano dell'Iran, con il 4,0% di quota;
 - la quota dell'Europa subisce una leggera contrazione, dal 40,8% del 2015 al 37,0% del 2016, dovuta al calo di quote dell'export verso l'Italia dell'Azerbaijan, del Kazakistan e della Russia, compensate parzialmente dagli incrementi delle forniture dalla Norvegia (1,7% nel 2016 rispetto allo 0,4% del 2015), dal Regno Unito (1,1% rispetto allo 0,4% del 2015, per la messa in operatività di nuovi pozzi) e dell'apparizione del Turkmenistan per la prima volta (circa 1 milione di tonnellate e 1,6% di quota);
 - l'Africa perde quote di mercato, scendendo dal 29,1% del 2015 al 20,6% del 2016, con una generalizzata contrazione dell'import da: Egitto, Libia, Nigeria, Congo ed Angola, Paesi dove le tensioni geopolitiche sono importanti;
 - l'area delle Americhe, che passa dal 2,4% di quota del 2015 al 4,3% del 2016, per il ritorno del Canada sul mercato italiano con lo 0,7% di quota, dopo lo

“stop” del 2015, determinato dal mercato, e gli USA con l’1,1% di quota, rispetto allo 0,4% del 2015.

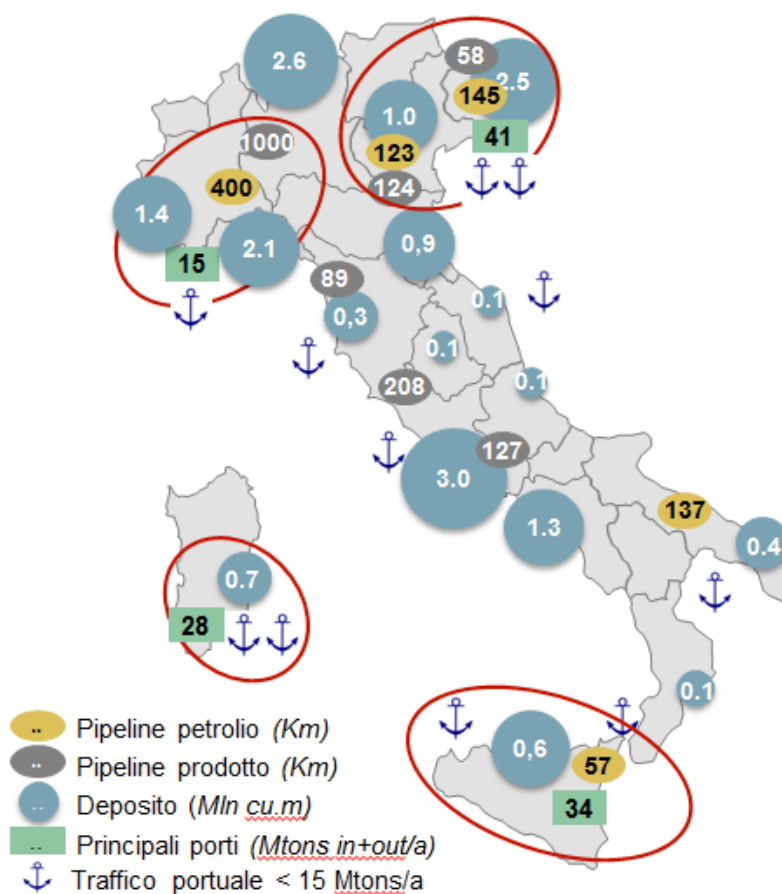
- I dati dei primi 8 mesi del 2017 ci offrono una panoramica parzialmente differente rispetto a quanto sopra illustrato, a conferma delle rapide modifiche che possono subire oggi i mercati energetici mondiali. L’Iran infatti, rientrato a pieno titolo nel mercato mondiale nel 2016, aveva avuto una quota del 4,0% sul totale importato dall’Italia in quell’anno, mentre nei primi 8 mesi del 2017 la quota è salita al 13,5% divenendo, temporaneamente, il secondo fornitore dell’Italia (la quota nei primi 8 mesi del 2016 era solo dell’1,2%) e superando addirittura la propria quota del 2011, antecedente le sanzioni. L’Iraq ha subito le conseguenze di questa crescita dell’export iraniano (circa 9 punti percentuali in meno sugli 8 mesi del 2017). Altro elemento significativo sono le forniture dall’Azerbaijan, che nei primi 8 mesi dell’anno in corso hanno quasi totalizzato la stessa quantità esportata verso l’Italia nel 2016, con una quota del 19,1%, ciò determinato anche dall’aumento del totale importato dall’Italia (+6,4 % sul medesimo periodo del 2016).
- La produzione italiana di greggio copre il 6,2% circa della domanda domestica (era circa il 9% nel 2015), dovuta principalmente alle produzioni in Basilicata.
- Esaminando le potenziali criticità derivanti da eventuali interruzioni delle forniture di petrolio derivanti dagli abituali Paesi esportatori verso l’Italia, dalle passate situazioni di arresto o limitazione di import sia dalla Libia (che è stata in passato per anni il primo fornitore di greggio per l’Italia, con oltre il 20% del totale importato e che ha fornito nel 2016 solo 3,1 milioni di tonnellate), sia dall’Iran (le cui forniture sono state sospese totalmente nel 2013, superando l’embargo aumentando le importazioni dall’Azerbaijan, dalla Libia e dalla Russia, e riprese nel 2016), emerge che il sistema di importazione italiano di greggi ha dimostrato di essere sufficientemente flessibile per rispondere a interruzioni anche rapide dell’import da vari paesi e ciò, unito alla attuale abbondanza di offerta di greggio sui mercati, grazie anche al ritorno sulla scena dell’Iran, come evidenziato sopra, fa ritenere che non vi siano rischi di sicurezza per l’import di greggi.
- Ulteriore considerazione, concernente le rotte di transito dei nostri approvvigionamenti, è relativa agli Stretti Turchi. Infatti, dai dati AIE, risulta che nel 2014 la quota di greggio che ha attraversato gli Stretti Turchi con destinazione Italia è ammontata a circa 500.000 b/g (il 46,0% circa dell’import totale italiano), mentre 180.000 b/g a destinazione Grecia e 150.000 b/g Francia. Questo conferma

l'importanza strategica di tale punto di transito e del ruolo della Turchia come ponte energetico verso l'Europa.

- Per quanto riguarda l'import di prodotti petroliferi, rimane tuttavia il tema della dipendenza da alcuni di essi, in particolare per quanto riguarda i carburanti avio che potrebbero essere soggetti a tensioni sui prezzi.

Logistica

- In Italia il settore della logistica consiste in oltre 100 depositi di capacità superiore a 3.000 mc e oltre 15.000 depositi di capacità inferiore. E' presente inoltre una rete di oleodotti di circa 3.000 km, concentrata principalmente nel Nord Italia e nell'area di Roma; le altre aree del Paese sono caratterizzate invece da un basso livello di interconnessione.
- Le infrastrutture logistiche sono in larga parte controllate da operatori petroliferi integrati e l'accesso da parte di terzi, laddove consentito, è regolato da accordi bilaterali.
- Negli ultimi anni la riduzione dei consumi di prodotti petroliferi, unitamente alla conversione di tre raffinerie in poli logistici, ha determinato un eccesso di capacità di stoccaggio, in particolare in alcune aree, con un tasso di utilizzo dei depositi molto basso, pregiudicandone l'economicità.
- Vi è stato negli ultimi anni il fenomeno della frammentazione degli operatori, con ormai il 50% della rete di distribuzione gestito da operatori di piccole – medie dimensioni, non integrati.
- La logistica intesa come stoccaggio, trasferimento e distribuzione di prodotti energetici rappresenta un elemento che ancora vincola la distribuzione su scala regionale dei prodotti e può costituire un ostacolo alla piena operatività del mercato.

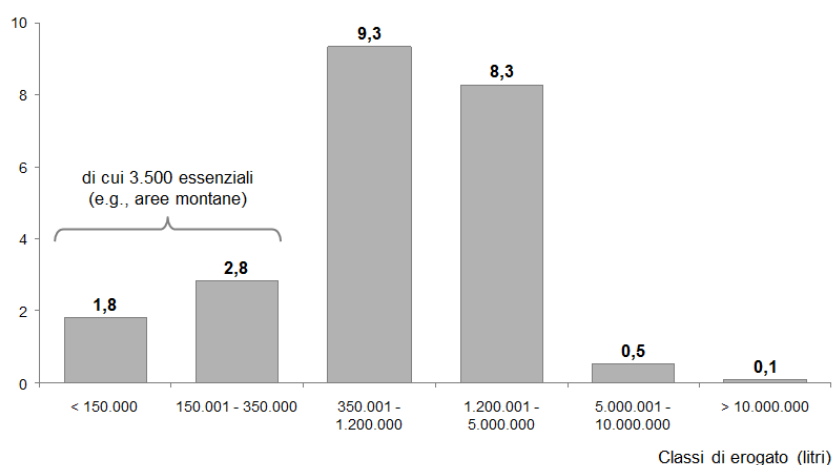
Figura 64 Sistema logistico italiano

Rete di distribuzione

- Il settore della distribuzione dei carburanti in Italia continua a soffrire di problemi strutturali, particolarmente evidenti se confrontato con la struttura del settore nei principali Paesi europei. Il numero di punti vendita è sovradimensionato (circa 21.000 nel 2015) e l'erogato medio (circa 1.300 mc nel 2015) è inferiore al 50% della media principali Paesi UE.
- In particolare risultano sul territorio nazionale circa 4600 impianti di distribuzione carburanti con un erogato medio inferiore a 350 mila litri di cui circa 1100 sono localizzati nei Comuni Capoluoghi di provincia e quindi senza una evidente caratteristica di essenzialità.
- Rispetto alla precedente SEN, è possibile tuttavia rilevare dei trend di miglioramento del settore: il numero dei punti vendita si è ridotto di circa 2.000 unità, e lo stacco industriale ponderato, dai circa 3 c€/litro del 2013 si è annullato nel corso del 2016. Tra i fattori che hanno determinato l'azzeramento dello stacco industriale vi sono:

- sviluppo della modalità self-service;
- miglioramento visibilità del prezzo alla pompa;
- politiche relative agli obblighi di immissione di biocarburanti, più prudenti rispetto alla media UE.

Figura 65 Punti vendita per classi di erogato (migliaia)



- Permane tuttavia una netta differenza del prezzo finale alla pompa dovuta alla fiscalità – a febbraio 2017 il prezzo della benzina e del gasolio erano superiori rispettivamente del 18% e del 16% in confronto alla media UE.

Gli obiettivi al 2030

- Il ruolo ancora prevalente dei prodotti petroliferi nel medio termine nel settore dei trasporti è riconosciuto dagli scenari elaborati dall'Agenzia Internazionale dell'Energia⁷⁸, sia nel cosiddetto *New Policies Scenario* che per l'Unione europea stima un peso in ridimensionamento dal 95% attuale all'84%, sia nello scenario di de-carbonizzazione più spinto (*450ppm Scenario*) dove tale peso scende al 76%, rimanendo pertanto indispensabile per garantire oltre i tre quarti delle alimentazioni dei veicoli al 2030.
- I prodotti petroliferi, seppur caratterizzati da una domanda in contrazione al 2030 (intorno a 12 Mtep di riduzione attesa dei consumi lordi tra il 2015 e 2030, a seconda dei vari scenari), continueranno ancora per alcuni decenni a ricoprire un ruolo fondamentale nel Paese, in particolare nei settori trasporti e petrolchimico.
- Benché si ritiene di dover andare verso modelli economici di sviluppo sempre meno basati sulle fonti fossili, si è altrettanto consapevoli che il settore della raffinazione dovrà contribuire positivamente alla transizione verso un'economia a minor contenuto di carbonio potendo contare su un alto grado di specializzazione, su processi produttivi all'avanguardia e su un continuo forte impegno in termini di ricerca e sviluppo.
- La transizione richiederà infatti tempi non brevi e il mantenimento di un'industria petrolifera downstream nazionale ambientalmente e tecnologicamente all'avanguardia, efficiente e competitiva potrà garantire l'affidabilità, la sostenibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti necessari.
- Appare quindi opportuno individuare iniziative volte sia a tutelare il downstream petrolifero che a far sì che il settore contribuisca agli obiettivi complessivi di competitività, ambiente e sicurezza. Sono stati quindi individuati due macro-obiettivi specifici al 2030:
 - mantenimento in maniera sostenibile del tessuto industriale nel settore raffinazione;
 - sviluppo di nuovi carburanti sostenibili.

⁷⁸ International Energy Agency, World Energy Outlook, nov.2016.

Le linee d'azione per il mercato petrolifero e la logistica

Raffinazione

- Le raffinerie italiane marginali potrebbero essere soggette a interventi di riconversione nel corso dei prossimi anni. E' auspicabile che sia sviluppata ulteriore **capacità di bio-raffinazione**, in coerenza con l'aumento della domanda interna di bio-carburanti avanzati.
- Promozione di un consolidamento delle raffinerie italiane in uno o più sistemi di raffinazione, più robusti e sostenibili, promuovendo **scelte autonome degli operatori verso l'opzione di raffinazione conto terzi/consortile**. Per determinate casistiche, tuttavia potrebbe essere stabilito un criterio perché terzi possano accedere agli impianti esistenti, visto che essi godono ai sensi di legge della qualifica di «impianti strategici» per il Paese, assicurando ove necessario trasparenza dei costi del servizio di raffinazione e l'assenza di discriminazione agli utenti che lo richiedono, adeguatamente monitorati.
- Favorire politiche di **riutilizzo dei siti industriali**: in via di conversione a deposito o per altri investimenti produttivi, anche al fine di salvaguardare i livelli occupazionali.
- Proseguire e **rafforzare la lotta alla illegalità nel settore petrolifero**: attuare le norme emanate lo scorso anno sviluppando i sistemi di controllo e intervento, per contrastare l'immissione sul mercato in modo illegale di prodotti petroliferi, che distorce il mercato a danno degli operatori regolari e causa perdite di gettito all'erario.
- Monitorare il processo ascendente a livello comunitario per evitare che la legislazione europea costituisca un elemento di perdita di competitività non giustificato da esigenze reali di sicurezza o ambiente.
- **Riduzione del costo dell'energia** in funzione della nuova regolazione per i soggetti energivori.
- Promuovere l'accesso a fondi strutturali europei per investimenti ambientali e per la realizzazione di progetti di ammodernamento e efficientamento energetico.
- Focalizzazione su impianti per la produzione di materie prime per la preparazione dei biocarburanti per le bioraffinerie (le così dette "cariche advanced" fatte, ad esempio, con oli da alghe e oli da rifiuti), in modo da creare una **filiera produttiva nazionale di supporto a una graduale transizione verso biocarburanti avanzati**

- Promuovere investimenti per aumentare la conversione dei prodotti pesanti della lavorazioni delle raffinerie e ridurre la produzione di olio combustibile, alla luce delle nuove normative IMO.
- Salvaguardare l'industria della raffinazione italiana, consentendo al mercato di disporre di prodotti ad alta compatibilità ambientale realizzati seguendo i più alti standard ambientali.

Logistica

- La logistica petrolifera per la sua ubicazione prevalentemente costiera e la posizione geografica del nostro Paese, ha le potenzialità non solo per soddisfare la domanda interna ma anche per acquisire una funzione di HUB del Mediterraneo.
- Sviluppo a breve termine della piattaforma di mercato esistente, gestita dal GME secondo i principi di neutralità, trasparenza e concorrenza, per l'incontro tra domanda e offerta di logistica petrolifera di oli minerali, sulla quale rendere note e negoziare le capacità logistiche disponibili nel breve, medio e lungo termine con le relative condizioni economiche, tenendo altresì conto dei relativi vincoli funzionali, attraverso modelli standardizzati. In ogni caso si procederà con tempi e meccanismi che ne permettono una sperimentazione adeguata. Tale fase di sperimentazione sarà senza sanzioni per gli operatori.
- Sviluppare una analisi delle necessità di stoccaggio per aree di consumo regionale, in particolare per i depositi costieri, per evidenziare i legami tra i flussi di approvvigionamento di prodotti dall'estero, rete di logistica primaria e secondaria e aree di consumo, al fine di verificare la disponibilità di infrastrutture portuali adeguate e assicurare un adeguato livello di concorrenza, dando un mandato al GME in tal senso.
- Nel medio-lungo termine è ipotizzabile l'introduzione di misure di promozione di un sistema di *Logistica Consortile pur lasciando agli operatori la scelta finale sulla adesione o meno a tale sistema*, mediante l'utilizzo della piattaforma di mercato per tutti i depositi logistici censiti (> 1.000 mc) dando al GME il ruolo di qualifica preventiva degli operatori abilitati a operare su tale piattaforma, in modo da contrastare i fenomeni di illegalità.
- Sviluppo della piattaforma di scambio di prodotti petroliferi, dando al GME il ruolo di effettuare una **qualifica preventiva degli operatori abilitati** a operare su tale

piattaforma, in modo da contrastare i fenomeni di illegalità, anche attraverso la pubblicazione dell'elenco degli operatori iscritti per maggior trasparenza e monitoraggio del mercato.

- Le Piattaforme su menzionate dovranno rappresentare anche un utile strumento di qualificazione degli operatori del mercato e fornire garanzie sul rispetto, da parte dei soggetti che se ne avvalgono, delle diverse norme di settore (fiscali, obblighi biocarburanti, obblighi scorte).
- **Contrasto alla illegalità nel settore della logistica**, inclusa la distribuzione in bombole o in piccoli serbatoi del GPL.
- Sviluppo della **informatizzazione della intera catena della logistica**, al fine di contrastare i fenomeni di illegalità della immissione di prodotti petroliferi al consumo, anche avvalendosi delle misure del Piano nazionale Industria 4.0.

Rete di distribuzione

- Monitoraggio, in collaborazione tra Stato e Regioni, della evoluzione della rete di distribuzione, progressivamente più orientata allo sviluppo di carburanti alternativi: il decreto di recepimento della direttiva europea DAFI prevede l'incremento del numero di punti vendita di Gas Naturale Compresso e Gas Naturale Liquefatto e criteri per l'apertura di nuove stazioni di rifornimento che devono essere dotate di strutture di rifornimento di uno o più combustibili alternativi e di standard di qualità anche ambientale (ad esempio doppi serbatoi); è stata pianificata inoltre, contestualmente alla redazione del PNire⁷⁹, una significativa espansione dei punti di ricarica per veicoli elettrici nelle stazioni di servizio nuove e in quelle esistenti al di sopra di determinate soglie di erogato.
- **Effettiva chiusura degli impianti di distribuzione non idonei** (ovvero impianti privi di sede propria, impianti situati all'interno di aree pedonali, all'interno di biforcazioni e in generale in condizioni di poca sicurezza.) come previsto dalla Legge Concorrenza 2017. Si stima che tale disposizione implichi la chiusura di alcune migliaia di punti vendita (tra i 1.000 e i 3.000). Possibile **introduzione di specifiche migliorative sugli impianti di distribuzione carburanti** ai fini del miglioramento delle caratteristiche ambientali degli stessi.

⁷⁹ "Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica"

- Promozione dello **sviluppo di nuove forme contrattuali tra le parti interessate** che siano maggiormente adatte alla attuale frammentazione del settore della distribuzione dei carburanti, caratterizzata dalla sempre minore presenza di grandi compagnie integrate.
- Promozione dell'uso del **pagamento senza contanti** e con moneta elettronica, (carte di credito e bancomat, applicazioni per cellulare e telepass, etc.) anche con forme di parziale sostegno pubblico, per giungere al 2022 ad un raddoppio dei rifornimenti pagati senza contanti (oggi intorno al 20%), al fine ridurre i furti e le rapine a danno dei gestori e contrastare i fenomeni di illegalità nel settore della distribuzione finale.
- Sviluppo di stazioni di ricarica veloce di auto elettriche e di punti di rifornimento di GNL e GNC anche nelle aree di servizio autostradali, sia con interventi a carico dei sub-concessionari, sia mediante iniziative di cooperazione con soggetti privati interessati al settore, in modo da consentire la percorrenza completa del territorio peninsulare da parte dei mezzi pesanti alimentati a GNL.
- Prevedere **misure di qualificazioni e garanzie degli operatori economici**, ma senza limitare il mercato. Si prevede di stabilire una "lista" degli operatori abilitati ad operare, al fine di evitare che operino sul mercato petrolifero soggetti dalla struttura evanescente, a volte privi di sede in territorio italiano, difficilmente raggiungibili sotto il profilo sia dei controlli sia sanzionatorio. Il MISE emanerà una serie di criteri e requisiti necessari per l'iscrizione in tale lista di operatori riconosciuti. Ciò anche al fine di assicurare una corretta manutenzione e conservazione degli impianti di distribuzione, nonché adeguate garanzie per la copertura degli oneri di smantellamento e bonifica ambientale al termine della vita utile degli impianti stessi.

Sviluppo del GNL nel settore del trasporto

- Il Regolamento UE 1315/2013 sugli orientamenti dell'Unione per lo sviluppo della rete transeuropea dei trasporti prospetta la creazione di una rete articolata in due livelli: una rete centrale a livello UE, da realizzare entro il 2030, basata su un approccio per corridoi ed una rete globale, da realizzare entro il 2050, che comprenderà infrastrutture a livello nazionale e regionale. Fra gli obiettivi principali è contemplata la decarbonizzazione e la sostenibilità ambientale nei trasporti, attraverso la promozione dello sviluppo di tutte le modalità di trasporto e dei servizi di trasporto innovativi agevolando il trasporto multimodale, il miglioramento della

sostenibilità del trasporto passeggeri e merci, la fornitura di servizi di trasporto efficienti sotto il profilo dell'utilizzo delle risorse e promuovere un ampio uso delle modalità di trasporto a più basso indice di emissioni e di quelle che utilizzano sistemi di propulsione alternativi. Lo stesso Regolamento UE 1316/2013, concernente il nuovo "Meccanismo per collegare l'Europa" (Connecting Europe Facility) e che istituisce lo strumento finanziario del CEF stabilisce che tra i progetti di interesse comune nel settore dei trasporti vi siano quelli che garantiscono nel lungo periodo sistemi di trasporto sostenibili ed efficienti e di consentire la decarbonizzazione di tutti i modi di trasporto mediante la transizione verso tecnologie di trasporto innovative a basse emissioni di carbonio ed efficienti sul piano energetico. Il conseguimento di questo obiettivo si misura in base al numero di punti di approvvigionamento di carburanti alternativi e al numero di porti interni e marittimi dotati di punti di approvvigionamento di carburanti alternativi nell'ambito della rete centrale TEN-T. La natura trasversale delle priorità menzionate e poste all'attenzione dai Regolamenti citati sono state successivamente rafforzate da ulteriori provvedimenti quali il "Clean Power for Transport" del 2013, la Direttiva DAFI 94/2014 e dalla "EC Low emission mobility strategy" del 2016.

- In questo contesto si fa stato dell'attività intensa nella presentazione di progetti a valere sui fondi CEF sezione trasporti nel periodo di programmazione 2014-2020 da parte di soggetti italiani sia istituzionali che privati. La pipeline italiana difatti al momento comprende 55 interventi per una allocazione totale di 1.424 miliardi di Euro, mentre i progetti cofinanziati – con percentuali dal 20% al 50% - in materia di sviluppo delle infrastrutture e mezzi per carburanti alternativi sono 9 per un budget complessivo di 92,7 milioni di Euro. Tali progetti afferiscono sia alla infrastrutturazione di stazioni di ricariche elettriche veloci ed interoperabili oltre che multi standard e fast recharge che, in maniera decisamente superiore sia numericamente che finanziariamente, allo sviluppo di infrastrutture per carburanti alternativi L-CNG. Per queste ultime si tratta di progetti afferenti sia al trasporto stradale che marittimo, compreso lo sviluppo di sistemi di ricezione, storage e di bunkeraggio marittimo e stradale. Per quanto concerne i territori interessati, si segnalano in particolare i porti di Venezia e Livorno che saranno dotati di terminali LNG e le direttrici tirrenica-ligure (Genova, La Spezia, Livorno) e ionico-adriatica (Ravenna, Venezia).

- In particolare vi sono 8 progetti relativi al GNL per i trasporti con beneficiari italiani o che coinvolgono l'Italia cofinanziati da risorse CEF Traspor, per un budget totale di circa 320 milioni di euro.

Accise sui carburanti

- Le variazioni nella composizione della domanda di prodotti petroliferi avranno conseguenze anche sulle entrate fiscali derivanti dal settore, pari a circa 40 miliardi di euro all'anno, cioè l'86% del totale della tassazione sull'energia, pur con un peso del petrolio sul totale della domanda di energia del 35%.
- Sarebbe possibile prevedere, al fine di dare il tempo al sistema di adattarsi, misure progressive di riequilibrio delle accise fra gasolio e benzina, favorendo- a parità di gettito- la riduzione delle emissioni inquinanti o di allineamento delle accise sul gasolio a quelle sulla benzina, in base all'impatto inquinante.
- Sarebbe altresì possibile una **progressiva revisione delle agevolazioni fiscali esistenti, ambientalmente sfavorevoli**, per alcuni prodotti petroliferi che non siano giustificate da particolari condizioni dei settori di utilizzo.

8

Tecnologia, ricerca e innovazione

Il contesto nazionale e internazionale

- Il percorso descritto di progressiva transizione verso modelli energetici a ridotte emissioni richiede un impegno importante a sostegno dell'evoluzione tecnologica e per la ricerca e sviluppo di nuove tecnologie; tale impegno deve essere pervasivo in tutti i settori, dalle rinnovabili alle tecnologie per la decarbonizzazione dei combustibili tradizionali, dall'efficienza energetica ai trasporti.
- A questo impegno ovviamente non è chiamata solo l'Italia, dal momento che si tratta di un'azione globale in cui è fondamentale la cooperazione tra gli Stati, a livello europeo ed internazionale.
- È importante prendere atto che talune innovazioni tecnologiche registrate negli ultimi anni, ad esempio nel settore delle rinnovabili elettriche, e la conseguente riduzione dei costi – che pure costituisce un'eredità importante che i Paesi occidentali trasferiscono ai Paesi in via di sviluppo, abilitandone la transizione energetica a costi più contenuti – sono state raggiunte essenzialmente grazie a politiche di sostegno della domanda di tecnologie, non accompagnate, però, da adeguate e coerenti politiche lato offerta. Ciò ha comportato non solo massicce importazioni di componenti ma anche, talora, lo spiazzamento di alcune realtà produttive presenti in Italia e in Europa.
- Si ritiene perciò necessario che alle politiche di sostegno alla domanda, che saranno avviate per raggiungere gli obiettivi esposti nei precedenti capitoli, si affianchi un rinnovato investimento in ricerca e sviluppo, rafforzando l'impegno pubblico e creando le condizioni per attirare investimenti privati, con l'obiettivo di contribuire allo sviluppo di soluzioni tecnologiche in grado di sostenere la transizione energetica a costi ragionevoli e offrendo opportunità di impresa e occupazione.

- A livello internazionale, nel corso della COP21 di Parigi, l'Italia ha aderito all'iniziativa multilaterale *Mission Innovation*, che include 22 Nazioni (cui si è aggiunta la Commissione Europea) e ha l'obiettivo di promuovere l'accelerazione dell'innovazione tecnologica a supporto della transizione energetica attraverso un aumento significativo di fondi pubblici dedicati alla ricerca *cleantech*. Sono state avviate 7 sfide tecnologiche chiave sulle quali verranno attivate collaborazioni tra i vari Paesi⁸⁰. L'Italia ha assunto un ruolo di co-leadership sullo sviluppo delle *Smart Grids*, su cui è noto l'impegno fin dalla riunione del G8 dell'Aquila del 2009, che ha portato alla costituzione dell'iniziativa ISGAN (*Implementing Agreement for a Co-operative Programme on Smart Grids*) in ambito Agenzia Internazionale dell'Energia. Il sistema nazionale ha mostrato interesse anche sui carburanti alternativi, sui materiali innovativi e sul riscaldamento e raffreddamento *zero emission*.
- Nel contesto di *Mission Innovation*, l'Italia insieme agli altri Membri si è impegnata a raddoppiare il valore del portafoglio delle risorse per la ricerca pubblica in ambito *clean energy*, da portare, a livello nazionale, dai 222 Milioni di Euro nel 2013 a 444 Milioni di Euro nel 2021. Il MiSE, incaricato dalla Presidenza del Consiglio del coordinamento di *Mission Innovation*, ha quindi creato due livelli di governance: il primo con una *task force* dei Ministeri coinvolti (MAECI, MATTM, MIUR e MEF) e competente principalmente per la parte sul raddoppio dei fondi pubblici; la seconda con una *task force* "operativa", rappresentata dai principali organismi di ricerca pubblici vigilati dai Ministeri, ENEA, CNR, RSE S.p.A., alla quale si sono successivamente aggiunti l'OGS⁸¹ e l'IIT⁸².
- Gli organismi coinvolti nell'esercizio di *Mission Innovation* avranno il ruolo di supporto principalmente per la definizione e l'avvio delle attività nazionali afferenti alle 7 sfide tecnologiche, predisponendo programmi di ricerca specifici, anche in relazione alla Strategia Energetica Nazionale (SEN), al SET Plan europeo e Horizon 2020, al PNR ed ai principali tavoli istituzionali, quantificando le relative esigenze finanziarie aggiuntive necessarie a raggiungere il raddoppio. I programmi di ricerca

⁸⁰ 1. Smart Grids Innovation Challenge; 2. Off-Grid Access to Electricity Innovation Challenge; 3. Carbon Capture Innovation Challenge; 4. Sustainable Biofuels Innovation Challenge; 5. Converting Sunlight Innovation Challenge; 6. Clean Energy Materials Innovation Challenge; 7. Affordable Heating and Cooling of Buildings Innovation Challenge

⁸¹ Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica Sperimentale, Trieste

⁸² Istituto Italiano di Tecnologia, Genova

sinora proposti dagli Enti evidenziano la necessità di effettuare investimenti iniziali in infrastrutture di ricerca e sperimentazione per un congruo svolgimento dei programmi stessi.

- Le principali risultanze emerse in termini programmatici hanno evidenziato la necessità di investire nei seguenti settori prioritari:
 - sviluppo di processi produttivi simbiotici che incrementino l'efficienza energetica nell'industria, con riduzione significativa di materie prime, scorie ed emissioni di CO₂;
 - sviluppo di dispositivi e materiali ad alta efficienza energetica nell'industria, che consentano anche il recupero e la valorizzazione dei cascami termici industriali;
 - sviluppo di pompe di calore e accumuli termici innovativi, destinati all'integrazione negli edifici per l'aumento dell'efficienza energetica e la riduzione dei consumi di climatizzazione;
 - sviluppo di processi e materiali innovativi per la produzione e la conversione energetica di biomasse e biocombustibili;
 - realizzazione di un parco tecnologico dotato di impianti dimostrativi innovativi per la produzione di energia termica ed elettrica da fonte solare;
 - sviluppo e dimostrazione di reti intelligenti e di sistemi di accumulo distribuiti destinati all'impiego di reti AT/MT/BT con forte presenza di fonti rinnovabili distribuite, in grado di consolidare la leadership industriale di settore, offrendo agli utilizzatori finali soluzioni *smart*, efficienti, flessibili e riproducibili in altri contesti di mercato e reti.
- Completa il quadro una serie di tecnologie trasversali e di attività di ricerca di base, finalizzate allo sviluppo di materiali innovativi e critici in applicazioni chiave per il settore energetico (stoccaggio e produzione di energia) e alla produzione fotochimica di *fuels*⁸³ e *chemicals*.
- Rimarranno invece fuori dai programmi di raddoppio sia la fusione nucleare che la CCS. La fusione allo stato attuale non contribuirà al mix energetico di alcun Paese al mondo prima del 2050. In merito alla CCS, il basso prezzo della CO₂ e la difficile

⁸³In tale contesto è possibile immaginare anche un ruolo per l'idrogeno, caratterizzato da investimenti pubblici e privati calanti e il sopravvento tecnologico di RES e accumuli elettrochimici nella mobilità elettrica; lo sbocco nel power-to-gas appare quello più promettente ma saranno ancora necessari notevoli investimenti in R&S.

accettabilità sociale ne hanno fortemente ridimensionato gli sviluppi; in Italia vi sono alcuni progetti sperimentali di cattura e stoccaggio, ma è difficile immaginare un impiego della CCS che abbia impatti apprezzabili sulla contabilità CO₂ del Paese al 2030. Da verificare la fattibilità di eventuali utilizzi in ambito industriale della CO₂, la c.d. *Carbon Capture, Utilization and Storage*.

- L'aumento degli stanziamenti in ricerca e sviluppo previsto dalla partecipazione a *Mission Innovation* ha un significativo impatto sul Paese in quanto consentirà di accrescere il livello di innovazione tecnologica del sistema produttivo, con un conseguente incremento del livello di occupazione qualificata, nonché l'ulteriore riduzione in prospettiva dei costi per la produzione di energia anche da fonti rinnovabili. Questi fattori contribuiranno al raggiungimento dei target comunitari al 2030 e 2050, e conseguentemente di quelli della nuova SEN, e di quello previsto dall'Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici, con un minore costo complessivo di sistema e per la finanza pubblica.
- Inoltre tali investimenti permetteranno di disporre di tecnologie avanzate in grado di contribuire efficacemente al contrasto e all'adattamento al cambiamento climatico ed allo stesso tempo di aumentare la competitività del sistema produttivo nazionale coerentemente con le priorità di "Industria 4.0".
- Parallelamente a *Mission Innovation*, è stata lanciata l'iniziativa privata denominata "*Breakthrough Energy Coalition*" (BEC), con cui un pool di investitori di primissimo piano (28 imprenditori guidati da Bill Gates) si è impegnato a creare un Fondo di investimento privato. A dicembre 2016 è stato varato il Fondo BEV (*Breakthrough Energy Ventures*), dotato di 1 Miliardo USD da investire in iniziative che abbiano al centro lo sviluppo di tecnologie pulite.
- A livello europeo invece, la risposta strategica alle grandi sfide energetiche è rappresentata dal *Strategic Energy Technology (SET Plan)*, che è stato recentemente rilanciato nell'ambito della quinta dimensione dell'Unione dell'Energia (*Ricerca, Innovazione e Competitività*) come lo strumento fondamentale per affrontare le nuove sfide; il SET Plan costituirà nei prossimi anni il punto di riferimento per gli investimenti a livello di UE, nazionale e regionale e per gli investimenti privati a favore della ricerca e dell'innovazione nel settore energetico. In particolare il SET Plan propone come ambiti di priorità:
 - la leadership europea nello sviluppo delle fonti rinnovabili innovative;

- lo sviluppo tecnologico nell'efficienza energetica, con particolare enfasi sugli edifici;
 - gli strumenti per abilitare la partecipazione dei consumatori alla transizione energetica (filiera smart);
 - batterie e sistemi di accumulo (*storage*);
 - nuovi carburanti rinnovabili per la mobilità sostenibile;
 - i sistemi di carbon capture and storage (CCS);
 - la sicurezza nucleare.
- Inoltre, altre iniziative sono state definite dalla Commissione Europea, in particolare con il programma Horizon 2020 che riunisce in un unico *framework* le misure per ricerca ed innovazione. Tra queste, l'energia ha un posto rilevante e con un budget di circa 6 miliardi di Euro nel periodo 2014-2020 rappresenta uno dei principali strumenti attuativi del SET Plan.
 - Il SET Plan, integrato con Horizon 2020, continuerà a giocare un ruolo fondamentale anche nel promuovere sinergie e raccordi con i fondi strutturali, per implementare azioni di innovazione a valenza regionale. Un calcolo approssimato permette di stimare in circa 38 MLD di euro le risorse europee complessivamente disponibili per ricerca e sviluppo nel periodo 2014-20 sui temi della *Low Carbon Energy*. Non vanno poi dimenticati altri strumenti utili per l'innovazione, tra i quali *InnovFin Energy Demo Projects* (EDP), strumento specifico per i progetti «first-of-a-kind» identificati dal SET Plan, nonché quelli funzionali a progetti dimostrativi come il New Entrants Reserve (NER 300) – di cui è in discussione una nuova versione (NER 400) nell'ambito del nuovo sistema ETS dal 2021 in poi – il Connecting Europe Facility (CEF), dotato di circa 6 miliardi di € per investimenti in infrastrutture energetiche (reti) ad elevato valore aggiunto nel periodo 2014-2020 e lo stesso Piano Juncker (EFSI).⁸⁴
 - Analogamente a quanto registrato già nella SEN 2013, l'Italia, nonostante la presenza di eccellenze, mostra una situazione di R&D nel settore energetico ancora in sofferenza, a causa del livello di priorità relativamente basso attribuito alla ricerca,

⁸⁴ Il Fondo europeo per gli investimenti strategici (EFSI) contribuisce a finanziare progetti nel campo delle infrastrutture e dell'innovazione, come pure piccole e medie imprese (PMI) e società a media capitalizzazione. Caratteristica essenziale del FEIS è la mobilitazione di capitali privati

della frammentazione degli attori coinvolti e dell'assenza di coordinamento; questo genera una forte dipendenza tecnologica dall'estero e un crescente deficit commerciale nei prodotti ad alta tecnologia. Le evidenze da un punto di vista aggregato sono chiare:

- le risorse destinate alla ricerca energetica, pur mostrando un trend di crescita negli ultimi anni, sono inferiori; nel 2014 in Italia circa 0,6 miliardi di Euro (ricerca svolta da enti pubblici, ricerca svolta da imprese a controllo pubblico e contributi pubblici a progetti dimostrativi)⁸⁵ rispetto ai 0,8 miliardi della Germania e ai 1,1 della Francia⁸⁶;
- anche per quanto riguarda la registrazione di brevetti l'Italia non occupa un ruolo di rilievo nel panorama europeo – quantomeno da un punto di vista quantitativo – contribuendo nel 2014 allo 0,7% dei brevetti mondiali in ambito energetico rispetto, ad esempio, al 7,0% della Germania e al 3,0% della Francia⁸⁷; da notare anche che, a fronte di un contributo italiano ai brevetti di tutti i settori praticamente costante (in percentuale) nell'ultimo decennio, l'incidenza dei brevetti energetici italiani sul totale dei brevetti nazionali è calato dal 5% al 3% circa;
- per quanto riguarda la partecipazione italiana a Horizon 2020, nel triennio 2014-2016, nonostante una forte dinamicità della presenza italiana con oltre 2300 operatori partecipanti ai bandi, il tasso di successo dei progetti a coordinamento italiano è stato pari solo al 9,4% (media UE 14,5%) e il contributo finanziario per l'Italia è stato pari a 112,4 milioni di euro (7,8% del budget allocato). Questo dato, ancorché parziale e riferito solo al primo triennio, può essere confrontato con i risultati del 7° Programma Quadro 2007-2013 (12%) con un regresso di oltre 4 punti percentuali. Le motivazioni possono essere molteplici: la forte competitività di Horizon e l'innovazione del format, ma anche il risultato negativo di alcuni importanti operatori nazionali che hanno cambiato strategie o ridimensionato i programmi di R&S;

⁸⁵ Dati di consuntivo 2014; per una trattazione completa del tema ricerca e sviluppo energetico in Italia si rimanda alla "La situazione energetica nazionale nel 2016" pubblicata il 2 maggio 2017 da MiSE-DGSAIE

⁸⁶ I dati si riferiscono al Total Budget dedicato ad attività di Ricerca e Sviluppo. Energy Technology RD&D Statistics, International Energy Agency. Germania: inclusi fondi del Governo Federale Tedesco all'interno del 6° programma di ricerca energetica, esclusi fondi degli Stati Federali. Francia: inclusi fondi di 14 istituti pubblici scientifici e tecnici, istituti industriali e commerciali, programmi e fondi pubblici.

⁸⁷ "Rapporto osservatorio innov-e 2016", icom – Luglio 2016

- da ultimo, non in ordine di importanza, le politiche sul lato della domanda di tecnologie sono state e sono inadeguatamente correlate con quelle sul versante dell'offerta, come dimostra, ad esempio, il notevole sforzo finanziario per il sostegno alla produzione energetica da fonti rinnovabili, che ha dato luogo a risultati assai parziali quanto a capacità di trainare innovazione e creazione di filiere produttive.
- Attualmente, l'intervento pubblico dello Stato a sostegno di ricerca e innovazione in campo energetico si sviluppa attraverso diversi canali. Qui di seguito i principali.
- La ricerca di sistema elettrico, finanziata con un prelievo sulle tariffe elettriche (risorse disponibili per il triennio 2015-17 pari a 210 ML€), in principio finalizzata a sostenere sia la ricerca di interesse generale (attualmente eseguita da ENEA, CNRe RSE nell'ambito di specifici accordi di programma), sia la ricerca industriale: questo strumento ha manifestato alcuni limiti quanto a focalizzazione, efficacia, fluidità della gestione.
- Il finanziamento ad Enea, in gran parte classificato come "ordinario" (dell'ordine di poco meno di 150 ML€/anno), è utilizzato prevalentemente per le spese di funzionamento dell'Agenzia, nonché per assicurare il cofinanziamento della stessa Agenzia ai programmi finanziati da altri organismi pubblici e privati: anche in questo caso, il meccanismo attuale non favorisce l'individuazione delle priorità e la focalizzazione delle attività.
- E' poi disponibile uno strumento, finalizzato a sostenere interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica: si tratta del fondo presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali, istituito dal decreto legislativo 28/2011 e alimentato con un prelievo sulle tariffe elettriche e del gas naturale in misura pari, rispettivamente, a 0,02 c€/kWh e a 0,08 c€/Sm³, in grado, quindi, di assicurare un gettito dell'ordine di 100 ML€/anno. Questo strumento è stato destinato, per gli anni dal 2013 al 2017 (e per una quota di circa 30 milioni annui dal 2018) ad alcuni degli interventi per la crescita economica individuati dal DL 179/2012, il quale, peraltro, ha anche imposto taluni vincoli per l'utilizzo, a partire dal 2017, delle residue risorse dello stesso fondo.
- Un ulteriore strumento che può essere attivato deriva da una parte dei proventi delle aste di CO₂, destinabili, tra l'altro, ad attività di ricerca e sviluppo e a progetti dimostrativi volti all'abbattimento delle emissioni e allo sviluppo di altre tecnologie che contribuiscano alla transizione verso un'economia a basse emissioni (decreto

legislativo 30/2013). In proposito si segnala l'accordo di programma tra Ministero dell'ambiente, ENEA, CNR e Aeronautica militare, in materia di produzione dei biocombustibili e loro utilizzo nel settore dell'aviazione, siglato alla fine del 2016.

- Da ultimo, non in ordine di importanza e seppure non esclusivo per l'energia, vi è il credito d'imposta, già introdotto nel 2013 con il decreto "Destinazione Italia" e potenziato con la legge di bilancio 2017 per il periodo 2017-2020. Questo strumento, che fa parte del Piano Nazionale Industria 4.0, è di più immediata fruizione da parte delle imprese, ed è finalizzato a stimolare la spesa privata in R&S per innovare processi e prodotti e garantire la competitività futura delle imprese (non solo nel settore energetico). Il credito d'imposta è riconosciuto sul 50% delle spese incrementalmente in R&S relative alla media degli anni 2012-2014. Sono agevolabili tutte le spese relative a ricerca fondamentale, ricerca industriale e sviluppo sperimentale, inclusi i costi per personale altamente qualificato e tecnico, contratti di ricerca con università, enti di ricerca, imprese, start up e PMI innovative, quote di ammortamento di strumenti e attrezzature di laboratorio, competenze tecniche e privative industriali. Lo strumento ha una capienza di 1,2 miliardi l'anno fino al 2020 che farà leva su altrettante risorse finanziarie private aggiuntive, per un totale di 8-9 miliardi nel periodo 2017-2020. Tale dato si confronta con un volume complessivo di ricerca delle imprese stimato in 50-55 miliardi nello stesso periodo in assenza di interventi. Come detto, il credito non è specificamente tarato sul settore dell'energia ma in base al trend osservato, si stima che la spesa incrementale per R&S energetica sarà di circa 440-500 milioni. Tale dato si confronta con un volume complessivo di ricerca delle imprese nel settore dell'energia stimato in € 2,5-3 miliardi nello stesso periodo in assenza di interventi. Questo strumento può essere un utile complemento agli altri, in quanto agisce con immediatezza e sulle esigenze e priorità proprie delle aziende.

Tabella 10 Stima del volume degli investimenti in R&S nel periodo 2017-2020 (€ mld)

	R&S totale	di cui R&S energetica
in assenza di interventi	50-55	2,5-3
credito d'imposta	8-9	0,4-0,5
Totale	58-64	2,9-3,5

Fonte: elaborazione MiSE su dati ISTAT

- Dai dati appena esposti emergono, con riferimento alle risorse gestite direttamente dalle Amministrazioni pubbliche (non considerando, dunque, il credito di imposta), alcuni altri problemi che si intende affrontare:
 - produzione insoddisfacente di risultati;
 - insoddisfacente correlazione tra l'attività pubblica (lato offerta e domanda di tecnologie) e il sistema produttivo potenzialmente beneficiario, sia in termini di definizione delle priorità, sia di utilizzazione dei risultati;
 - utilizzo non coordinato, talora parziale e farraginoso, degli strumenti già disponibili.

Linee d'azione per la ricerca e l'innovazione

- Razionalizzare e potenziare la ricerca e l'innovazione nel settore energetico diviene imperativo anche alla luce della proposta comunitaria di regolamento governance sui piani energia e clima, nei quali ciascuno Stato membro dovrà indicare obiettivi nazionali e di finanziamento per la ricerca e l'innovazione, pubbliche e private, eventualmente indicando anche un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti.
- Tali obiettivi dovranno essere coerenti con le priorità della strategia dell'Unione dell'energia e del piano SET plan.
- Potranno inoltre essere indicati obiettivi, anche di lungo termine, per la diffusione delle tecnologie a basse emissioni di CO₂, comprese le tecnologie per la decarbonizzazione dei settori industriali ad alta intensità energetica e di carbonio e, se del caso, delle relative infrastrutture di trasporto e stoccaggio del carbonio. Insieme agli obiettivi, dovrebbero essere indicate le politiche e le misure relative, comprese quelle per favorire la cooperazione con altri Stati membri.
- Queste previsioni, ancorché non consolidate in quanto la proposta di regolamento è ancora in discussione, costituiscono un riferimento comunque utile, sulla cui base riflettere per meglio individuare le opzioni tecnologiche alle quali dare priorità, tenendo conto dei punti di forza del sistema nazionale e delle esigenze di sistema.
- In proposito, si ritiene che fonti rinnovabili - e, tra esse, il solare e, più in prospettiva, la geotermia, l'energia del mare (moto ondoso, maree e correnti) - sistemi per l'accumulo (compreso *power to gas* e, più in generale, integrazione tra sistema elettrico e altri sistemi), dispositivi d'impianto per la sicurezza del sistema elettrico, mobilità elettrica, bioraffinerie, materiali, processi e sistemi per l'efficienza energetica dell'industria e degli edifici rappresentino i temi su cui sussiste, insieme, una sufficiente presenza degli organismi di ricerca, un interessante sostrato industriale e un rilevante interesse di sistema, trattandosi di temi importanti non solo per gli obiettivi 2030 ma anche e soprattutto in una prospettiva di più lungo termine.
- In quest'ottica è importante la progressiva sensibilizzazione e attivazione di importanti player industriali per mantenere e accrescere il presidio nazionale in settori strategici per il sistema energetico del futuro. In questa stessa ottica, è da considerare che l'evoluzione del mix energetico e dell'assetto dei mercati

coinvolgerà in modo crescente e in un ruolo attivo nuovi soggetti e nuove risorse, a più livelli di tensione. Ne derivano esigenze di ricerca e innovazione in tecnologie per rendere “leggibile” il sistema e più intelligenti le reti, nonché per sostenere lo sviluppo degli strumenti necessari per la gestione in sicurezza delle reti e del sistema elettrico.

Focus box Industria 4.0

Un elemento innovativo rispetto al passato è rappresentato dalla digitalizzazione anche del settore energetico. La generazione di dati da parte del sistema energetico (p.es. con il miglioramento delle tecnologie e infrastrutture di misura e il *demand side management*), l'aumento della capacità di trasmissione dati delle reti di telecomunicazioni (banda larga) e l'accessibilità ad una enorme mole di dati generati al di fuori del sistema energetico (p.es. *IoT - Internet of Things*) ma di rilievo anche per il settore, richiedono che gli operatori si dotino di capacità di calcolo e analisi (*big data*) sia per migliorare la propria operatività, sia per offrire nuovi servizi. Pur non rappresentando ricerca energetica in senso stretto, il fenomeno è indice della digitalizzazione, un tema affrontato in maniera organica nel Piano Nazionale Industria 4.0 che offre una serie di strumenti di supporto in funzione della dimensione aziendale. Gli obiettivi tecnologici e d'innovazione della SEN possono essere perseguiti anche tramite questo strumento.

- In questo contesto, si ritiene che, prima di pensare al pur importante e possibile incremento della spesa pubblica, passaggio fondamentale sarà una razionalizzazione e semplificazione degli strumenti esistenti, in modo da incrementare l'efficacia della spesa.
- A riguardo, è stata avviata e sarà a breve conclusa la semplificazione procedurale della Ricerca di Sistema elettrico, per mettere a punto un meccanismo assai snello e agile sia per la definizione che per l'attuazione dei programmi.
- Inoltre, anche per le finalità previste dalla proposta di regolamento UE sulla *Governance*, si intende procedere a una fase di pianificazione con orizzonte al 2030 che, coinvolgendo tutti i soggetti interessati e le Regioni, individui:
 - Obiettivi di interesse pubblico di medio e lungo termine, strumenti e risorse disponibili e eventualmente necessari;

- Coerenza e sinergie con i programmi europei, compresi quelli finanziati tramite i fondi strutturali (ivi inclusi i programmi a gestione regionale) e con *Mission Innovation*;
- Riferimenti all'interno delle strutture pubbliche di ricerca, a partire da ENEA e RSE.
- La dimensione regionale è inoltre strategica, dato il ruolo crescente delle Regioni nelle politiche di innovazione. A questo proposito, si rafforzerà il dialogo con le Regioni affinché l'impegno delle stesse Regioni nell'utilizzo dei Fondi di Coesione nel quadro offerto dal SET Plan sia coerente con le priorità nazionali.
- Per quanto riguarda l'allineamento degli strumenti nazionali e regionali con quelli comunitari, sono stati fatti dei passi in avanti sulle intensità di aiuto mentre sui criteri di accesso rimangono ancora differenze, da superare, dovute essenzialmente ai diversi ordinamenti degli strumenti nazionali⁸⁸.
- Partendo dagli strumenti già disponibili e indicati sopra, ognuno di essi verrà finalizzato alle diverse fasi della filiera: utilizzando il criterio europeo di misura del livello di maturità tecnologica (*Technology Readiness Level - TRL*), la Ricerca di Sistema e le attività di ENEA ed RSE verranno principalmente collocate nei segmenti che individuano la ricerca tecnologica e applicata, mentre il fondo per interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale (dlgs n.28/2011) ovvero i fondi disponibili dalle aste CO₂ (dlgs n.30/2013) copriranno sviluppo sperimentale e dimostrazione, in particolare per assicurare il sostegno ai progetti dimostrativi (*first-of-a-kind*), in modo da favorire il trasferimento al sistema produttivo dei risultati.
- Progetti pilota su scala metropolitana/regionale per dimostrare la fattibilità economica di progetti integrati potranno essere svolti anche dagli operatori in coordinamento con Comuni e Regioni, sia per l'iter autorizzativo, sia al fine di promuovere l'accesso a contributo dei fondi strutturali europei.
- Inoltre, si potrebbe approfondire l'ipotesi di pensare a una diversa modalità di allocazione, anche parziale, del finanziamento all'ENEA, orientando le attività connesse al contributo cosiddetto "ordinario" a programmi triennali che, proposti nell'ambito delle prerogative e con le modalità da ultimo introdotte con il decreto legislativo 218/2016, siano definiti in coerenza con la pianificazione di cui si è detto

⁸⁸ a titolo di esempio, il Fondo per la Crescita Sostenibile PON del MISE fa già riferimento a H2020

sopra e con le esigenze di *Mission Innovation*, a seguito di un confronto - oltre che con il Ministero dello Sviluppo Economico e con gli altri soggetti pubblici interessati - anche con il sistema produttivo, in modo da individuare priorità e obiettivi coerenti con gli obiettivi pubblici di lungo termine, con le esigenze del settore (anche in chiave di potenziamento del trasferimento tecnologico verso le imprese) , e con gli altri programmi nazionali (inclusa la Ricerca di Sistema) e comunitari, i quali, dunque, si potrebbe accedere più efficacemente. Ciò vale ancor più per le ulteriori risorse finanziarie da esercizi finanziari precedenti (circa 170 ML€), che potranno essere riassegnate a ENEA a breve.

- Obiettivo strumentale di queste azioni, anche per il breve termine, è di creare le condizioni affinché la partecipazione dell'industria e dei centri di ricerca pubblici e privati italiani ai programmi di ricerca previsti sia dal SET Plan europeo che da *Mission Innovation* sia più incisiva e meno frammentata di quanto avvenuto in passato.
- Il fondo esistente presso la Cassa per il Settore Energetico e Ambientale– CSEA (Dlgs. 28/2011) potrà essere attivato all'occorrenza, per sostenere, come detto, anche i progetti dimostrativi.
- A sostegno di ricerca, sviluppo e innovazione in ambito privato continueranno ad essere accessibili il credito d'imposta alla ricerca (se necessario, anche con una promozione in chiave specifica), nonché gli altri strumenti automatici introdotti con il Piano nazionale Industria 4.0.
- E' inoltre prevista con la legge di bilancio 2018 la istituzione di un Fondo per lo sviluppo del capitale immateriale, della competitività e della produttività gestito dal MEF, di concerto con il MISE ed il MiUR, che potrà essere usato anche per il finanziamento della ricerca tecnologica da parte delle imprese, in collaborazione con gli enti di ricerca, con una dotazione crescente fino a 250 milioni di euro nel triennio 2018 – 2020.
- I partenariati di ricerca pubblico-privati riscuotono crescente interesse da parte degli stakeholder; l'attuale "Cluster Energia", approvato ad agosto 2017 dal MIUR e guidato dall'ENEA al quale hanno aderito oltre 90 soggetti pubblici e privati, rappresenta un esempio concreto che a regime potrebbe mobilitare importanti risorse ed essere replicato in altri settori.

- Infine, anche le politiche di sostegno lato domanda, pure in coerenza con gli obiettivi generali della strategia e del piano energia e clima, dovrebbero avere riguardo ai risultati conseguenti alle attività di ricerca, sviluppo, innovazione e dimostrazione.

9

Governance

Il percorso della SEN 2017

- La **Strategia Energetica Nazionale 2017** è figlia del processo di revisione periodica previsto dall'ultima SEN (2013) e delle **profonde trasformazioni economiche e del mercato energetico** che si sono verificate negli ultimi anni.
- Il lavoro è stato avviato nel 2016 dal Ministero dello Sviluppo Economico con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, che si sono avvalsi della collaborazione di diversi organismi pubblici, tra cui ENEA, RSE, ISPRA, GSE, GME, Politecnico di Milano e altri ancora, anche per lo sviluppo degli scenari energetici, sia a politiche costanti, sia con misure idonee al raggiungimento degli obiettivi.
- Nei primi mesi del 2017 si è svolta una **fase preliminare di ascolto delle principali associazioni di categoria**, di associazioni ambientaliste, delle organizzazioni sindacali, con l'obiettivo di definire le maggiore criticità dal punto di vista dei diversi **stakeholder**. Uno spazio specifico è stato dedicato all'audizione delle Autorità indipendenti, soprattutto all'Autorità per l'energia, dalla cui regolazione dipende una significativa parte delle misure rilevanti nel settore. A questa coraltà di contributi si è aggiunto, inoltre, un **workshop**, articolato in più sessioni tematiche, **con esperti** internazionali e nazionali del settore energetico chiamati a portare la propria esperienza e conoscenza su temi specifici. In questo ambito è da collocare la partecipazione dei soggetti regolati Snam e Terna, cui è stato richiesto, al pari di altri soggetti che sono stati coinvolti, di svolgere analisi e fornire punti di vista qualificati sui perimetri di loro competenza. Il coinvolgimento di numerosi ed eterogenei stakeholder ed esperti ha permesso di raccogliere una vasta gamma di informazioni, criticità, sensibilità e punti di vista

- Il percorso di sviluppo ha previsto **piena trasparenza del processo e la costante condivisione degli stati di avanzamento con gli organi istituzionali competenti**. In quest'ottica, nel mese di marzo e maggio 2017, sono state svolte due Audizioni Parlamentari alla Camera dei Deputati per condividere l'inquadramento della struttura di riferimento per l'elaborazione della SEN e la sintesi delle scelte proposte. Vi sono stati anche incontri con alcuni Gruppi parlamentari che ne hanno fatto richiesta.
- Sono stati inoltre svolti confronti preliminari con altre Amministrazioni dello Stato, allo scopo di valutare la percorribilità di alcune delle proposte elaborate.
- E' stato attivato un canale di comunicazione con le Regioni che, tramite il coordinamento responsabile per l'energia, ha fornito primi e interessanti spunti, in parte già integrati nel documento di consultazione. E' stato inoltre richiesto il contributo di Anci, che si è espressa nella fase di consultazione.
- La proposta di SEN è stata sottoposta a pubblica consultazione dal 12 giugno al 12 settembre 2017.
- In questo periodo si sono registrate 9700 visualizzazioni della pagina web dedicata. Sono pervenuti 251 documenti di osservazioni, dei quali il 14% da cittadini, il 25% da aziende, il 28% da associazioni di categoria, il 24% da associazioni di consumatori e ambientali e il 10% dal mondo accademico, da autorità pubbliche e da società di ricerca. Con tali documenti sono stati formulati commenti su uno o più temi, per un totale di 805 commenti, tutti sistematicamente esaminati.
- Gli esiti della consultazione, condensati in schede riassuntive, sono stati presentati dai Ministri competenti alle Commissioni parlamentari, nell'audizione del 24 ottobre 2017.

La SEN 2017 e il Piano nazionale energia e clima

- La tempistica di aggiornamento della SEN è coerente con il contesto comunitario, che ha visto la Commissione Europea pubblicare a novembre 2016 il *Clean Energy Package*, contenente, tra le varie misure, una proposta di regolamento sulla *Governance* dell'Unione per l'Energia.

- Sebbene il dibattito sulle proposte comunitarie sia in corso, sembra condivisa, nelle sue linee generali, la parte della proposta di regolamento che richiede a tutti gli **Stati Membri di redigere dei Piani nazionali integrati per l'energia e il clima**, che stabiliscano obiettivi e politiche nazionali in materia di decarbonizzazione (comprese le rinnovabili), efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno e ricerca/innovazione/competitività. La *governance* dell'Unione per l'Energia è lo strumento della "Strategia-quadro per un'Unione energetica" per verificare il raggiungimento degli obiettivi europei 2030. L'attività di *governance* europea ruoterà attorno al coordinamento ed alla progressiva integrazione delle strategie delle politiche energetica e climatica, a livello nazionale, regionale e comunitario.
- In quest'ottica, **la SEN 2017 costituisce la base programmatica e politica per la preparazione del Piano energia e clima**, che dovrebbe essere trasmesso in bozza entro la fine del 2018 e in versione definitiva entro la fine del 2019. A questo scopo, gli strumenti nazionali per la definizione degli scenari messi a punto durante l'elaborazione della SEN 2017 saranno utilizzati per le sezioni analitiche del Piano, contribuendo anche a indicare le traiettorie di raggiungimento dei diversi target e l'evoluzione della situazione energetica italiana. Al contempo, la rilevanza della SEN è costituita anche dagli orientamenti manifestati su altri temi energetici di interesse nazionale che, secondo la proposta comunitaria, non dovrebbero essere esplicitamente trattati nel Piano (e.g., settore petrolifero).
- La proposta di regolamento *governance* richiede anche una **rendicontazione biennale dei Piani nazionali (*progress report*)**, nonché taluni rapporti annuali, la cui predisposizione sarà in capo al Ministero dello Sviluppo Economico e al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, in collaborazione e con il supporto degli organismi pubblici di pertinenza.
- I **successivi aggiornamenti della Strategia Energetica Nazionale**, previsti con cadenza triennale e con le medesime modalità di coinvolgimento dei soggetti istituzionali e degli stakeholder utilizzate per la SEN 2017, saranno in linea con i *progress report* sviluppati per il Piano energia clima e continueranno ad inquadrare anche i settori energetici esclusi dal Piano. Gli aggiornamenti permetteranno di rivedere le politiche energetiche nazionali in base ai risultati conseguiti e agli eventuali cambiamenti di contesto, e saranno utilizzati anche per l'aggiornamento del Piano energia e clima previsto per il 2024.

- Oltre agli aggiornamenti, è necessario un puntuale monitoraggio dello stato di attuazione e dei risultati della Strategia. Per questo scopo, i Ministeri dello sviluppo economico e dell'ambiente predisporranno una relazione annuale che sarà trasmessa al Parlamento e poi resa pubblica.

Le linee d'azione per la *governance*

- La *governance* delle politiche energetiche ed ambientali è particolarmente articolata, dal momento che intervengono più livelli decisionali statali, territoriali e locali e che peraltro importanti ambiti di intervento sono affidati alla regolazione di un'Autorità indipendente dal Governo.
- La coesione su obiettivi così strategici e così rilevanti anche per una crescita sostenibile è condizione necessaria (anche se a volte non sufficiente) per fare sì che questa pluralità decisionale sia una risorsa e metta in moto effetti moltiplicatori delle azioni promosse.
- Il modello di cooperazione istituzionale, presente nelle norme e ormai prassi abbastanza consolidata, tra Stato, Regioni ed enti locali in buona parte ha superato i problemi di prima attuazione del Titolo V della Costituzione, trovando peraltro significative sinergie di politiche e strumenti in particolare sui temi delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, meno in verità sulla realizzazione delle infrastrutture necessarie alla sicurezza del sistema.
- I target di decarbonizzazione al 2030 e poi al 2050, una volta condivisi a livello programmatico, costituiscono un impegno importante, per il settore pubblico ma anche per gli investitori, e non potranno essere raggiunti se non attraverso un quadro chiaro di tappe e regole e mediante un esercizio coerente e coordinato delle competenze di ciascun livello di governo. I tempi ed i costi di raggiungimento di alcuni obiettivi, peraltro in un contesto di così rapida evoluzione, saranno strettamente funzione della coesione istituzionale e della rapidità con cui si svolgeranno i processi di attuazione.
- Un ulteriore versante in evoluzione è dato dalla crescente armonizzazione europea delle regole dei mercati energetici e dei ruoli degli esecutivi, come pure dei regolatori. Le proposte del pacchetto comunitario del dicembre 2016 sono chiaramente tese ad una maggiore integrazione degli strumenti nazionali di programmazione ai fini del raggiungimento di obiettivi complessivi dell'Unione. Pure con le modulazioni possibili a seguito del confronto ancora in atto, lo schema è che gli obiettivi comunitari si traducono in obiettivi nazionali asseritamente vincolanti (ad esempio: riduzione delle emissioni nei settori non ETS, riduzione annua dei consumi energetici), o implicitamente vincolanti (fonti rinnovabili): il tutto all'interno di una pianificazione nazionale piuttosto dettagliata di obiettivi, misure e scadenze

temporali. In questo contesto, la Commissione è chiamata a un ruolo di supervisione, sia in termini di valutazione dell'adeguatezza a di obiettivi e misure, sia di verifica dell'effettiva attuazione dei piani per l'energia e il clima.

- Una prima questione che si pone riguarda la necessità di preventiva trasparenza e condivisione delle modalità di valutazione dei piani e di elaborazione delle raccomandazioni da parte della Commissione, affinché tutti gli Stati membri possano conoscere i criteri sulla cui base ciascuno di essi dovrà predisporre il Piano, individuare obiettivi e strumenti. Tale problema, che pure è stato sollevato con forza da alcune delegazioni di peso tra cui, oltre all'Italia, Germania e Francia, non ha trovato finora adeguata risposta nell'ambito del dibattito sul regolamento.
- Ma il pacchetto comunitario non tratta solo di piani, obiettivi e misure. Assai rilevanti sono anche le proposte in termini di complessiva *governance* dell'energia, con un chiaro orientamento verso una maggiore integrazione europea dei mercati, e quindi, tra l'altro, con l'ulteriore spostamento di competenze gestionali e in parte decisionali a livello sovranazionale. Va in tal senso, ad esempio, l'istituzione dei centri operativi regionali previsti dalla proposta di regolamento sul mercato elettrico (che, nel corso del dibattito sulla proposta, sono divenuti "coordinatori regionali per la sicurezza"), nuove strutture di cooperazione fra TSO di una stessa regione alle quali sarebbero attribuite, pure non immediatamente, diverse funzioni in materia di armonizzazione e coordinamento delle azioni del TSO su temi rilevanti quali, ad esempio, calcolo coordinato della capacità, analisi coordinata della sicurezza, dimensionamento regionale della capacità di riserva, previsioni regionali di adeguatezza dei sistemi e preparazione di azioni di riduzione dei rischi.
- Il dibattito tra gli Stati membri, ancora in corso, sembra orientare le scelte verso un approccio di maggiore gradualità riguardo al trasferimento di compiti a livello sovranazionale.
- Se una maggiore armonizzazione delle regole e dei ruoli è apprezzabile, si condivide e si valuta positivamente questa maggiore gradualità di approccio in quanto consente scelte più ponderate, in particolare in tema di chiara ed equilibrata ripartizione delle responsabilità tra Governi, Autorità di regolazione, coordinatori regionali e TSO nazionali.
- Un altro elemento che evidenzia il possibile spostamento del baricentro a livello sovranazionale attiene alla previsione, pure questa contenuta nella proposta di regolamento sul mercato elettrico, di cooperazione tra Stati a livello regionale, per

conseguire gli obiettivi definiti nei rispettivi piani nazionali, anche per individuare opportunità di cooperazione. Si ritiene che questa condivisibile previsione debba essere rafforzata, in modo da individuare gli ambiti regionali più opportuni, quali possano essere le principali aree di cooperazione, quali possano essere i meccanismi con i quali ciascuno Stato tiene conto della pianificazione degli altri Paesi della regione e se e come debba considerare gli effetti delle proprie decisioni e della propria pianificazione sugli altri Paesi partners. In proposito, un esempio evidente è costituito da decisioni di evoluzione del mix di generazione, assunte da altri Stati, e dalle possibili conseguenze per il nostro Paese, ad esempio in termini di import elettrico ed effetti sui prezzi dell'elettricità. Ciò indica un esempio di temi sui quali il dialogo preventivo tra Paesi, facilitato dalla Commissione, potrebbe rivelarsi assai utile per perseguire l'auspicata unione dell'energia.

- Ancora: sono evidenti le intersezioni e le interferenze tra i temi e le azioni direttamente finalizzate al raggiungimento degli obiettivi energetico-ambientali e altri temi potenzialmente confliggenti, quali la tutela delle acque, la qualità dell'aria e i procedimenti ambientali⁸⁹.
- Non in discussione l'indipendenza dei regolatori dall'Esecutivo, nel quadro degli obiettivi generali di politica energetica nazionale e ovviamente delle decisioni del Parlamento. In proposito, il criterio base, da avere sempre presente anche nella fase di attuazione della SEN, è che spetta alle istituzioni politiche la responsabilità di definire obiettivi, strumenti, politiche attive e scelte allocative delle risorse, monitorando i risultati e verificando la qualità e l'efficacia degli strumenti. L'Autorità di regolazione mantiene un ruolo centrale per lo sviluppo efficiente dei mercati energetici e per la regolazione di molti ambiti cruciali per il raggiungimento degli stessi obiettivi SEN, oltre che piena indipendenza in materia di definizione delle tariffe, vigilanza e strumenti per lo sviluppo e la gestione delle infrastrutture. In questo ambito, particolare attenzione dovrà essere data al negoziato sulla rifusione della proposta di Regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) garantendo che, a fronte

⁸⁹ Ad esempio, la proposta di direttiva rinnovabili prevede che gli Stati membri facilitano il *repowering* degli impianti, garantendo una procedura autorizzativa semplificata e rapida, che non può superare un anno a decorrere dalla data in cui la richiesta: siffatta semplificazione dovrebbe necessariamente riguardare la VIA, con modalità preventivamente chiarite dalla CE

dei nuovi ruoli e doveri attribuiti ad ACER il processo decisionale veda l'adeguata partecipazione delle autorità nazionali di regolamentazione.

La cabina di regia

- Alla luce di quanto esposto, si rende necessario un rafforzamento delle capacità di interlocuzione all'interno e all'esterno, verso gli altri livelli di governo come pure con la Commissione e con gli altri Stati. Ciò richiede prioritariamente il potenziamento delle strutture del Ministero dello sviluppo economico operanti sull'energia, nonché indirizzi ai soggetti pubblici da esso vigilati, affinché focalizzino le attività coerentemente con gli obiettivi nazionali e con le previste evoluzioni degli strumenti di intervento, sia in materia di politiche attive che di gestione dei mercati energetici. E' in particolare opportuna e urgente una più razionale allocazione e focalizzazione delle attività delle unità dei diversi organismi vigilati che operano anche a supporto del Ministero, in modo che tali attività di supporto siano meglio finalizzate alla maggiore incisività ed efficacia dell'azione dello stesso Ministero.
- E' poi palese che il tema energia si integra sempre più con la questione climatica, tanto che si va verso la preparazione di piani integrati energia e clima. Dunque, una più strutturata collaborazione tra i Ministeri dello sviluppo economico e dell'ambiente è fondamentale. Ma, più in generale, l'integrazione delle politiche costituisce il tratto distintivo del pacchetto comunitario, che ambisce a trattare in modo sistemico temi che attengono all'energia (compresi i trasporti), al clima, ai mercati, all'innovazione e alla competitività, alla tutela del paesaggio, con conseguenti rilevanti riflessi anche su lavoro e occupazione. D'altra parte, sono numerose le pianificazioni, anche nazionali, che si intrecciano con quella su energia e clima: si richiamano, ad esempio, le strategie per lo sviluppo sostenibile, di adattamento ai cambiamenti climatici, per la bioeconomia, per le infrastrutture di trasporto e logistica, oltre alle pianificazioni energetiche e ambientali delle regioni. Occorre dunque garantire una adeguata partecipazione delle altre Amministrazioni ai processi di definizione degli obiettivi e delle politiche, della relativa attuazione e del monitoraggio degli effetti. Si provvederà pertanto alla istituzione di una **cabina di regia tra i Ministeri dello sviluppo economico e dell'ambiente** con i Ministeri dell'economia, dei trasporti e dei beni culturali, nonché una rappresentanza delle Regioni e un periodico aggiornamento anche con gli Enti locali. La cabina di regia si avvarrà, all'occorrenza, del supporto tecnico degli organismi pubblici che partecipano alle

analisi di scenario (Rse, Enea, Ispra) e dalle Società del gruppo Gse e avrà geometria variabile, coinvolgendo, in relazione ai temi trattati, anche altri soggetti.

- Scopo generale della cabina è di favorire l'attuazione coordinata della strategia e monitorare lo stato di realizzazione e i risultati.
- Per queste finalità, dovrà innanzitutto contribuire alla più efficace partecipazione degli uffici alla fase ascendente dei processi decisionali comunitari e al dialogo con gli altri Stati, per le finalità già accennate. In questo ambito, saranno promosse posizioni coerenti con gli orientamenti di questa strategia, incluso la riforma del sistema ETS (anche con istituzione armonizzata di carbon tax o price floor) ai fini dell'accelerazione del processo di decarbonizzazione, con le opportune misure di salvaguardia delle imprese esposte alla concorrenza internazionale e di contrasto al carbon leakage.
- A livello nazionale, una fondamentale funzione di questa cabina sarà di facilitare il dialogo preventivo tra le Amministrazioni, in modo da favorire il coordinamento e la razionalizzazione dell'attività programmatica, normativa e amministrativa dello Stato e delle regioni, comprese le modalità con le quali assicurare che gli strumenti di pianificazione e tutela ambientale e paesaggistica consentano l'ordinato sviluppo delle fonti rinnovabili in misura coerente con gli obiettivi.
- Alla stessa stregua, la cabina potrà proporre azioni per stimolare la creazione delle possibili filiere produttive, valorizzando anche la funzione di ENEA e RSE come soggetti abilitatori del trasferimento al sistema industriale dei risultati della ricerca e delle buone pratiche in tema di efficienza energetica.
- Un compito importante attiene allo sviluppo e alla tutela dell'occupazione, in dialogo anche con i sindacati e le organizzazioni di formazione dei lavoratori. A questo proposito, la cabina di regia dovrà proporre iniziative per la formazione di nuove professionalità e la riqualificazione dei lavoratori interessati dall'evoluzione del settore energetico, in coerenza con gli obiettivi e le misure previste dalla SEN e partendo dagli approfondimenti tecnici sul tema, aggiuntivi rispetto a quelli presentati in questo documento, finalizzati a delineare i fabbisogni di nuove figure e le necessità di riqualificazione. Si rinvia al successivo paragrafo sulla questione occupazionale, contenente elementi più quantitativi sviluppati dal GSE, riguardo all'occupazione connessa in particolare alle rinnovabili e all'efficienza (con cenni anche sui settori convenzionali), elementi che saranno a breve ulteriormente

sviluppati, in modo da costituire la base per le proposte formulate dalla cabina di regia.

- La partecipazione strutturale delle Regioni dovrà comportare che esse siano parte attiva e partecipe per il raggiungimento degli obiettivi. In proposito, saranno concordate modalità per assicurare che i piani energetici e ambientali di ciascuna Regione risultino, nell'insieme, coerenti con gli impegni nazionali e con le regole europee in materia. In questo ambito, si promuoverà la condivisione con le Regioni delle esigenze di nuove infrastrutture e delle relative localizzazioni, anche per accelerare i successivi procedimenti autorizzativi.
- Nel contempo, andrà rafforzata la capacità delle Amministrazioni centrali di ascoltare le istanze e le necessità di Regioni ed Enti locali, anche per implementare idonei strumenti di supporto alle Amministrazioni locali che consentano di valorizzare il potenziale locale di efficienza energetica, in particolare nel trasporto locale e nelle utenze pubbliche.

Semplificazione delle procedure autorizzative

- A livello amministrativo, si proporranno e condivideranno in sede di Conferenza Stato-Regioni linee guida inerenti le principali competenze regionali in materia di energia, con l'obiettivo di creare un quadro di regole minime comuni, in particolare in tema di semplificazioni delle autorizzazioni per le infrastrutture e gli impianti energetici. Non si tratta necessariamente di regole calate dall'alto: un criterio ad esempio potrebbe essere quello di individuare i principali procedimenti e, per ciascuno di essi, verificare le *best practice* già operative in una o più Regioni, favorendone l'estensione alle altre regioni. In tale percorso, dovrà essere necessariamente coinvolta l'ANCI. In questo processo di semplificazione, un'importanza specifica avrà l'aggiornamento delle linee guida sugli impianti di produzione di energia elettrica rinnovabile, anche sul tema delle compensazioni ai territori, con un focus sul *repowering* degli impianti esistenti.

Il potenziamento dell'istituto dell'inchiesta pubblica, introdotto con il provvedimento di attuazione della direttiva 2014/52/UE in materia di VIA costituisce un utile passo per ampliare la partecipazione del pubblico e, in particolare, dei residenti nei territori potenzialmente interessati da un progetto sottoposto a procedura di VIA. La modifica normativa stimola un diverso approccio anche da parte degli operatori, che

sarebbero portati a potenziare il dialogo con i territori già in fase di ideazione del progetto. Tale meccanismo verrà seguito in particolare per i Progetti di Interesse Comune europeo relativi alle nuove infrastrutture delle reti energetiche.

- Sotto questo profilo, è importante che il dibattito e le semplificazioni siano operati e percepiti non solo come funzionali alla realizzazione delle opere, ma anche come strumento idoneo a creare opportunità di lavoro, ridurre i costi degli interventi, qualificare l'impatto sul territorio e contribuire alla competitività del sistema produttivo. Se è infatti atteso che i costi di molte tecnologie energetiche scenderanno sempre di più, sarà più importante evitare che questo vantaggio venga ridotto a causa dell'aumento dei costi amministrativi.
- I tempi ridotti per il raggiungimento degli obiettivi della SEN comportano la necessaria accelerazione dei tempi "ordinari" delle procedure di autorizzazione. Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, per dare un contributo alla accelerazione e razionalizzazione dei procedimenti autorizzativi di natura ambientale, porrà in essere idonee modalità organizzative e tecnico-operative riguardanti la Direzione Generale competente, la Commissione VIA e il Comitato Tecnico Istruttorio tale da permettere una trattazione accelerata degli interventi su infrastrutture e impianti previsti dalla SEN, come previsto dal decreto legislativo n. 104 del 2017.

Infrastrutture e nuovi strumenti di mercato

- Lo sviluppo delle infrastrutture sarà essenziale per realizzare la transizione del sistema energetico in condizioni di sicurezza e rispettare gli impegni assunti per la decarbonizzazione; come sottolineato dalla consultazione, bisogna farlo evitando il più possibile costi non necessari rispetto allo scenario di riferimento e rischi di socializzazioni di costi improprie. Si tratta di principi condivisi, che incidono sul processo di pianificazione e valutazione degli interventi infrastrutturali, soprattutto considerando da un lato l'evoluzione degli scenari nazionale e internazionale e dall'altro l'esigenza di mantenere comunque alto il livello di sicurezza ed economicità delle forniture.
- Conciliare la mutevolezza degli scenari politici e tecnologici e dei prezzi internazionali con i tempi di progettazione, valutazione e realizzazione delle infrastrutture, peraltro a volte caratterizzate da tempi lunghi di recupero dell'investimento, non è sempre esercizio agevole e rende ogni previsione, per quanto accurata, caratterizzata da un margine di rischio non eliminabile.
- La completezza informativa, la chiarezza degli scenari di riferimento e l'analisi trasparente delle opzioni tecnologiche e delle alternative sono accorgimenti metodologici che riducono i rischi di scelte non efficienti.
- Per muoversi in questa direzione, i piani di intervento proposti ed i progetti dovranno fornire alle istituzioni chiamate a valutare e agli stakeholder una chiara informazione dell'evoluzione del sistema ipotizzata e delle criticità e motivare la proposta in base ai fabbisogni attesi. Sul piano metodologico, l'Autorità per l'energia sta già promuovendo l'applicazione sistematica dell'analisi costi-benefici sui piani di sviluppo delle reti e il coordinamento della pianificazione tra reti elettriche e gas, in linea con i principi comunitari. Parallelamente, occorrerà monitorare, in particolare per le reti gas estere interconnesse con la rete italiana, che un identico approccio sia svolto da parte delle altre autorità di regolazione, per evitare che costi nazionali impropri, seguendo le rotte del gas, si riverberino sui mercati a valle.
- Considerata l'evoluzione del settore elettrico verso un assetto con generazione distribuita crescente, nuovi soggetti attivi, nuovi sistemi, si rende necessario innanzitutto un miglior coordinamento dei piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di distribuzione. Come noto, la programmazione della rete di trasmissione è

affidata ai piani di sviluppo decennali, mentre i distributori sono tenuti a rendere noti annualmente i loro piani di sviluppo, pure coordinandosi con Terna.

- Questo obiettivo riguarda innanzitutto la definizione dei precisi ambiti sui quali i rispettivi piani devono tra loro integrarsi, con particolare riferimento all'hardware e al software di comunicazione, ai dispositivi per la sicurezza e alle relative modalità di utilizzo, ai ruoli di Terna e dei distributori per garantire sicurezza e flessibilità, ai tempi di attuazione. A questo scopo, in coerenza con l'evoluzione degli assetti dei mercati energetici, il Ministero dello sviluppo economico quale soggetto responsabile delle concessioni di trasmissione e distribuzione, e l'Autorità, quale responsabile della regolazione degli sviluppi di rete, potranno utilizzare le funzioni di indirizzo verso i gestori e definire preventivamente apposite linee guida, da aggiornare periodicamente in funzione dell'evoluzione del settore.
- Già in questa strategia alcune opere infrastrutturali sono individuate come necessarie per favorire la transizione e assicurare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Per tali opere, e per altre che si rivelassero necessarie sulla base dell'evoluzione degli scenari politici e tecnologici, occorre agevolare la realizzazione riconoscendone la strategicità, anche a seguito di un ulteriore confronto e condivisione con le autonomie locali. A seguito di tale passaggio, si provvederà sancirne il rilievo mediante un decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico e d'intesa con la Conferenza Unificata, che, appunto, identifichi le necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti e infrastrutture al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica nazionale.
- In considerazione della scadenza delle concessioni di distribuzione dell'energia elettrica nel 2030, si affronterà il tema delle concessioni future alla luce dell'evoluzione delle esigenze del sistema e del ruolo del distributore, in modo da assicurare continuità dell'esercizio in sicurezza e condizioni adeguate per la realizzazione degli investimenti necessari per gli obiettivi 2030. Elementi essenziali da considerare a questo scopo saranno le dimensioni ottimali delle aree in concessione e i requisiti tecnici e finanziari dei futuri concessionari.
- Per quanto riguarda le concessioni di distribuzione del gas naturale, strutturate per ambiti territoriali, nonostante la definizione dei parametri per i bandi da parte della normativa secondaria, solo un numero ridotto di gare è stato avviato, rispetto a quelle programmate. Occorrerà pertanto da un lato rilanciare la cabina di regia

istituita con le Regioni ed enti locali, e dall'altro però assicurare, con gli strumenti già previsti dalle norme, che le gare siano effettivamente svolte, dato il notevole tempo trascorso, che rischia di vanificare la riforma del settore e quei recuperi di efficienza e qualità del servizio, a favore dei consumatori finali, che sono stati a base del nuovo assetto.

- Le innovazioni dei mercati, sia all'ingrosso sia al retail, e l'esigenza di sperimentare nuovi strumenti coerenti con l'evoluzione prospettata (si pensi ad esempio ai contratti di lungo termine) forniranno importanti obiettivi strategici ed operativi per i quali, con la regolazione dell'Autorità e insieme ai soggetti pubblici del settore, si promuoverà lo sviluppo di nuovi strumenti di mercato.

La questione occupazionale

- La transizione energetica cui stiamo assistendo sta cambiando il settore energetico lungo tutta la filiera industriale con notevoli effetti sull'occupazione. Data la stretta relazione fra sicurezza energetica, crescita economica e occupazione e la volontà di assumere un ruolo di indirizzo nel facilitare gli investimenti energetici sicuri e sostenibili, si ritiene necessario porsi l'obiettivo di monitorare tali effetti e, quindi, guidare la specializzazione e la transizione occupazionale in questo ambito.
- Il tema ha forte rilevanza anche alla luce del "phase-out" accelerato del carbone, che implica l'esigenza di prevedere interventi a tutela dell'occupazione, dopo l'effettuazione degli interventi di bonifica, al fine di riqualificare la manodopera per altre attività lavorative.
- Nonostante il tema sia già oggetto di discussione a livello nazionale e internazionale, ancora non si è trovata una soluzione condivisa alle problematiche metodologiche connesse alla misurazione dei livelli occupazionali nel settore dell'energia, e, in particolare in quello delle nuove tecnologie energetiche. Risolvere questa questione di base consentirebbe di rispondere a molti interrogativi che sono emersi dalle interlocuzioni a livello internazionale.
- L'Italia, in qualità di presidenza di turno G7 nel 2017, ha posto il tema all'attenzione dei ministri dell'energia del G7 durante l'incontro di Roma in aprile. L'incontro è stato preceduto da un workshop sul tema (tenutosi presso il GSE a marzo 2017), al quale hanno partecipato gli esperti dei vari paesi interessati nonché delegati dell'Agenzia Internazionale dell'Energia - AIE, dell'Agenzia Internazionale dell'energia Rinnovabile - IRENA e dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro - ILO (l'agenzia specializzata delle Nazioni Unite); è emerso come la disponibilità di dati affidabili sull'occupazione energetica sia di importanza essenziale per la lettura della competitività del settore stesso e per la valutazione dell'impatto socio-economico del processo di decarbonizzazione. A livello G7 si è deciso di continuare la collaborazione internazionale con riferimento alle seguenti attività:
 - scambio internazionale di dati e di buone pratiche nel settore delle statistiche dell'occupazione energetica con riferimento anche ai fabbisogni di professionalità specifiche;

- miglioramento dei sistemi di raccolta dati, definizione e quantificazione dei lavori riferiti all'energia in tutti i settori dell'economia;
- collaborazione fra autorità dei Paesi G7 e della UE con il supporto di AIE, IRENA e ILO al fine di sviluppare modelli che migliorino la comprensione delle filiere industriali, la domanda di mercato e le specifiche tecnologie e attività energetiche;
- sviluppo dei data set che permettano di implementare politiche attive del lavoro e che consentano di valutare gli effetti occupazionali dei mutamenti delle politiche energetiche;
- coordinamento dei programmi per lo sviluppo di competenze professionali specifiche e di un relativo sistema di certificazione internazionale;
- In Italia, il Gestore dei Servizi energetici (GSE) è il soggetto incaricato dalla legge⁹⁰ di monitorare le ricadute economiche e occupazionali delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Per ottemperare al mandato normativo il GSE ha sviluppato un modello basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali ricavate dalle tavole delle risorse e degli impieghi pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (ISTAT), opportunamente integrate e affinate. Le matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio & manutenzione (O&M). L'analisi dei flussi commerciali con l'estero, basata in parte sull'indagine Prodcom pubblicata da Eurostat, permette di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante.

⁹⁰ D.lgs 3 marzo 2011 n. 28

Il settore delle rinnovabili elettriche

- La seguente tabella illustra i risultati ottenuti mediante l'applicazione del modello di calcolo sviluppato dal GSE al settore delle rinnovabili elettriche per gli anni dal 2011 al 2016. I risultati comprendono le ricadute economiche in termini di investimenti, spese di O&M e valore aggiunto e occupazionali in termini di Unità di Lavoro Annue (ULA).

Tabella 11 Risultati economici ed occupazionali delle rinnovabili elettriche dal 2011 al 2016

FER-E	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
2011	14.292,7	2.445,3	7.593,6	100.591	26.609
2012	12.055,7	3.156,2	7.422,7	90.592	34.069
2013	3.680,4	3.541,8	3.906,3	28.693	37.674
2014	1.565,5	3.654,4	3.025,8	13.413	38.148
2015	1.666,0	3.748,1	3.154,3	15.106	38.668
2016*	1.819,7	3.845,2	3.269,1	16.310	39.522

Fonte: GSE

- Nel periodo 2011-2016 gli investimenti in impianti per la produzione di energia elettrica da FER sono ammontati a circa 35 miliardi di euro. Le spese di esercizio e manutenzione sugli impianti esistenti sono cresciute costantemente negli anni fino a superare nel 2016 i 3,8 miliardi. Il valore aggiunto (VA) generato, ossia il contributo fornito dallo sviluppo delle FER elettriche alla formazione del PIL, ricalca il trend degli investimenti. La crescita del VA tra il 2014 e il 2016 è guidata dal peso crescente delle attività di O&M.
- Gli occupati stimati non sono da intendersi in termini di addetti, ma di Unità di Lavoro Annue (ULA), che corrispondono alla quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno. Le stime consentono di valutare sia le ricadute permanenti, ossia le Unità di Lavoro impiegate nelle fasi di esercizio e manutenzione degli impianti per tutta la durata del loro ciclo di vita, sia le ricadute temporanee, ossia le Unità di Lavoro il cui impiego è temporalmente limitato e legato alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione degli impianti.

- Le ricadute occupazionali sono inoltre distinte in dirette, riferite alle Unità di Lavoro direttamente impiegate nel settore oggetto di analisi, e indirette, riferite alle Unità di Lavoro nei settori fornitori della filiera analizzata sia a valle sia a monte. Le stime delle ricadute dirette e indirette sono da intendersi lorde, ossia conseguenti agli investimenti e alla produzione di energia nel settore delle rinnovabili; esse non prendono dunque in considerazione eventuali concomitanti effetti quali i minori investimenti e produzione di energia relativamente alle fonti energetiche convenzionali.
- Tra il 2011 e il 2016 gli occupati temporanei generati hanno seguito il trend degli investimenti. Nel 2011 essi ammontavano a poco più di 100.000 ULA mentre nel 2016 le ULA attivate sono state 16.310. Gli occupati permanenti sono costantemente cresciuti negli anni analizzati passando da poco più di 26.600 ULA nel 2011 a oltre 39.500 ULA nel 2016.

Tabella 12 Risultati economici ed occupazionali delle rinnovabili elettriche nel 2016 suddivisi per tecnologie

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanent diretti+indiretti (ULA)
Fotovoltaico	615,8	950,2	968,9	4.359	11.818
Eolico	489,2	263,5	489,7	4.715	3.578
Idroelettrico	251,4	859,3	804,0	2.584	11.488
Biogas ⁹¹	104,7	497,6	449,2	1.076	6.443
Biomasse solide ⁹²	358,4	628,6	396,2	3.576	3.520
Bioliquidi	-	593,8	121,4	-	1.987
Geotermoelettrico	-	52,2	39,8	-	689
Totale	1.819,7	3.845,2	3.269,1	16.310	39.522

Fonte: GSE

- Il GSE ha stimato che nel 2016 sono stati complessivamente investiti circa 1,8 miliardi di euro in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Nel modello di calcolo si considera convenzionalmente la durata delle fasi di progettazione, costruzione e installazione degli impianti pari ad un anno. Conseguentemente le ricadute economiche e occupazionali temporanee riferite ad

⁹¹ Esclusi gas di discarica e da depurazione

⁹² Esclusi gli impianti a rifiuti

impianti complessi (come ad esempio i geotermoelettrici) che potrebbero essere caratterizzate da fasi realizzative più lunghe sono convenzionalmente imputate ad un solo anno di riferimento, corrispondente a quello in cui la nuova potenza installata è rilevata dalle statistiche di settore.

- Il nuovo valore aggiunto generato, ossia il contributo che le fonti rinnovabili impiegate per la generazione di energia elettrica hanno fornito alla formazione del PIL nel 2016, è stato complessivamente di oltre 3 miliardi di euro. La distribuzione del valore aggiunto tra le diverse tecnologie è influenzato da vari fattori, in particolare dal numero di impianti in esercizio, dalla potenza installata e dal peso delle importazioni in ciascun settore oggetto di analisi. Le attività di esercizio e manutenzione degli impianti sono quelle che hanno inciso maggiormente sulla creazione della ricchezza nazionale nel 2016.

Il settore delle rinnovabili termiche

- La seguente tabella illustra i risultati ottenuti mediante l'applicazione del modello di calcolo sviluppato dal GSE al settore delle rinnovabili termiche per l'anno 2016. I risultati comprendono le ricadute economiche in termini di investimenti, spese di O&M e valore aggiunto e occupazionali in termini di Unità di Lavoro Annue (ULA).
- Le tecnologie analizzate con il modello sviluppato sono: solare termico (a circolazione naturale e forzata), stufe e termocamini a pellet, stufe e termocamini a legna, pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermiche).

Tabella 13 Risultati economici ed occupazionali delle rinnovabili termiche nel 2016 suddivisi per tecnologie

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanent diretti+indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	154,2	27,5	99,3	1.442	361
Stufe e termocamini a pellet	534,3	525,4	373,2	6.447	2.741
Stufe e termocamini a legna	171,6	1.597,9	1.305,2	2.279	20.275
Pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermiche)	2.147,6	2.922,1	3.300,4	20.937	10.592
Totale	3.007,7	5.072,9	5.078,1	31.105	33.969

Fonte: GSE

- Come per le rinnovabili elettriche gli occupati stimati sono da intendersi in termini di Unità di Lavoro Annue (ULA) distinte in dirette, riferite alle Unità di Lavoro direttamente impiegate nel settore oggetto di analisi, e indirette, riferite alle Unità di Lavoro nei settori fornitori della filiera analizzata sia a valle sia a monte. Anche nel caso delle rinnovabili termiche sono state valutate sia le ricadute permanenti, ossia le Unità di Lavoro impiegate nelle fasi di esercizio e manutenzione degli impianti per tutta la durata del loro ciclo di vita, sia le ricadute temporanee, ossia le Unità di Lavoro il cui impiego è temporalmente limitato e legato alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione degli impianti. Come per le rinnovabili elettriche le stime delle ricadute occupazionali sono da intendersi lorde.
- Utilizzando il modello di calcolo basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali, il GSE stima che, nel 2016, gli investimenti in nuovi impianti per la produzione di

energia termica da fonti rinnovabili ammontino in totale a circa 3 miliardi di euro, di cui oltre 2 miliardi destinati alle pompe di calore. Circa il 99% degli investimenti in pompe di calore sono attribuibili alle macchine aerotermiche.

- Secondo le analisi del GSE, gli investimenti in nuovi impianti di produzione di energia termica da fonti rinnovabili hanno generato circa 31.000 ULA temporanee (dirette più indirette) nel 2016, il 77% delle quali nel settore delle pompe di calore.
- Il GSE stima che nel 2016 le spese di O&M sugli impianti per la produzione di energia termica da FER ammontino in totale a circa 5 miliardi di euro. E' da notare che i costi per l'esercizio e la manutenzione delle pompe di calore sono dovuti per circa il 98% all'alimentazione delle macchine aerotermiche esistenti e che l'ammontare dei costi per l'esercizio e la manutenzione delle stufe e dei termocamini a pellet e a legna dipendono in massima parte alle spese di approvvigionamento di combustibile. Si stima che le spese di O&M abbiano generato quasi 34.000 ULA permanenti (dirette più indirette).
- Nel 2016, il settore delle fonti rinnovabili termiche ha contribuito alla creazione di valore aggiunto per il sistema paese per circa 5 miliardi di euro. Le attività di O&M sugli impianti esistenti è responsabile di una buona parte del valore aggiunto generato (circa il 60%). La distribuzione del Valore Aggiunto tra le differenti tecnologie è influenzato da vari fattori, in particolare dal numero di apparecchi e dalla potenza installata, nonché dal peso delle importazioni in ciascun settore oggetto di analisi.

Il settore dell'efficienza energetica

- Il GSE ha stimato le ricadute economiche e occupazionali della promozione dell'efficienza energetica adottando un approccio coerente con quello utilizzato per valutare le ricadute delle fonti rinnovabili di energia, basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali.
- Si riportano di seguito i risultati relativi alla valutazione delle ricadute economiche, in termini di investimenti e valore aggiunto, e occupazionali, dirette e indirette, temporanee, in termini di ULA, delle politiche di promozione dell'efficienza energetica in Italia (detrazioni fiscali del 65%, Conto Termico, Certificati Bianchi e programma PREPAC). I risultati sono riferiti all'anno 2016.
- Per quanto riguarda le ricadute permanenti, essendo gli interventi di efficienza energetica estremamente eterogenei, è complicato e in alcuni casi poco significativo ottenere delle stime (si pensi al settore building, uno dei principalmente interessati da misure di efficienza, dove ingenti sono ad esempio gli investimenti per la realizzazione di un cappotto termico, ma non significative, almeno nel breve-medio periodo, le spese di manutenzione dello stesso). Per semplicità esse non sono state, quindi, prese in considerazione.

Detrazioni fiscali del 65%

- Per la determinazione delle ricadute economiche e occupazionali della promozione di interventi di efficienza energetica mediante le agevolazioni fiscali del 65%⁹³ sono stati utilizzati i dati contenuti nel «Rapporto Annuale, le detrazioni fiscali del 65% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente» redatto dall'ENEA. I risultati sono riferiti al 2016.

Tabella 14 Risultati economici ed occupazionali delle detrazioni fiscali del 65% per interventi di efficienza energetica 2016

Tipologia di intervento	Investimenti (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti (ULA)	Occupati temporanei indiretti (ULA)	Occupati temporanei totali (ULA)
Pareti orizzontali o inclinate	651	441	4.575	3.492	8.068
Pareti verticali	301	204	2.115	1.615	3.730
Serramenti	1.448	981	10.173	7.765	17.938
Schermature	148	101	1.043	796	1.839
Caldaia a condensazione	543	365	3.368	3.042	6.411
Building Automation	4	2	25	19	43
Scaldacqua pompa di calore per ACS	21	14	116	97	213
Totale	3.116	2.108	21.415	16.826	38.242

Fonte: GSE⁹⁴

- Si stima che gli interventi di efficienza energetica promossi mediante le detrazioni fiscali del 65% nel 2016 abbiano attivato investimenti per oltre 3,1 miliardi di euro, contribuendo alla creazione di valore aggiunto per il sistema paese per oltre 2,1 miliardi di euro. Dal punto di vista occupazionale le detrazioni fiscali del 65% hanno attivato oltre 21.400 ULA dirette temporanee e oltre 16.800 ULA indirette temporanee.

⁹³ Non sono inclusi gli interventi afferenti all'installazione di impianti solari termici, di caldaie a biomassa, di pompe di calore e di impianti geotermici perché già inclusi nelle stime riguardanti la produzione di calore da fonti rinnovabili

⁹⁴ I dati sugli investimenti sono contenuti nel "Rapporto Annuale. Le detrazioni fiscali del 65% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente" redatto dall'ENEA

Efficienza energetica nella Pubblica Amministrazione mediante il Conto Termico

- Per la determinazione delle ricadute economiche e occupazionali della promozione di interventi di efficienza energetica mediante il Conto Termico, come noto riservati alla Pubblica Amministrazione, sono state condotte elaborazioni sui dati estratti dal database «Portaltermico» l'apposito applicativo informatico del GSE, tramite il quale i soggetti compilano e inviano la documentazione necessaria per l'ammissione all'incentivo. I risultati sono riferiti ai progetti ammessi nel 2016.

Tabella 15 Risultati economici ed occupazionali del Conto Termico per interventi di efficienza energetica nella PA 2016

Tipologia di intervento	Investimenti (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti (ULA)	Occupati temporanei indiretti (ULA)	Occupati temporanei totali (ULA)
Cat. 1a Involucro opaco	5,6	3,8	39	30	69
Cat. 1b Chiusure trasparenti	3,0	2,0	21	16	37
Cat. 1c Generatori a condensazione	3,9	2,6	24	22	46
Cat. 1e NZEB	7,8	5,3	55	42	97
Cat. 1f Sistemi di illuminazione	1,4	0,9	8	8	16
Cat. 1g Building Automation	0,5	0,3	3	3	6
Multi intervento	30,0	20,2	186	168	354
Totale	52,2	35,2	338	288	626

Fonte: GSE

- Si stima che gli interventi di efficienza energetica nella Pubblica Amministrazione incentivati mediante il Conto termico nel 2016 abbiano attivato⁹⁵ investimenti per oltre 52 milioni di euro, contribuendo alla creazione di valore aggiunto per oltre 35 milioni di euro. A tali investimenti corrispondono circa 340ULA dirette temporanee e circa 230 ULA indirette temporanee.

⁹⁵ O - per la quota parte di interventi ammessi con la procedura di prenotazione – siano in grado di attivare,

I Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica)

- Per la determinazione delle ricadute economiche e occupazionali della promozione dell'efficienza energetica mediante gli interventi ammissibili al meccanismo dei Certificati Bianchi, il GSE ha condotto stime a partire dai dati disponibili sui database aziendali. I risultati sono riferiti al 2016 e suddivisi tenendo conto dei differenti metodi di valutazione dei nuovi progetti che hanno richiesto l'accesso al meccanismo: richiesta di verifica e certificazione analitica (RVC-A), standard (RVC-S) e a consuntivo (RVC-C).

Tabella 16 Risultati economici ed occupazionali dei titoli di efficienza energetica nel 2016

Tipologia di progetto	Investimenti (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti (ULA)	Occupati temporanei indiretti (ULA)	Occupati temporanei totali (ULA)
Progetti RVC - A	35,3	23,7	219	198	417
Progetti RVC - S	676,0	454,1	4.191	3.785	7.976
Progetti RVC - C	277,4	186,3	1.720	1.553	3.273
Totale	988,6	664,1	6.130	5.536	11.666

Fonte: GSE

- Si stima che i nuovi progetti che hanno avuto accesso al meccanismo nel 2016 abbiano attivato investimenti per circa 1 miliardo di euro, contribuendo alla creazione di valore aggiunto per il sistema paese per oltre 660 milioni di euro. Dal punto di vista occupazionale i progetti che hanno avuto accesso al meccanismo hanno attivato oltre 6.100 ULA dirette temporanee e oltre 5.500 ULA indirette temporanee.

Il programma PREPAC

- Nella tabella seguente sono illustrate le valutazioni inerenti le ricadute economiche e occupazionali della promozione dell'efficienza energetica mediante il programma di interventi per il miglioramento delle prestazioni energetiche degli immobili della Pubblica Amministrazione centrale (PREPAC). I risultati sono riferiti ai progetti ammessi in graduatoria nel 2016.

Tabella 17 Risultati economici ed occupazionali del programma PREPAC nel 2016

Investimenti (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti (ULA)	Occupati temporanei indiretti (ULA)	Occupati temporanei totali (ULA)
60,2	40,8	423	323	746

Fonte: GSE

- Si stima che gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione centrale che sono stati ammessi al programma PREPAC nel 2016 possano attivare investimenti per circa 60,2 milioni di euro, contribuendo alla creazione di valore aggiunto per oltre 40,8 milioni di euro. Dal punto di vista occupazionale i progetti coinvolgerebbero 423 ULA dirette temporanee e 323 ULA indirette temporanee.

Riepilogo delle ricadute economiche e occupazionali della promozione dell'efficienza energetica mediante i meccanismi di incentivazione in vigore nel 2016.

- Ricapitolando, si stima che agli interventi di efficienza energetica che hanno avuto accesso ai meccanismi di incentivazione attivi nel 2016 corrispondano investimenti per circa 4,2 miliardi di euro, un valore aggiunto per oltre 2,8 miliardi di euro, oltre 28.000 ULA dirette e circa 23.000 ULA indirette, per un totale di circa 51.000 ULA temporanee.

Tabella 18 Risultati economici ed occupazionali della promozione dell'efficienza energetica nel 2016

Tipologia di meccanismo di incentivazione	Investimenti (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti (ULA)	Occupati temporanei indiretti (ULA)	Occupati temporanei totali (ULA)
Detrazioni 65%	3.116	2.108	21.415	16.826	38.242
Conto Termico	52	35	338	288	626
Titoli di Efficienza Energetica	989	664	6.130	5.536	11.666
PREPAC	60	41	423	323	746

Fonte: GSE

- La valutazione delle ricadute economiche e occupazionali dell'efficienza energetica pone una necessità ulteriore, non presente nell'analisi riguardante le fonti di energia rinnovabile. In prima istanza, la mancata spesa per l'energia, frutto delle misure di efficienza, sembrerebbe avere un effetto depressivo sull'economia (minore domanda, minore produzione economica). In realtà, l'efficienza energetica libera risorse economiche per altre finalità, consente di ottenere lo stesso bene o servizio con un consumo energetico inferiore e consente di far crescere l'economia utilizzando le risorse risparmiate in modo più produttivo. Nell'analisi si pone perciò la questione di fare ipotesi su come verranno impiegate le risorse risparmiate, in quale vettore di consumo o investimento. Si può ipotizzare che il budget liberato sia speso per acquistare altri beni e servizi e assumere che ogni euro di spesa aggiuntiva si distribuisca tra i vari settori dell'economia secondo le proporzioni ricavate dalla tavola delle interdipendenze settoriali. Secondo le prime stime per ogni milione di euro di energia risparmiato si generano così circa 5,8 ULA (dirette + indirette).

Il settore della produzione di energia elettrica da fonti fossili

- In uno scenario di forte crescita delle rinnovabili, di “phase out” accelerato del carbone e in generale – anche in una prospettiva di lungo termine – di diminuzione del contributo delle fonti fossili, è importante guardare agli effetti economici occupazionali anche sui settori che subiranno una contrazione del loro ruolo, pur ritenendo che gli effetti netti totali saranno positivi, anche al fine di riorientare l'occupazione. Pertanto qui di seguito si propongono delle prime valutazioni, che saranno successivamente affinate grazie al confronto con gli operatori del settore, inerenti gli attuali livelli occupazionali. Come per le elaborazioni riferite alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica, tali valutazioni preliminari non sono da intendersi in termini di addetti, ma di Unità di Lavoro Annue (ULA), che corrispondono alla quantità di lavoro a tempo pieno integralmente dedicata all'attività oggetto di analisi. Sono state considerate soltanto le ricadute economiche e occupazionali permanenti, in quanto, al momento, gli investimenti in nuovi impianti convenzionali sono trascurabili.
- La mancanza di investimenti in nuovi impianti per la produzione di energia elettrica da fonti fossili è dovuta ad una molteplicità di fattori, in particolare al calo dei consumi, ad una forte crescita delle rinnovabili e alla necessità di nuovi strumenti contrattuali in grado di consolidare gli scenari di medio-lungo termine (es. meccanismi per la capacità). Terna osserva come tali fattori abbiano contribuito a una riduzione drastica del numero delle ore di funzionamento delle centrali termoelettriche a gas, influenzandone la sostenibilità economica, ed abbiano reso inutilizzate ed antieconomiche le centrali ad olio combustibile. L'aumento della produzione da rinnovabili, l'invecchiamento del parco produttivo termoelettrico e la maggiore efficienza energetica hanno portato a valutare scelte industriali che prevedono la dismissione degli impianti termoelettrici ormai considerati fuori mercato.
- Per la determinazione delle ricadute economiche e occupazionali della gestione e manutenzione degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti fossili, il GSE ha condotto delle stime, mediante l'utilizzo delle matrici delle interdipendenze settoriali, a partire dai dati statistici pubblicati da Terna e da informazione reperite nell'ambito di un'ampia ricognizione bibliografica.

- Secondo le prime stime si può valutare che, nel 2016, la produzione di energia elettrica in centrali a carbone abbia attivato circa 3.000 Unità di Lavoro Annue dirette e indirette e che la produzione di energia elettrica in centrali a gas abbia attivato circa 15.000 Unità di Lavoro Annue dirette e indirette. Tali valori non si riferiscono al numero degli addetti ma alla quantità di lavoro annuo integralmente ed esclusivamente attivata dalla generazione termoelettrica.
- Si tratta, quindi, di valori inferiori rispetto a quelli indicati dagli operatori del settore in termini di addetti (ad esempio per il settore del carbone gli operatori riportano circa 4.000 addetti). Queste stime preliminari saranno comunque oggetto di ulteriore affinamento.
- In ottica di monitoraggio della situazione attuale non è corretto mettere in relazione netta gli occupati generati dallo sviluppo delle FER con quelli attivati dalle fonti fossili. Il modello non calcola gli addetti annualmente impiegati in una centrale, analisi che potrebbe essere svolta solo mediante un censimento del settore, ma restituisce le Unità di Lavoro Annue, che dipendono dalle ore annue lavorate. Una variazione degli occupati permanenti nel settore della produzione di energia elettrica da fonti convenzionali in un certo anno potrebbe verificarsi a causa di situazioni congiunturali che potrebbero non ripetersi negli anni successivi. Ad esempio, se particolari condizioni meteorologiche in un certo anno sfavorissero la produzione di energia da fonti rinnovabili, potrebbe registrarsi un aumento delle ore di funzionamento delle centrali fossili, che si tradurrebbe in un incremento delle ULA attivate rispetto a quelle riferite ad un anno con condizioni meteo più favorevoli per le rinnovabili.

Conclusioni

- La disponibilità di dati e informazioni sull'occupazione e sulle sue caratteristiche nell'attuale contesto energetico è fondamentale per individuare gli strumenti adeguati in grado di sostenere la transizione occupazionale verso i nuovi settori e per strutturare interventi di policy nel mercato del lavoro anche in ottica preventiva e anticipatoria. Da questo punto di vista è stato ampiamente dimostrato il valore delle analisi dei fabbisogni formativi degli occupati e dei profili professionali richiesti dal sistema produttivo. Conoscere in anticipo questi elementi renderebbe possibile costruire politiche in grado di allineare le competenze dei lavoratori ai fabbisogni delle imprese e di facilitare l'occupazione ad alto tasso di specializzazione, operante

in alcuni settori che vedranno ridursi il loro ruolo in Italia, verso attività ad alto contenuto tecnologico attualmente svolte all'estero. Allo stesso tempo, il sistema educativo e formativo avrebbe delle basi certe da cui partire per aggiornare eventualmente la propria offerta e adeguarla alle esigenze formative emergenti.

- Il tema dell'occupazione energetica sarà inserito nel programma di lavoro dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE); esso sarà nell'agenda dei lavori delle riunioni ministeriali già a partire dalla fine del 2017 a conferma di quanto questa questione sia considerata rilevante nelle varie sedi a livello internazionale.

L'insieme di tali attività, adeguatamente estese, costituirà la base conoscitiva per proporre gli interventi più idonei a favorire la riconversione dei lavoratori operanti nei settori e nelle infrastrutture spiazzati dalla transizione energetica e per individuare le nuove esigenze di formazione.

10

Contributo della SEN alla riduzione delle emissioni di gas serra

La riduzione delle emissioni nei diversi settori

- Le emissioni di gas a effetto serra⁹⁶ (GHG) da usi energetici rappresentano oltre l'80% del totale nazionale pari, nel 2015, a circa 433 Mton di CO₂ equivalente⁹⁷. La restante quota di emissioni deriva da fonti non energetiche, essenzialmente connesse a processi industriali, allevamenti, rifiuti. La tabella seguente fornisce un quadro sintetico dei pesi settoriali e una indicazione del contributo alla riduzione delle emissioni che ci si può attendere al 2030 dispiegando e attuando le politiche individuate in questa Strategia.

Tabella 19 Emissioni di GHG (Mton di CO₂ eq)

	2015	quota %	Riduzione % attesa 2016-2030
Usi Energetici	354	82%	-27%
<i>Industria (inclusa produzione energetica)</i>	158	37%	-38%
<i>Civile</i>	74	17%	-24%
<i>Trasporti</i>	106	24%	-16%
<i>Agricoltura e altro</i>	16	4%	-4%
Altri Usi	79	18%	-7%
Totale	433	100%	-23%

Fonte: Elaborazioni su dati Ispra

⁹⁶ Anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O) e gas fluorurati (HFC, PFC e SF₆). Con l'Emendamento di Doha al Protocollo di Kyoto è stato aggiunto anche trifluoruro di azoto (NF₃), originariamente escluso: si tratta comunque di emissioni da processo di origine industriale trascurabili in Italia.

⁹⁷ Inventario nazionale delle emissioni di gas ad effetto serra, escluso il saldo emissioni/assorbimenti forestali.

- Per le emissioni energetiche⁹⁸, la riduzione attesa nel periodo post-2020 incorpora l'effetto del rafforzamento del sistema europeo di scambio quote CO₂ (Emission trading scheme-ETS, vedi Focus-box). L' ETS è infatti in corso di revisione con proposte mirate a dare maggiore incisività e a correggere distorsioni del sistema che hanno determinato un eccesso di quote disponibili e un segnale di prezzo incapace di stimolare gli investimenti in tecnologie low-carbon nel medio-lungo periodo. In particolare, nella specifica proposta di nuova direttiva, si prevede:
 - una riduzione delle emissioni dei settori ETS⁹⁹ in tutta Europa pari al 43% rispetto al 2005 (il livello di ambizione è più che raddoppiato rispetto all'obiettivo del -21% fissato per il 2020);
 - regole di assegnazione di quote gratuite più dinamiche rispetto ai dati di produzione, sia in aumento che in diminuzione, che serviranno a contenere il rischio di creare surplus, come appunto avvenuto nel periodo 2013-2020;
 - la possibilità di aggiornare la lista dei settori esposti al rischio di Carbon Leakage¹⁰⁰ anche per tenere conto delle evoluzioni del contesto internazionale con l'eventuale adozione di schemi analoghi all'ETS, o comunque di *carbon pricing*, in altre aree economiche (ad esempio, l'imposizione di *carbon tax*);
 - una clausola di revisione generale dopo 5 anni, che servirà anche ad allineare gli obiettivi europei a quelli internazionali nel contesto dell'Accordo di Parigi.
- Guardando al dettaglio degli usi energetici, il calo più significativo nei prossimi quindici anni, in termini sia assoluti che relativi, è imputabile al comparto industriale che, in particolare nel settore della produzione energetica, risente della robusta crescita delle fonti rinnovabili e del completo phase out del carbone, in linea anche con gli obiettivi ambiziosi fissati nella fase post-consultazione.
- Nel civile, residenziale e terziario, la riduzione delle emissioni riflette l'accelerazione attesa nel ritmo di efficientamento degli edifici esistenti, rafforzata da una maggiore diffusione di interventi di riqualificazione profonda e dall'applicazione di tecnologie particolarmente performanti.

⁹⁸ Per la quasi totalità si tratta di CO₂. Circa il 5% è costituito da emissioni di metano e protossido di azoto da combustione di biomasse ed emissioni di metano da estrazione, stoccaggio e trasporto dei combustibili.

⁹⁹ Industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione.

¹⁰⁰ Il Carbon Leakage è la delocalizzazione della produzione per non incorrere nei costi del sistema ETS.

- Per il settore dei trasporti, a fronte di una domanda di mobilità tendenzialmente crescente, l'effetto sulle emissioni¹⁰¹ è imputabile, oltre che alla graduale e naturale sostituzione del parco veicolare, innanzitutto allo sviluppo della mobilità condivisa/pubblica e alla progressiva diffusione di mezzi caratterizzati da consumi energetici ridotti e da emissioni di CO₂ molto basse o pari a zero.
- Alle emissioni da usi energetici dei combustibili fossili si aggiungono quelle di origine non energetica che, tuttavia, forniranno un contributo relativamente contenuto al processo di de carbonizzazione, risentendo di spinte di segno opposto nei diversi comparti.
- Le emissioni da processi industriali interessano essenzialmente le produzioni di cemento/calce/acciaio e i gas fluorurati. Le prime non sono facilmente comprimibili in quanto direttamente proporzionali alle quantità prodotte già basse dopo la prolungata fase di contrazione economica. Sui gas fluorurati, invece, un effetto di contenimento deriverà dalla applicazione completa del Regolamento (UE) n. 517/2014, che prevede, tra le altre cose, il divieto di uso di alcuni gas a più alto potenziale di riscaldamento globale e la sostituzione con prodotti che presentano un minore impatto sul clima.
- Nel comparto agricoltura, le emissioni riflettono l'andamento di fattori quali il numero ed il tipo di animali da allevamento, la variazione delle superfici coltivate e della tipologia di colture nonché l'uso dei fertilizzanti contenenti azoto. Queste variabili sono sensibili a cambiamenti delle pratiche agricole così come delineate dalla Politica Agricola Comune e nei Piani di Sviluppo Rurale. Negli ultimi dieci anni questo comparto, sul piano emissivo, è comunque restato relativamente stabile, solo marginalmente influenzato dalla produzione di biogas e dalla riduzione/cambiamento nell'uso dei fertilizzanti.
- Nel settore dei rifiuti, le emissioni sono connesse soprattutto alla quantità totale prodotta, alla quota di sostanze biodegradabili conferite in discarica ed alle percentuali di recupero del metano. In questo caso è attesa una riduzione relativamente significativa delle emissioni che dovrebbe realizzarsi con la progressiva implementazione di obiettivi e piani di gestione rifiuti già approvati.

¹⁰¹ La riduzione riportata in tabella risulta inferiore rispetto a quella presentata nel documento posto in consultazione pubblica in seguito ad una revisione dei parametri adottati sull'efficienza dei motori.

Il raggiungimento degli obiettivi europei

- Nel complesso queste dinamiche emissive, in larga parte determinate dal riorientamento degli usi energetici, garantiscono il pieno raggiungimento degli obiettivi in termini di riduzione nei settori ETS e non-ETS¹⁰². La Tabella riportata di seguito fornisce una indicazione quantitativa sulla collocazione nazionale, nel predetto scenario, rispetto agli obiettivi concordati in sede europea rispettivamente al 2020 e al 2030.

Tabella 20 Obiettivi ed emissioni di GHG al 2020 e al 2030 (riduzioni % vs 2005)

	Obiettivo 2020*	Previsione 2020	Obiettivo 2030*	Previsione 2030
Settori ETS	-21%	-37%	-43%	-57%
Settori Non-ETS	-13%	-20%	-33%	-33%

NB: per i settori ETS l'obiettivo è imposto a livello europeo; per i settori non-ETS è declinato a livello nazionale

Fonte: Elaborazioni su dati Ispra

- L'impegno preso nell'ambito del primo Pacchetto Clima Energia¹⁰³ risulta già ampiamente centrato nei dati storici del 2015 e dovrebbe trovare sostanziale conferma alla scadenza del 2020. Questo punto di caduta riflette essenzialmente tre fattori che dalla metà degli anni duemila hanno limitato, anche oltre le attese, le emissioni: i) la flessione del livello della produzione di beni e servizi; ii) la prima forte accelerazione della produzione energetica da fonti rinnovabili, innescata anche dall'introduzione degli schemi incentivanti, e il calo dell'olio combustibile; iii) il progressivo rafforzamento degli strumenti attivi per stimolare gli interventi l'efficienza energetica nei diversi settori. In particolare, il combinato disposto di questi fattori pone l'Italia al vertice della classifica dei paesi europei che al 2020 registreranno un avanzo rispetto ai target concordati nei settori non-ETS.
- Al 2030, nei settori sottoposti a regime ETS, l'Italia dovrebbe registrare una riduzione delle emissioni largamente al di sopra del -43% medio europeo calcolato rispetto al 2005. Al significativo superamento di tale soglia contribuisce la decisione di uscita totale dal carbone combinata all'ulteriore crescita della produzione elettrica da rinnovabili e all'incremento dell'efficienza: in termini quantitativi, rispetto agli

¹⁰² Trasporti, residenziale, terziario, piccola industria e agricoltura.

¹⁰³ Approvato dal Parlamento europeo a dicembre 2008.

interventi necessari a centrare gli obiettivi ambientali concordati in sede europea, questa decisione aggiunge una riduzione di circa 18 – 20 Mton di CO₂, corrispondente ad almeno 8-9 punti percentuali di calo rispetto al dato 2005.

- Nei settori non-ETS si arriva a conseguire il -33% rispetto al 2005 in linea con la proposta di nuovo Regolamento europeo Effort Sharing, che ripartisce tra gli Stati Membri l'obiettivo collettivo al 2030 (-30% rispetto all'anno base 2005). Per il raggiungimento di tale target gli Stati membri potranno avvalersi, entro certi limiti, di meccanismi di flessibilità che consentono di gestire la traiettoria di riduzione (operazioni di banking e borrowing intra-periodo) ed effettuare "compensazioni" con altri Stati Membri (operazioni di trading). A questi strumenti, con la nuova proposta di Regolamento, si aggiunge una ulteriore flessibilità legata alla contabilizzazione dell'assorbimento netto di CO₂ del settore agricolo/forestale (LULUCF – Land Use, Land Use Change and Forestry). Posto che tale operazione è consentita solo a condizione che venga garantita la neutralità tra emissioni e assorbimenti sul territorio nazionale (cosiddetta regola del No debit), anche nel caso del LULUCF, il contributo al raggiungimento dell'obiettivo sarà in ogni caso marginale¹⁰⁴.

Focus Box Elementi essenziali del sistema EU-ETS

Il Sistema europeo di scambio di quote di emissione di gas a effetto serra (European Union Emissions Trading Scheme - EU ETS) è il principale strumento adottato dall'Unione europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂ nei principali settori industriali e nel comparto dell'aviazione. Il Sistema è stato introdotto e disciplinato nella legislazione europea dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS).

Il meccanismo è di tipo cap&trade ovvero fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (cap) cui corrisponde un equivalente numero "quote" (1 ton di CO₂eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato (trade). Ogni operatore industriale/aereo attivo nei settori coperti dallo schema deve "compensare" su base annuale le proprie emissioni effettive (verificate da un soggetto terzo indipendente) con un corrispondente quantitativo di quote. La contabilità delle compensazioni è tenuta attraverso il Registro Unico dell'Unione mentre il controllo su scadenze e rispetto delle regole del meccanismo è affidato ad apposite Autorità nazionali competenti.

¹⁰⁴ La stessa proposta di regolamento fissa infatti dei volumi limitati per l'utilizzo degli assorbimenti che possono essere utilizzati. Per l'Italia, si stima un contributo al raggiungimento dell'obiettivo non-ETS pari a circa mezzo punto percentuale.

Operativamente, le quote possono essere allocate a titolo oneroso o gratuito. Nel primo caso vengono vendute attraverso aste pubbliche alle quali partecipano soggetti accreditati che acquistano principalmente per compensare le proprie emissioni ma possono alimentare il mercato secondario del carbonio. Nel secondo caso, le quote vengono assegnate gratuitamente agli operatori a rischio di delocalizzazione delle produzioni in Paesi caratterizzati da standard ambientali meno stringenti rispetto a quelli europei (c.d. carbon leakage o fuga di carbonio). Le assegnazioni gratuite sono appannaggio dei settori manifatturieri e sono calcolate prendendo a riferimento le emissioni degli impianti più “virtuosi” (c.d. benchmarks, basati sul 10% delle installazioni più efficienti).

Indipendentemente dalle modalità di allocazione, il quantitativo complessivo di quote disponibili per gli operatori (cap) diminuisce nel tempo imponendo di fatto una riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS: in particolare, al 2030, il meccanismo garantirà un calo del 43% rispetto ai livelli del 2005.

L'EU ETS, in tutta Europa, interessa oltre 11.000 impianti industriali e circa 600 operatori aerei. In Italia sono disciplinati più di 1200 soggetti che coprono circa il 40% delle emissioni di gas serra nazionali.

Allegato I - Ipotesi alla base degli scenari nazionali

- Allo scopo di agevolare il confronto tra i risultati degli scenari nazionali e quelli emersi dagli strumenti europei, EUref2016 ed EUCO, per tutti gli scenari nazionali sono stati **utilizzati dati macroeconomici di input compatibili con quelli degli scenari elaborati dalla Commissione Europea**. La Tabella 21 mostra i tassi di crescita medi annui di Popolazione e PIL fino al 2050 utilizzati per la costruzione degli scenari nazionali.

Tabella 21 Dati macroeconomici di input per gli scenari nazionali

Tassi di crescita medi annui (%)	2015-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050
Popolazione	0,3	0,3	0,3	0,1
PIL	1,37	1,19	1,53	1,54

Fonte: scenari Commissione Europea

- Le proiezioni di prezzo delle commodity energetiche sui mercati internazionali (dal 2015 in poi) sono il risultato di simulazioni effettuate col modello di equilibrio parziale del sistema energetico globale PROMETHEUS, utilizzato dalla Commissione, sulla base dell'evoluzione della domanda globale, delle risorse e riserve di carbone, petrolio e gas, e dei relativi costi di estrazione. I prezzi assunti per gli scenari nazionali fino al 2050 sono riportati in Tabella 22.

Tabella 22 Evoluzione del prezzo delle commodity energetiche

Prezzi Internazionali dei combustibili (€'13 per boe ¹⁰⁵)	2010	2015	2020	2025	2030	2050
Petrolio	62,6	48,2	75,0	85,1	93,8	108,4
Gas (NCV)	39,5	38,8	48,3	52,2	56,8	65,0
Carbone	16,7	11,5	14,3	17,1	20,5	24,1

Fonte: scenari Commissione Europea

- I prezzi della CO₂ per il settore ETS negli scenari nazionali sono basati sui dati caratterizzanti gli scenari EUREF2016 e EUCO. La **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** Tabella 23 mostra l'evoluzione attesa del prezzo della CO₂ dal 2010 al 2050.

Tabella 23 Evoluzione attesa del prezzo della CO₂ nel settore ETS

Carbon value (€'13/ t of CO ₂)	2010	2015	2020	2025	2030	2050
Settore ETS - Scenario "BASE"	11,2	7,5	15,0	22,5	33,5	88,0
Settore ETS - Scenario "SEN"	11,2	7,5	15,0	23,5	27,0	88,0

Fonte: scenari Commissione Europea

- Utilizzando gli stessi input dei modelli europei, in un'ottica di mercato integrato si otterrebbero valori di saldo import export di elettricità praticamente doppi rispetto a quelli attribuiti nella simulazione UE.
- L'ipotesi di un raddoppio del saldo import-export italiano è diretta conseguenza delle ipotesi "inerziali" che sembrano essere state mantenute nello scenario UE per quanto riguarda il parco di generazione dei principali Paesi europei, ambito che invece dovrebbe essere oggetto di significative modifiche, per effetto degli impegni della COP 21 e degli obiettivi europei al 2030.
- La questione è molto rilevante anche sotto il **profilo della sicurezza energetica**, in quanto aumenterebbe il grado di esposizione del sistema nazionale ad incertezze dovute ad eventi e scelte esogeni. Come detto in precedenza, l'Italia ha una importante capacità di interconnessione elettrica con l'estero, in potenziamento. Conseguenza da ciò che l'Italia disporrà di una crescente capacità di interscambio (non

¹⁰⁵ Boe= barile equivalente di petrolio

solo import), la cui entità dipende moltissimo da come evolvono i mix di generazione degli altri Paesi europei.

- Facendo riferimento, in primo luogo, alla **Francia**, si osserva che le ipotesi sottostanti agli scenari europei e allo stesso scenario nazionale base considerano che, nel periodo 2015-2030, la potenza nucleare netta decresca leggermente (da 63 a 60 GW circa). Ciò implica un'estensione della vita utile di gran parte dei reattori installati a 60 anni, in accordo al progetto “*Grand Carénage*” di EDF. L'effettiva piena attuazione di questo progetto e i relativi costi sono tuttora oggetto di dibattito, anche alla luce della legge “*Transition énergétique pour la croissance verte*”, pubblicata ad agosto 2015. Tale legge prevede, tra l'altro, che la quota coperta dal nucleare nella produzione elettrica francese debba ridursi al 50% entro il 2025, a partire dal 75% circa attuale: ciò significa che la potenza dovrebbe calare a valori inferiori ai 40.000 MW. Tuttavia, il nuovo Governo ha evidenziato che tale obiettivo probabilmente slitterà al 2030 o 2035, in quanto non sono ancora compiutamente definiti appropriati strumenti per raggiungerlo senza un aumento delle emissioni di di CO₂.
- Altri organismi che lavorano sugli scenari hanno comunque considerato valori simili a quelli stabiliti nella citata legge “*Transition énergétique pour la croissance verte*”. Ad esempio, Entso-e (il network europeo dei gestori delle reti di trasmissione nazionali) esamina vari scenari: da un primo scenario (vision 1), che non considera sforzi europei per ridurre le emissioni di gas serra, si passa via via a scenari più ambiziosi, fino a vision 4, che prevede anche lo spiazzamento del carbone a favore del gas. Negli scenari vision 3 e 4 la potenza nucleare francese calerebbe di oltre 20.000 MW, sostituiti da un mix di gas e rinnovabili (Tabella 24).

Tabella 24 Scenari di potenza nucleare installata Francia

Situazione attuale	2030 Scenario CE BASE	2030 Scenario policy CE (Euco 30)	2030 Scenario Entso-e Vision 1	2030 Scenario Entso-e Vision 2	2030 Scenario Entso-e Vision 3	2030 Scenario Entso-e Vision 4
63.100	59.500	59.500	57.600	57.600	37.600	37.600

- Nella primavera del 2016 la CE ha approvato il piano della **Germania** che prevede la chiusura di alcune centrali elettriche a lignite, che attualmente costituisce poco meno di ¼ della generazione elettrica nel Paese. Il piano approvato prevede la chiusura entro il 2019 di circa 13% della capacità elettrica a lignite, Gli

aggiornamenti degli scenari nazionali potranno meglio considerare **se la scelta della Germania rappresenti un primo step di una politica più a lungo termine di phase-out degli impianti maggiormente emissivi.**

- La **Svizzera** ha approvato una legge con la quale si vieta la costruzione di nuove centrali nucleari e si stabilisce che quelle esistenti potranno restare in esercizio fin quando soddisfano le norme di sicurezza e che, una volta spente, non potranno essere sostituite. La legge, che è stata approvata con referendum, prevede un'uscita completa dal nucleare entro il 2050; andranno valutati i possibili **effetti sulle esportazioni verso l'Italia.**
- Gli elementi sopra indicati portano a disegnare uno scenario ben diverso da quello "inerziale", in cui i parchi di generazione degli altri Paesi evolvono verso un mix più simile a quello italiano (più gas e rinnovabili), con verosimile calo del differenziale di costo e, potenzialmente, delle importazioni. Inoltre, nella fase di transizione tra l'assetto di partenza e l'assetto di arrivo, si modificherebbero in modo significativo sia le quantità di energia disponibili sia i flussi, derivanti dai prezzi.
- D'altra parte, anche Terna, nel proprio piano decennale di sviluppo 2017, considera ipotesi di una ampia variabilità di importazioni al 2030, in una forchetta tra 28 TWh circa in uno scenario in linea con la Vision 3 (che peraltro indica un prezzo della CO₂ di oltre 70 €/ton, ben superiore, quindi, ai valori che emergono dagli scenari CE) e 70 TWh circa in uno scenario in linea con la Vision 3 di Entso-e.
- Uno scenario elettrico nazionale, che sia coerente con gli obiettivi di sicurezza e sostenibilità, deve adottare delle ipotesi di evoluzione coerenti anche da parte degli altri Paesi. In questo senso, fermo restando le esigenze di continuo aggiornamento degli scenari, il **valore di saldo import/export** intorno ai **28 TWh**, adottato nello scenario SEN presentato in questo documento, appare al momento in linea con la sicurezza degli approvvigionamenti e con le evoluzioni in corso o prevedibili nei mix di generazione dei principali Paesi partners.
- Si hanno tuttavia da ribadire le già richiamate esigenze di adeguamento degli scenari alla mutevolezza del quadro di riferimento, comprese le politiche che concretamente saranno adottate e realizzate da altri Paesi dell'Unione Europea, dai quali far emergere ipotesi di realistici aggiornamenti della strategia e delle ipotesi ad essa sottostanti.

Allegato II - Metanizzazione della Sardegna

- La metanizzazione della Sardegna è un tema centrale della politica energetica del Governo, essendo tale Regione l'unica completamente priva di accesso alla rete del gas naturale. La sua importanza è stata sottolineata dalla firma, il 29 luglio 2016, da parte del Presidente del Consiglio e del Presidente della Regione Sardegna, del Patto per lo sviluppo della Regione Sardegna, recante *“Attuazione degli interventi prioritari e individuazione delle aree di intervento strategiche per il territorio”*.
- Per l'attuazione dell'impegno, considerato che non appare più proponibile la realizzazione del progetto GALSI, vista la politica di export dell'Algeria e l'incertezza sulla rinegoziazione dei possibili contratti di fornitura tramite il gasdotto Transmed che giungeranno alla loro scadenza nel 2019, motivo per il quale il progetto è stato attualmente messo in sospeso nella lista dei progetti di interesse comune europeo, sono state prospettate diverse ipotesi progettuali, alternative tra loro, tra cui le principali riguardano:
 - la fornitura di gas naturale via gasdotto dall'Italia peninsulare (Toscana);
 - la realizzazione di una rete di depositi costieri di gas naturale liquefatto (GNL) di piccola taglia (SSLNG - Small Scale Liquid Natural Gas) ubicati nei bacini di maggior consumo quali Cagliari, Sassari ed Oristano, per la ricezione via mare del GNL, che poi possa essere:
 - previa rigassificazione, immesso nelle reti di distribuzione esistenti e in quelle previste dal piano di metanizzazione, da collegare progressivamente a una dorsale di trasporto da realizzare per tratti, in funzione dello sviluppo delle infrastrutture e del mercato;
 - trasportato via nave o su gomma con cisterne criogeniche e immesso in appositi depositi ubicati in prossimità di utenze civili - dove è rigassificato e immesso nella rete di distribuzione - e di utenze industriali per l'uso diretto

come GNL, nonché utilizzato come combustibile per il trasporto pesante su gomma;

- utilizzato mediante reloading per il traffico portuale locale;
- o la realizzazione di un impianto di stoccaggio galleggiante (FRSU) con rigassificazione del GNL e immissione in una rete interna di trasporto e distribuzione, con possibilità di reloading del GNL tramite bettoline per l'avvio a depositi costieri di reloading del GNL tramite bettoline per l'avvio a depositi costieri.
- In tale contesto, il Ministero dello sviluppo economico ha effettuato vari incontri con la Regione e con gli operatori interessati alla metanizzazione della Sardegna per avere un quadro complessivo delle diverse proposte progettuali. A seguito di tali approfondimenti e dell'analisi delle osservazioni pervenute in ambito della fase di consultazione della SEN, la soluzione di metanizzazione mediante SSLNG risulta la migliore in quanto presenta elevata flessibilità (data la modularità dei depositi adattabile alla crescita dei consumi), permette il graduale sviluppo delle reti e tempi rapidi di realizzazione. Essa inoltre permette l'utilizzo del GNL anche come combustibile per i mezzi portuali, per i trasporti navali e stradali e per il soddisfacimento dei fabbisogni industriali, nonché l'attivazione direttamente da parte dei privati degli investimenti necessari per la loro realizzazione. Essa è inoltre compatibile con la possibilità di phase out del carbone nella generazione elettrica nell'Isola, che comporterebbe la realizzazione di centrali a gas per 400 MW.
- La Regione Sardegna, con Deliberazione della Giunta regionale del 2 agosto 2016 n. 45/40, ha approvato il Piano Energetico Ambientale Regionale Sardo 2015 – 2030 (PEARS) nel quale l'approvvigionamento del gas naturale è considerato strategico per la futura transizione energetica dell'Isola, rivestendo quindi il carattere di azione prioritaria sia per garantire pari opportunità e condizioni di fornitura ai cittadini della Sardegna rispetto agli altri cittadini dell'Italia peninsulare, sia per sviluppare un sistema energetico e di trasporto più efficiente e ambientalmente compatibile. Il GNL è stato identificato come una fonte energetica preferenziale per l'approvvigionamento di gas naturale.
- Il progetto di metanizzazione della Sardegna risponde inoltre agli indirizzi energetici e politico-amministrativi previsti nel citato Patto per lo sviluppo della Regione che, all'articolo 6, comma 3, prevede che le opere per la metanizzazione dell'Isola siano

dichiarate strategiche e che il Governo riconosca, come parte della Rete Nazionale di Gasdotti, la dorsale interna sarda per il trasporto del gas naturale.

- Inoltre esso è coerente anche con le disposizioni dell'articolo 6 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 di recepimento della direttiva "DAFI", recante "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi" che, all'articolo 6, per la fornitura di gas naturale per il trasporto, prevede:
 - che entro il 31 dicembre 2025 nei porti marittimi, ed entro il 31 dicembre 2030 nei porti della navigazione interna, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL per consentire la navigazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T;
 - che entro il 31 dicembre 2025 sia realizzato, con un graduale sviluppo, un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL, anche abbinati a punti di rifornimento di GNC (gas naturale compresso), accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale TEN-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti alimentati a GNL, tenendo conto della domanda attuale e del suo sviluppo a breve termine, salvo che i costi non siano sproporzionati rispetto ai benefici attesi, inclusi quelli ambientali;
 - che, per i punti di rifornimento di GNL, sia previsto un sistema di distribuzione adeguato nel territorio nazionale, comprese le strutture di carico per i veicoli cisterna di GNL, nonché per la dotazione di infrastrutture di rifornimento lungo la rete autostradale e negli interporti.
- Nel merito, sono stati avviati presso il Ministero dello sviluppo economico i procedimenti autorizzativi di tre distinti depositi costieri di GNL di piccolo volume - SSLNG (ciascuno di circa 10.000 m³) da realizzare nell'area di Oristano, presentati dalle Società HIGAS S.r.l., Edison S.p.A. e IVI Petrolifera S.p.A., per lo scarico del GNL da navi metaniere, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e/o industriali e di stazioni di rifornimento carburanti. Il progetto della HIGAS S.r.l. è già stato autorizzato mentre per gli altri due sono in corso i relativi procedimenti. Un ulteriore progetto, proposto dalla IS GAS ENERGIT Multi-Utilities S.p.A., attuale gestore della rete di distribuzione ad aria propanata di Cagliari, prevede la

costruzione presso il porto di Cagliari di serbatoi di GNL per un volume complessivo di 20.000 m³ connessi a un mini rigassificatore da allacciare agli adduttori che già oggi alimentano la rete di distribuzione ad aria propanata di Cagliari e dei comuni vicini, rete che è già oggi compatibile con il gas naturale, nonché il collegamento con la dorsale di trasporto gas che verrà realizzata nell'Isola. Tale progetto è in corso d'esame da parte del Ministero dell'ambiente per la valutazione di impatto ambientale, del Comitato Tecnico Regionale per il rilascio del Nulla Osta di fattibilità in ambito "Seveso" e il Ministero dello sviluppo economico ha avviato il procedimento per l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto. Nella parte nord della Sardegna sono stati annunciati ulteriori possibili progetti da parte di ENI, per la localizzazione di una nave di stoccaggio di GNL permanentemente ormeggiata a Porto Torres, e da parte del Consorzio industriale della provincia di Sassari per la realizzazione di un deposito Small scale. Gli impianti descritti hanno nel complesso una capacità di approvvigionamento sufficiente a garantire l'alimentazione delle numerose reti di distribuzione locali già esistenti e di quelle programmate o in costruzione.

- Dai dati pubblicati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) riferiti al 2016 si ricava che sono in esercizio in Sardegna circa 2.000 chilometri di reti per oltre 60.000 utenze, di cui il 60% ad aria propanata e il rimanente a gas di petrolio liquefatto (GPL), per un volume erogato nel 2016 di circa 15 milioni di metri cubi (di cui oltre l'80% di aria propanata). Le reti servono attualmente 98 comuni, più di un quarto del totale dei comuni sardi. Tali reti sono state progettate per l'utilizzo anche del gas naturale quindi non necessitano di adeguamenti una volta collegate con le reti di trasporto del gas naturale. Sono inoltre in costruzione o in progetto ulteriori 1.800 chilometri di reti per 300.000 utenze come previsto nel Piano Regionale per le Reti Urbane del 2005 che ha stabilito che il territorio isolano sia organizzato, ai fini della distribuzione del gas naturale, in 38 bacini di utenza che raggruppano quasi tutti i comuni dell'Isola. Sono stati già investiti circa 130 milioni di euro su un totale di 550 milioni di euro previsti; l'investimento è pubblico al 50%.
- Per quanto riguarda le interconnessioni tra i depositi e le reti di distribuzione esistenti e quelle in corso di realizzazione, la Società Gasdotti Italia (SGI) e la SNAM RETE GAS hanno presentato al Ministero dello sviluppo economico, alla Regione e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare due diversi progetti di dorsali relativi sia all'area centro-sud che centro-nord dell'Isola per

l'avvio dei procedimenti autorizzativi per la costruzione e l'esercizio dei diversi tratti di metanodotto nonché per la gestione del connesso sistema integrato di trasporto, stoccaggio e dispacciamento.

- Considerato che i tracciati presentati dalle due Società, seppur non completamente coincidenti, risultano entrambi funzionali alla realizzazione della dorsale di trasporto della Sardegna e che il servizio di trasporto è di interesse pubblico ed è regolato secondo i criteri e le tariffe previste dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI), è apparso subito evidente che non sarebbe stato possibile realizzare due infrastrutture di trasporto sulla stessa direttrice e con le stesse finalità, né sarebbe possibile, attraverso i meccanismi regolatori, remunerare tramite le tariffe due infrastrutture sostanzialmente identiche. Risultando pertanto non conforme all'interesse pubblico procedere simultaneamente ad avviare due procedimenti autorizzativi in parallelo, il Ministero dello sviluppo economico e la Regione Sardegna - Amministrazioni competenti al rilascio delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio dei metanodotti, tra le quali è stato firmato un accordo procedimentale per armonizzare e accelerare i processi autorizzativi di rispettiva competenza – hanno invitato le due Società a verificare la possibilità di far convergere i due progetti di dorsale in un unico progetto. Il 29 settembre scorso Snam Rete Gas e SGI hanno comunicato di aver raggiunto un accordo di principio per l'identificazione di un progetto unico e condiviso che sarà oggetto di un impegno vincolante tra le due Società e che sarà quello per cui si procederà nell'iter autorizzativo unico.
- Relativamente alle stime di utilizzo del metano, la Regione nell'ambito del Piano energetico ambientale 2015-2030 ha valutato le necessità potenziali in funzione degli scenari di sviluppo e di progressiva sostituzione degli altri combustibili nei vari comparti energetici. Al 2030, per lo scenario di base il fabbisogno annuale previsto è di circa 280 milioni di mc per il settore residenziale-industriale a cui si sommano circa 120 milioni di metri cubi per i trasporti. Tali fabbisogni potrebbero raggiungere, nel caso si consideri uno scenario di sviluppo della domanda, circa 350 milioni di metri cubi per il settore residenziale-industriale e 170 milioni di metri cubi per i trasporti.
- Per la copertura finanziaria degli interventi, il Patto per lo sviluppo della Regione Sardegna ha stanziato una parte dei fondi necessari per la rete di distribuzione mentre la dorsale di trasporto sarà realizzata nell'ambito del sistema tariffario di

trasporto, entrando a far parte della Rete Nazionale e Regionale di trasporto italiana, come stabilito nel Patto Governo – Regione sopra indicato.

- Con lo sviluppo di una rete di trasporto nazionale anche il sistema gas sardo sarà sottoposto agli obblighi di *unbundling*, e pertanto i depositi costieri di GNL, che sono attualmente in via di sviluppo sulla base di iniziativa privata, potranno essere soggetti all'obbligo di accesso da parte di terzi nel momento in cui essi saranno collegati alla rete complessiva, divenendo pertanto punti di entrata della rete stessa. I depositi in corso di autorizzazione sono infatti attualmente principalmente finalizzati all'uso industriale e al trasporto su gomma del GNL ma potranno essere in futuro adibiti anche all'alimentazione delle reti di distribuzione di gas naturale per uso civile, una volta soddisfatti gli obblighi di separazione contabile prescritti dalla normativa vigente (decreto legislativo n.257/2016 di recepimento della direttiva "DAFI" sulle infrastrutture per l'utilizzo dei combustibili alternativi). Essi saranno anche funzionali al bilanciamento della rete e dovranno fornire anche un servizio di stoccaggio di tipo "strategico" per sopperire a situazioni temporanee di difficoltà di fornitura di GNL (ad esempio il perdurare di condizioni meteo marine avverse)
- In tale prospettiva si ritiene opportuno introdurre da subito meccanismi regolatori che disciplinino il regime regolatorio applicabile a tali infrastrutture, in particolare durante il loro periodo di avvio durante il build up della domanda, restando inteso che le reti cittadine attualmente servite ad aria propanata, una volta alimentate a GNL rigassificato localmente, e quindi restando reti isolate, fino alla realizzazione della rete di trasporto che collegherà tra loro le reti di distribuzione, verrebbero trattate dal punto di vista regolatorio come le attuali reti isolate alimentate a GPL presenti nel territorio peninsulare, in particolare nelle zone montane.
- Come indicato in altra parte del documento, lo sviluppo della metanizzazione tramite il GNL potrebbe anche usufruire della "finestra" di prezzi competitivi del GNL attesi in diminuzione fino al 2024-2025.
- In questo contesto si ritiene opportuno introdurre nelle acque territoriali sarde i limiti vigenti nelle zone di controllo delle emissioni di zolfo (aree SECA) al fine di ridurre il carico ambientale del traffico marittimo, peraltro previsto in crescita nel Mediterraneo, che porterebbero ad un aumento della domanda di GNL e quindi della richiesta di infrastrutture SSLNG. Tale opportunità è stata valutata positivamente nell'ambito della consultazione SEN da tutti coloro che si sono espressi a riguardo. Nell'ambito della Convenzione Marpol sono state istituite ad

oggi nel mondo quattro aree SECA: il Mar Baltico, il Mare del Nord, alcune aree costiere degli Stati Uniti e del Canada. In tali zone devono essere rispettati limiti rigorosi per il tenore di zolfo nei combustibili marini ai fini della protezione di aree marine particolarmente sensibili all'inquinamento. La direttiva 2012/33/CE, che adegua la normativa europea ai limiti stabiliti dalla Convenzione MARPOL, è stata recepita in Italia con il decreto legislativo 16 luglio 2014, n.112. Tale norma stabilisce i valori limiti per lo zolfo, ad oggi pari all'0,1% nelle aree SECA e al 3,5% al di fuori di tali aree (1,5% nel caso di navi passeggeri); dal gennaio 2020 il limite per lo zolfo sarà ulteriormente ridotto, previa verifica di fattibilità da realizzare nel 2018, da 3,5% a 0,5%. La norma italiana prevede inoltre l'estensione dal 2020 del limite SECA dello 0,1%, a tutte le zone marine italiane a condizione che gli Stati membri prospicienti abbiano introdotto gli stessi limiti. Per far fronte ai limiti di emissione imposti all'interno dell'area SECA gli armatori potranno in alternativa adottare carburanti con minor tenore di zolfo (es. Marine Gasoil), molto più costosi rispetto a quelli attualmente in uso, oppure ricorrere all'impiego del GNL come carburante (più economico rispetto al Marine Gasoil) adattando parte della flotta attuale e accelerando l'introduzione di nuove imbarcazioni alimentate a GNL. In tal modo si otterrebbero una serie di vantaggi ed in particolare:

- miglioramento della qualità dell'aria in particolare nelle zone portuali e maggiore accettabilità sociale dei depositi da realizzare nei porti dell'Isola, quali Cagliari, Porto Torres e Olbia;
 - migliore fattibilità economica degli investimenti privati per la realizzazione dei depositi SSLNG, potendo contare sull'effetto scala di un mercato di GNL con volumi maggiori rispetto alla sola domanda civile e industriale, con riflessi positivi anche sulle misure regolatorie previste per il loro funzionamento;
 - accelerazione dell'introduzione di nuove imbarcazioni alimentate a GNL con possibile sviluppo anche nella cantieristica presente nell'Isola; in tale ambito il PEARS prevede che, al 2030, il settore del bunkeraggio potrebbe coprire oltre il 20% dei consumi del GNL.
- Un ulteriore aspetto valutato nel progetto di metanizzazione complessiva dell'Isola è la sua interrelazione con le decisioni adottate nello scenario di phase out del carbone anche per le due centrali a carbone operanti in Sardegna. In base alle valutazioni di Terna, infatti, oltre alla realizzazione di un'ulteriore interconnessione elettrica, ai fini della sicurezza delle forniture sarà necessaria la operatività di due

gruppi a ciclo combinato CCGT per un totale di 400 MW di potenza, da utilizzare a supporto del funzionamento e della stabilità della rete nelle diverse condizioni di esercizio. Questo comporta una domanda aggiuntiva di gas stimabile in circa 100 milioni di metri cubi anno. Tale domanda rientra ancora nel limite di uno sviluppo della metanizzazione a GNL dell'Isola, prevedendo tuttavia infrastrutture di trasporto e di stoccaggi di GNL adeguate.

- Come previsto, è stata sviluppata una prima analisi costi-benefici qualitativa e quantitativa del programma di metanizzazione, inclusi gli aspetti socio-ambientali, basata sui dati disponibili forniti dalla Regione e dalle Società interessate. I criteri seguiti per l'analisi, realizzata sul modello utilizzato per la valutazione dei progetti di interesse europeo secondo la metodologia predisposta da ENTSO-G, hanno compreso lo studio degli impatti sul sistema e sugli investitori privati in relazione sia ai costi e agli oneri della metanizzazione, sia ai benefici economico-occupazionali diretti e indiretti, nonché ai benefici ambientali.
- In particolare per la valutazione dei costi sul sistema si è tenuto conto degli oneri di realizzazione dei tratti di gasdotto regolati facenti parte della Rete Nazionale e Regionale e dei costi relativi all'ampliamento delle reti di distribuzione cittadina, in parte già realizzate o comunque finanziate dalla Regione attraverso l'APQ metano. Considerando poi che un sistema "isolato" ha bisogno di strumenti che consentano la continuità dell'approvvigionamento in caso di eventi eccezionali che pregiudichino l'operatività del sistema, sono stati considerati anche gli oneri relativi alla predisposizione di misure di continuità che potranno essere di natura regolatoria o infrastrutturale (livello prestabilito di "continuità" da mantenere nei serbatoi in esercizio o costruzione di depositi di GNL dedicati). Infine sono stati considerati eventuali costi relativi alla gestione del mercato (creazione di una nuova piattaforma e/o interazioni col PSV) e dei flussi fisici nelle condotte (bilanciamento della rete). I depositi costieri di GNL, la cui realizzazione è prevista con investimenti privati in regime di mercato, non incidono sui costi del sistema nazionale, ma bisogna considerare il sistema regolatorio ad essi applicabile nel transitorio e una volta connessi alla rete complessiva.
- L'analisi costi-benefici tiene inoltre conto che la metanizzazione del territorio sardo porterà ad un risparmio sui costi di approvvigionamento della materia prima per l'uso domestico e industriale, grazie alla sostituzione dei combustibili ora utilizzati (aria propanata, gasolio, GPL, gasolio marino, olio combustibile) con il gas naturale.

Questo fattore, insieme alle attività legate alla realizzazione delle infrastrutture, favorirà lo sviluppo dell'economia locale e l'aumento dell'occupazione, in particolare durante la fase di costruzione delle reti.

- Ulteriore importante aspetto considerato nella valutazione è la consistente riduzione delle emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti e clima-alteranti conseguibile tramite la sostituzione dei combustibili ad oggi utilizzati con il GNL, con positive ricadute per la salute dei cittadini e per la qualità dell'aria nel territorio. Tale analisi ha dimostrato la rispondenza del progetto agli obiettivi prefissati sia dal punto di vista sociale, ambientale ed economico, sia di sviluppo del territorio, anche considerando che si può prevedere che gli oneri tariffari potranno coprire una buona parte dei costi delle infrastrutture. Sono di seguito riportati gli elementi principali considerati nell'analisi.

Fabbisogni

- In coerenza con il già citato Piano energetico ambientale della Regione Sardegna 2015-2030 (PEARS), si è considerato un fabbisogno di gas a regime di circa 530 milioni di metri cubi (corrispondente allo scenario base del PEARS, di cui circa il 25% per il civile/terziario, il 58% per l'industria e il termoelettrico, il 9% per l'autotrazione a cui si somma il GNL non rigassificato), con una riduzione totale delle emissioni di CO₂ pari a circa 500 Kton/anno, di cui circa 350 sottoposte al pagamento delle quote di emissione.

Costi

- Possono essere quantificati in circa 400 M€ per la costruzione dei depositi costieri e di rigassificazione previsti il cui volume complessivo appare rispondente ai fabbisogni (investimenti comunque sostenuti da privati) , a cui si sommano circa 400 M€ per la realizzazione delle dorsali di trasporto principali e delle derivazioni e allacciamenti ai terminali GNL e alle reti di distribuzione (Rete Nazionale Rete Regionale dei gasdotti), e 550 M€ previsti per la realizzazione delle reti di distribuzione, in parte già realizzate o in costruzione o progetto, finanziate per il 50% con fondi pubblici già stanziati. I costi necessari per garantire l'esercizio della dorsale sono stimabili in circa 9 M€/anno.

Benefici

- Il beneficio corrispondente, calcolato in base al differenziale di prezzo tra GNL e i combustibili sostituiti e ai minori costi sostenuti per le emissioni di CO₂, è stimabile in circa 160 milioni di euro all'anno, a cui si somma lo sviluppo dell'economia locale e il rilancio della competitività industriale grazie al potenziale allineamento al prezzo dell'energia del resto della nazione con il conseguente incremento dell'occupazione e la riduzione degli oneri per la cassa integrazione, queste ultime valutabili in circa 700 M€. Altri elementi da considerare sono la maggiore efficienza energetica derivante dalla sostituzione nelle scuole, negli ospedali ed altri edifici della P.A. nonché nelle case private e nel terziario di caldaie a gasolio, GPL e ad olio combustibile e l'aumento del gettito fiscale dovuto all'incremento del PIL sardo e dell'indotto. Inoltre la realizzazione di una rete di stazioni di rifornimento di GNL per i trasporti terrestri, e soprattutto per quelli marittimi, permetterà di eliminare le emissioni di ossidi zolfo con conseguente miglioramento della qualità dell'aria nel territorio con importanti ricadute positive sulla salute dei cittadini.
- Inoltre la disponibilità di una rete di trasporto del gas naturale consentirebbe - anche in Sardegna - lo sviluppo del settore della produzione di biometano, favorendo l'attività delle imprese agricole che potrebbero così abbattere sostanzialmente i costi di produzione e aumentare la propria competitività.

Allegato III - Infrastrutture di rete necessarie

Principali interventi sulla rete di trasmissione nazionale

Area	Tipologia	Finalità	per phase out carbone - 2025
Centro Nord – Centro Sud	Rimozione Limitazioni Centro Nord – Centro SUD	Incremento limiti di scambio	✓
Nord – Centro Nord	Elettrodotto 400 kV «Calenzano – Colunga	Incremento limiti di scambio Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili	✓
Sud – Centro Sud	Elettrodotto 400 kV «Foggia– Villanova»	Incremento limiti di scambio Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili	✓
Sud – Centro Sud	Elettrodotto 400 kV «Deliceto– Bisaccia»	Incremento limiti di scambio Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili	✓
Sud – Centro Sud	Elettrodotto 400 kV «Montecorvino – Avellino - Benevento»	Incremento limiti di scambio Riduzione vincoli del polo di produzione di Rossano Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili	✓
Sud – Centro Sud	Riassetto rete Nord Calabria	Riduzione vincoli del polo di produzione di Rossano Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili	✓
Nord	Elettrodotto 400 kV tra Milano e Brescia	Riduzione congestioni	✓
Nord Est	Razionalizzazione rete media Valle del Piave	Riduzione congestioni Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili	✓
Sud-Sicilia	Elettrodotto 400 kV «Paternò – Pantano - Priolo»	Maggiore fungibilità delle risorse in Sicilia e tra queste e il Continente Incrementare la sicurezza di esercizio Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili	✓
Sud-Sicilia	Elettrodotto 400 kV «Chiaromonte Gulfi– Ciminna» Ulteriori interconnessioni e sistemi di accumulo	Maggiore fungibilità delle risorse in Sicilia e tra queste e il Continente Incrementare la sicurezza di esercizio Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili e la gestione di fenomeni di over-generation	✓

Centro-Sardegna	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa - Buddusò	Riduzione congestioni Incrementare la sicurezza di esercizio Incrementare la qualità del servizio	✓
Sardegna - Centro Nord	Interconnessione HVDC Sardegna Corsica Italia	Incremento limiti di scambio Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili Incrementare l'adeguatezza della rete in regione Sardegna	✓
Nord	Stazione 400 kV di Mese	Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili Incremento capacità di interconnessione	✓
Nord	Elettrodotto 220 kV Premadio – Glorenza - Cesano	Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili	✓
Nord Est	Riassetto Trentino Alto Adige	Incrementare la sicurezza di esercizio Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili	✓
Sud	Elettrodotto 400 kV "Altomonte - Laino"	Incrementare la sicurezza di esercizio Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili	
Sicilia	Sviluppo rete primaria 400-220 kV	Incrementare la sicurezza di esercizio Favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili	
Sud	Elettrodotto 400 kV Raddoppio Brindisi	Sicurezza di esercizio	✓
Sardegna	Compensatori per 500 MVar	Regolazione di tensione Stabilità dinamica	✓
Sud	Compensatori per 1250MVar	Regolazione di tensione Stabilità dinamica	✓
Centro Sud	Compensatori per 250 MVar	Regolazione di tensione Stabilità dinamica	✓

Interconnessioni con l'estero

- L'esame dei segnali provenienti dai mercati esteri e degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi, indica che lo sviluppo della capacità di interconnessione dell'Italia interessa:
- la frontiera **Nord** (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia);
- la frontiera con il **Sud Est Europa** (SEE), dove si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva in aumento nel medio-lungo periodo, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle risorse minerarie e idriche presenti nei Paesi del Sud Est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dell'area.
- Anche lo sviluppo della capacità di interconnessione con il **Nord Africa** è di rilevanza strategica (progetto ELMED tra Italia e Tunisia), potendo fornire uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche.