



Documento
di Descrizione
degli Scenari
2019





Documento
di Descrizione
degli Scenari
2019



Questo report è stato pubblicato
il 30 settembre 2019

1. Sommario

1. SOMMARIO	3
2. INDICE FIGURE	5
3. INDICE TABELLE	9
4. EXECUTIVE SUMMARY	11
5. STRUTTURA DEL REPORT	21
6. CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO	25
7. CONTESTO ENERGETICO NAZIONALE: SITUAZIONE ATTUALE E TREND STORICI	31
7.1. Evoluzione storica economico-energetica	32
7.1.1. Dinamica storica delle grandezze macroeconomiche	32
7.1.2. Commodities	34
7.1.3. Consumi di energia	35
7.2. Energia elettrica	38
7.2.1. Domanda elettrica	38
7.2.1. Capacità elettrica installata	42
7.2.2. Sistemi di accumulo - impianti idroelettrici di pompaggio	44
7.2.3. Generazione elettrica	45
7.2.4. Flussi interzonal e con l'estero	46
7.3. Gas naturale	48
7.3.1. Domanda di gas naturale	48
7.3.2. Offerta di gas naturale	50
7.4. Raggiungimento target: a che punto siamo?	54
7.4.1. Efficienza energetica	54
7.4.2. Quota FER	55
7.4.1. Evoluzione delle emissioni di gas serra	56
8. PROCESSO DI ELABORAZIONE DEGLI SCENARI	59
8.1. Framework di analisi	60
8.2. Metodologia per l'elaborazione degli scenari	60
8.2.1. Storyline	60
8.2.2. Scenari bottom-up e top-down	61
8.2.3. Obiettivi negli scenari top-down	63
8.2.4. La definizione della domanda energetica	66
8.2.5. La definizione dell'offerta elettrica	67
8.2.6. La definizione dell'offerta gas	69
9. INPUT	71
9.1. Elaborazione della domanda: input macroeconomici e commodities	72

9.2. Total cost of ownership	75
9.3. Elaborazione dell'offerta elettrica	76
9.3.1. Ipotesi sulle interconnessioni con l'estero	76
9.3.2. Ipotesi sulle interconnessioni interne	78
9.3.3. Altre ipotesi	78
9.4. Elaborazione dell'offerta gas	80
9.4.1. Ipotesi sulle interconnessioni	80
9.4.2. Altre ipotesi	80
10. OUTPUT	83
10.1. Domanda	84
10.1.1. Risultati complessivi	84
10.1.2. Risultati settoriali	95
10.2. Offerta	102
10.2.1. Energia elettrica	102
10.2.2. Offerta di gas naturale e gas verdi e decarbonizzati	116
10.3. Sankey diagrams elettricità e gas	124
10.4. Raggiungimento target	126
10.4.1. Target di riduzione dei consumi	127
10.4.2. Target di copertura rinnovabile	127
10.4.3. Target di decarbonizzazione	128
11. DEFINIZIONI	131
12. BIGLIOGRAFIA	139
13. ALLEGATI	143
13.1. Dati di dettaglio contesto energetico nazionale	144
13.1.1. Valore aggiunto settoriale vs consumi di energia	144
13.1.2. Focus delle temperature atmosferiche massime	144
13.1.3. Evoluzione dell'intensità energetica	146
13.2. National Energy and Climate Plans	147
13.2.1. Obiettivi 2030 - National Energy and Climate Plans	147
13.2.2. NECPs analizzati	148
13.2.3. Confronto complessivo	153
13.2.4. Confronto PNIEC dei 28 paesi dell'Unione Europea	154
13.3. Confronto scenari nazionali ed europei	154
13.4. Tool e modelli utilizzati	155
13.4.1. NECS: National Electricity Consumption System	155
13.4.2. TRAPUNTA	160
13.4.3. Lato offerta: analisi di mercato e indicatori addizionali	161
13.4.4. Offerta gas: modello di dispacciamento e dei prezzi all'ingrosso	162
13.4.3. Diffusione tecnologie - Scenario BAU	163

2. Indice delle figure

Figura 1	Scenari e anni orizzonte sviluppati nel DDS 2019	12
Figura 2	Target di decarbonizzazione, consumo di energia finale e quota FER	13
Figura 3	Coerenza tra scenari italiani ed europei	14
Figura 4	Principali parametri e risultati degli scenari previsionali BAU, CEN, DEC e PNIEC al 2025, 2030 e 2040	15
Figura 5	Andamento della popolazione italiana - popolazione residente al 31/12	32
Figura 6	Andamento del PIL italiano	33
Figura 7	Andamento prezzi commodity	34
Figura 8	Consumo interno lordo di energia	35
Figura 9	Consumo interno lordo di energia in Italia per fonte energetica	36
Figura 10	Consumo finale di energia	36
Figura 11	Struttura % delle fonti energetiche sul CIL e sui consumi finali (anni 1990 e 2017)	37
Figura 12	Richiesta di energia elettrica in Italia dal 1960	38
Figura 13	Andamento indicizzato PIL e domanda elettrica in Italia dal 1987 (1980=100)	38
Figura 14	Correlazione tra domanda elettrica e PIL - variazione anno/anno 1996-2018	39
Figura 15	Consumi settoriali di energia elettrica	40
Figura 16	Andamento della quota di consumi di energia elettrica sui consumi finali di energia	41
Figura 17	Punta massima della domanda elettrica dal 2000	41
Figura 18	Suddivisione per fonte del parco termoelettrico, in termini di potenza efficiente lorda	42
Figura 19	Capacità termoelettrica installata per tecnologia in termini di potenza efficiente netta	42
Figura 20	Capacità termoelettrica installata in termini di potenza efficiente netta vs numero impianti	43
Figura 21	Evoluzione della capacità installata delle fonti rinnovabili - potenza efficiente lorda	44
Figura 22	Andamento cumulativo della generazione elettrica lorda per fonte	45
Figura 23	Scambi interzonal e interconnessioni con l'estero per l'anno 2018	46
Figura 24	Consumi di gas naturale nella generazione elettrica	49

Figura 25	Massimo consumo giornaliero 2004-2018	50
Figura 26	Sistema gas Italia	51
Figura 27	Dipendenza delle differenti fonti di importazione di gas	52
Figura 28	Siti di stoccaggio Stogit ed Edison	53
Figura 29	Prelievo giornaliero di gas naturale nel 2018	53
Figura 30	Trend di intensità energetica nell'ultimo decennio	54
Figura 31	Traiettoria della quota FER complessiva 2011-2017	56
Figura 32	Traiettoria della quota FER elettrica 2011-2017	56
Figura 33	Traiettoria quota FER nel settore termico 2011-2017	56
Figura 34	Traiettoria FER nel settore trasporti 2011-2017	56
Figura 35	Andamento emissioni totali di gas climalteranti con dettaglio del settore energetico e della produzione di elettricità e calore	57
Figura 36	Emissioni specifiche di CO ₂ per la generazione elettrica	57
Figura 37	Processo creazione scenari bottom-up	62
Figura 38	Processo creazione scenari top-down	62
Figura 39	Creazione degli scenari di sviluppo - Target 2030 e 2040 e fattori abilitanti	63
Figura 40	Bilancio di CO ₂ equivalente 1990-2050 - Tecnologie di decarbonizzazione	64
Figura 41	Implementabilità delle principali misure/tecnologie di decarbonizzazione per i settori merceologici	65
Figura 42	Simulatore NECS - Schema di funzionamento	66
Figura 43	Evoluzione del parco termoelettrico - Decommissioning e Missing Money	67
Figura 44	Evoluzione parco rinnovabile italiano	68
Figura 45	Andamento popolazione per scenario	73
Figura 46	Andamento Brent nei diversi scenari	73
Figura 47	Andamento gas (PSV) nei diversi scenari	73
Figura 48	Andamento CO ₂ nei diversi scenari	73
Figura 49	Caratterizzazione delle tecnologie nel settore Trasporti	74
Figura 50	Ranking TCO settore Trasporti	75
Figura 51	Caratterizzazione delle tecnologie nel settore Residenziale	75
Figura 52	Ranking TCO Riscaldamento settore Residenziale	76
Figura 53	Interconnessioni esistenti (piano di sviluppo 2019)	76
Figura 54	Interconnessioni - Capacità di trasporto per gli scambi con l'estero (import/export)	77
Figura 54bis	Limiti di scambio interzonali	79
Figura 55	Sistema gas: capacità ai punti di interconnessione con l'estero	81
Figura 56	Consumi di energia per usi finali	84
Figura 57	Composizione percentuale della domanda di energia per usi finali - Scenario BAU	85
Figura 58	Composizione percentuale della domanda di energia per usi finali - Scenari di sviluppo	85

Figura 59	Composizione della domanda di energia per usi finali con dettaglio della quota FER effettiva - Scenari di sviluppo e PNIEC	86
Figura 60	Consumo interno lordo di elettricità	87
Figura 61	Componenti del consumo interno lordo di elettricità - Scenario BAU	87
Figura 62	Componenti del consumo interno lordo di elettricità - Scenari PNIEC, CEN, DEC	88
Figura 63	Monotona fabbisogno orario di energia elettrica	89
Figura 64	Valori della punta di carico elettrico - Scenari CEN, DEC, BAU e PNIEC	89
Figura 65	Demand Decomposition Analysis (DDA) dei consumi di energia elettrica - Casi BAU, CEN, DEC	90
Figura 66	Domanda di gas	91
Figura 67	Evoluzione della domanda di gas naturale - Scenario BAU	92
Figura 68	Domanda di gas, scomposizione per utilizzo - Scenario BAU	92
Figura 69	Evoluzione della domanda di gas - Scenari di sviluppo e PNIEC	92
Figura 70	Domanda di gas, composizione per uso - Scenari di sviluppo e PNIEC	92
Figura 71	Domanda giornaliera di gas in condizione di freddo eccezionale (picco) - Scenari BAU, CEN e DEC	93
Figura 72	Domanda giornaliera di gas media estiva (fuori picco) - Scenari BAU, CEN e DEC	94
Figura 73	Evoluzione dei consumi energetici settoriali nello scenario BAU e negli scenari di sviluppo	95
Figura 74	Evoluzione della diffusione delle tecnologie di riscaldamento - Scenari di sviluppo	98
Figura 75	Evoluzione del parco veicolare negli scenari di sviluppo - Veicoli leggeri	100
Figura 76	Diffusione di auto elettriche e auto a CNG/H ₂	101
Figura 77	Evoluzione del parco veicolare negli scenari di sviluppo - Veicoli pesanti	102
Figura 78	Evoluzione della capacità installata	103
Figura 79	Evoluzione del parco di generazione e saldo import	104
Figura 80	Sistemi di accumulo	105
Figura 81	Flussi transfrontalieri - Scenario BAU	106
Figura 82	Flussi transfrontalieri - Scenario PNIEC	107
Figura 83	Scambi transfrontalieri - Scenario CEN	108
Figura 84	Scambi transfrontalieri - Scenario DEC	109
Figura 85	Evoluzione dei flussi interzonalari - Scenario BAU	110
Figura 86	Evoluzione dei flussi interzonalari - Scenario PNIEC	110
Figura 87	Evoluzione dei flussi interzonalari - Scenario CEN	111
Figura 88	Evoluzione dei flussi interzonalari - Scenario DEC	111

Figura 89	Evoluzione delle ore di congestione - Scenario BAU	112
Figura 90	Evoluzione delle ore di congestione - Scenario PNIEC	112
Figura 91	Evoluzione delle ore di congestione - Scenario CEN	113
Figura 92	Evoluzione delle ore di congestione - Scenario DEC	113
Figura 93	Andamento dei prezzi zionali	114
Figura 94	Prezzi zionali e variazione rispetto al PUN per gli scenari di sviluppo 2040	115
Figura 95	Evoluzione del delta tra PUN e prezzo zonale - CEN e DEC	115
Figura 96	Curva di carico residuo: confronto novembre-aprile 2030 - DEC	116
Figura 97	Curva di carico residuo: confronto novembre-aprile 2040 - DEC	116
Figura 98	Distribuzione normale della rampa oraria di carico residuo	117
Figura 99	Offerta di gas naturale	118
Figura 100	Potenziali di offerta per fonte di approvvigionamento per il mercato europeo	118
Figura 101	Offerta gas verdi e decarbonizzati - Scenari BAU, CEN, DEC	119
Figura 102	Sankey diagram - Elettricità 2030	124
Figura 103	Sankey diagram - Elettricità 2040	124
Figura 104	Sankey diagram - Gas 2030	125
Figura 105	Sankey diagram - Gas 2040	125
Figura 106	Principali indicatori per la verifica del raggiungimento dei target 2030 e 2040	126
Figura 107	Quote settoriali 2017 nella struttura del valore aggiunto e nei consumi energetici	144
Figura 108	Focus sulle temperature massime annuali (1980-2018)	145
Figura 109	Intensità elettrica del PIL in Italia	146
Figura 110	Confronto internazionale sull'intensità energetica nel 2017: Paesi UE e mondo	147
Figura 111	Obiettivi concordati	148
Figura 112	Corrispondenza tra scenari italiani e scenari europei	154
Figura 113	Schema di funzionamento del tool TRAPUNTA	160
Figura 114	Input, simulatore per l'ottimizzazione dell'MGP	161
Figura 115	Evoluzione della diffusione delle tecnologie di riscaldamento - Scenario BAU	163
Figura 116	Evoluzione del parco veicolare nello scenario BAU - Veicoli leggeri	164
Figura 117	Evoluzione del parco veicolare nello scenario BAU - Veicoli pesanti	164

3. Indice delle tabelle

Tabella 1	Analisi dinamica del valore aggiunto da 1999 a 2019	33
Tabella 2	Consumo interno lordo di energia in Italia per fonte energetica	35
Tabella 3	Consumo finale di energia in Italia per fonte energetica	37
Tabella 4	Impianti di pompaggio in Italia: capacità installata e produzione 2000-2017	44
Tabella 5	Andamento storico dei valori di import ed export di energia elettrica in Italia	47
Tabella 6	Andamento della domanda di gas naturale nei diversi settori	48
Tabella 7	Offerta di gas naturale in Italia (dati MiSE)	51
Tabella 8	Risparmi energetici conseguiti monitorati sul RAEE 2019	55
Tabella 9	Risparmi obbligatori ai sensi dell'articolo 7 della Direttiva EED - Anni 2014-2018	55
Tabella 10	Schema modulo macroeconomico	72
Tabella 11	Evoluzione PIL per scenario	72
Tabella 12	Flessibilità in termini di milioni di m ³ giorno che il sistema gas deve garantire per compensare la mancata produzione rinnovabile non programmabile	94
Tabella 13	Evoluzione dei consumi per fonte - Settore industriale	97
Tabella 14	Evoluzione dei consumi per fonte - Settore civile	97
Tabella 15	Evoluzione dei consumi per fonte - Settore trasporti	99
Tabella 16	Massimi e minimi per punto di importazione per gli anni 2025, 2030 e 2040	119
Tabella 17	Dettaglio produzione di biometano al 2040 per fonte	120
Tabella 18	Indicatori di copertura FER	127
Tabella 19	Contributo di energia dall'ambiente nell'utilizzo delle pompe di calore	128
Tabella 20	Obiettivi di decarbonizzazione	129
Tabella 21	Indicatori di decarbonizzazione del sistema energetico	129
Tabella 22	Obiettivi al 2030 Italia dettati dal PNIEC	149
Tabella 23	Obiettivi al 2030 Francia	151
Tabella 24	Obiettivi al 2030 Germania	152
Tabella 25	Confronto tra gli obiettivi degli NECPS analizzati	153
Tabella 26	Fonti/approcci utilizzati per macrosettore	156

Executive summary



4.

4. Executive summary

Il presente **Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2019)** rappresenta il risultato delle attività svolte da Snam e Terna per giungere ad una visione coerente delle possibili evoluzioni del sistema energetico italiano, propedeutica alla predisposizione dei **piani di sviluppo** delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas a livello nazionale.

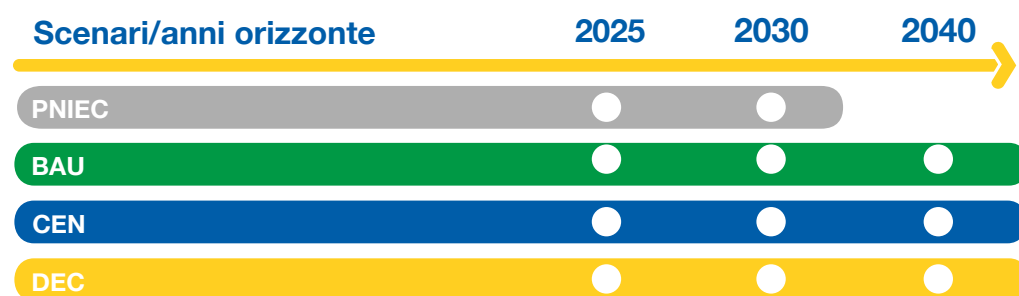
Il lavoro svolto ha permesso di mettere a fattor comune competenze specifiche dei due operatori, nella consapevolezza che l'interazione tra gli scenari nei settori dell'energia elettrica e del gas costituisce, sia a livello nazionale che comunitario, un elemento nuovo e caratterizzato da notevoli complessità.

Le attività sono state eseguite in coerenza con quanto disposto dall'ARERA con

le deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas, e in analogia al processo europeo in cui le due associazioni del trasporto elettrico e gas elaborano congiuntamente gli scenari energetici per i rispettivi Piani Sviluppo delle infrastrutture elettrica e gas in Europa (TYNDP - Ten Year Network Development Plan).

Il processo di creazione degli scenari, durato quasi due anni, si è articolato su tre diversi cantieri dedicati rispettivamente agli **aspetti tecnologici**, di **elaborazione degli scenari** e **regolatori**, con il supporto di numerosi tool di analisi, modelli dedicati e fonti dati. Inoltre, la squadra Snam-Terna si è avvalsa del supporto di stakeholder, tra cui attori istituzionali, operatori di settore e istituti di ricerca, attraverso tre workshop organizzati in corrispondenza degli snodi decisionali chiave.

Figura 1 - Scenari e anni orizzonte sviluppati nel DDS 2019



Il DDS 2019 sviluppa **3 differenti scenari, tra loro contrastanti, su orizzonte temporale al 2040** (Figura 1): uno scenario **Business-As-Usual (BAU)**, che proietta inercialmente i trend attuali e si caratterizza per uno sviluppo tecnologico basato sul solo merito economico; due scenari di sviluppo, **Centralized (CEN)** e **Decentralized (DEC)**, che raggiungono i target 2030 di

decarbonizzazione, quota FER ed efficienza energetica e le **indicazioni non vincolanti di contenimento delle emissioni di CO₂ di lungo periodo**¹ utilizzando una logica di minimizzazione dei costi di decarbonizzazione e sviluppi tecnologici alternativi.

I due scenari di sviluppo si radicano all'interno dello stesso contesto

¹ Fissate dalla 2050 Long-term Strategy della Commissione Europea.

macroeconomico, con una crescita relativamente sostenuta del PIL dell'1,2% annuo e della popolazione (+2,4 milioni di abitanti al 2040) e importanti investimenti in efficienza energetica e sviluppo tecnologico.

Nello scenario CEN gli obiettivi di policy vengono raggiunti grazie al contenimento dei consumi e allo sviluppo delle energie rinnovabili con significativa disponibilità di risorse rinnovabili programmabili, quali i gas verdi, facendo leva sulle infrastrutture gas esistenti.

Nello scenario DEC, al fine di raggiungere i medesimi obiettivi di lungo termine, si ipotizza uno sviluppo ancora più rapido del vettore

elettrico e delle FER non programmabili. È importante sottolineare come entrambi gli scenari di sviluppo includano un ruolo per tutte le tecnologie disponibili e per le tecniche di abbattimento delle emissioni, soprattutto in un'ottica temporale di medio-lungo termine a riprova della sfida insita negli obiettivi di decarbonizzazione profonda. Oltre a BAU, CEN e DEC è stato ricostruito uno scenario basato integralmente sul **PNIEC** (nella sua versione preliminare trasmessa dal governo italiano a Bruxelles a fine 2018), che è stato **adottato come scenario di policy italiano al 2030**, e assunto come riferimento per i target minimi di efficienza, rinnovabili e riduzione delle emissioni da raggiungere.

Figura 2 - Target di decarbonizzazione, consumo di energia finale e quota FER

	Target		PNIEC	BAU		CEN		DEC		
	2030	2040	2030	2030	2040	2030	2040	2030	2040	
Riduzione emissioni CO ₂ vs 1990 (%)	17,4	40,0	65	40,0	28,4	32,0	42,9	64,1	41,4	63,7
Consumo di energia per usi finali (Mtep)	113,6	103,8	n.d.	103,8	114,3	115,3	103,8	93,4	103,1	90,2
RES share su consumo finale lordo (%)	18,1	30,0	n.d.	30,0	20,0	22,7	30,0	44,3	31,3	50,5

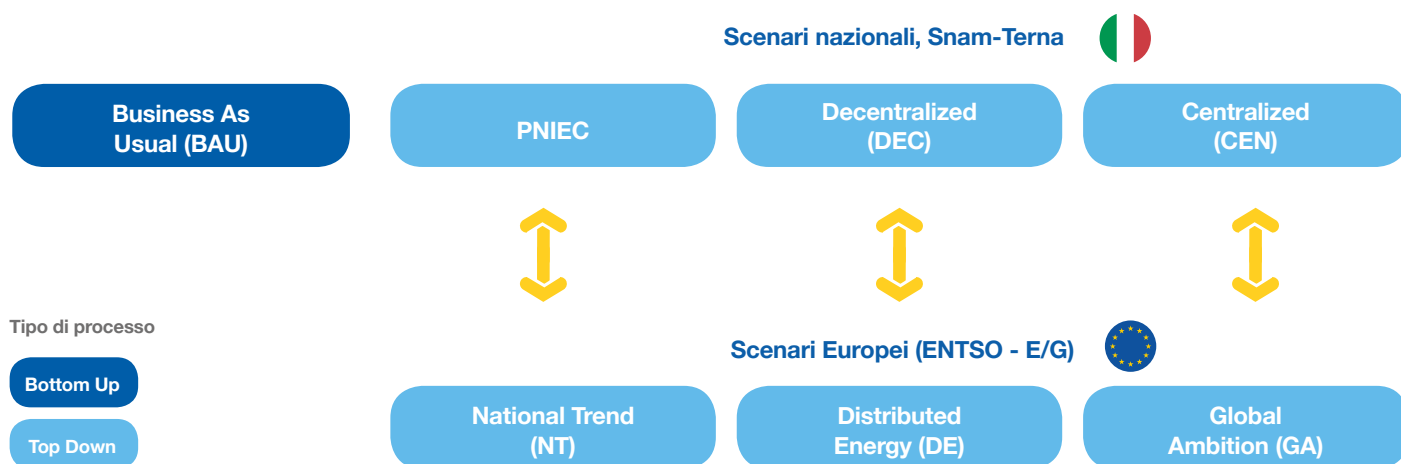
Il processo di creazione degli scenari ha previsto una fase di definizione di storyline e input, un processo di previsione della domanda energetica per usi finali, una fase di analisi del mercato elettrico e, nel caso degli scenari di sviluppo, la verifica del raggiungimento dei target di policy.

La **domanda di energia** per usi finali è stata simulata con uno strumento analitico a partire dalle previsioni di variabili di tipo macroeconomico e dei prezzi delle commodities, passando attraverso un processo di ottimizzazione economica basato sul costo delle tecnologie (TCO) e sui vincoli tecnici connessi alla loro potenziale penetrazione. Il **settore power** è stato analizzato **mediante un modello analitico** che ottimizza il dispacciamento per merito economico del parco di generazione, ivi inclusa la valutazione della

sostenibilità tecnico economica del parco termoelettrico e l'ottimizzazione delle altre fonti rinnovabili sulla base di valutazioni di Levelised Cost of Energy (LCoE), vincoli tecnici, adeguatezza e policy.

Nella definizione ed elaborazione di tali scenari il gruppo di lavoro ha cercato di garantire la massima coerenza con le analoghe attività di predisposizione di scenari di lungo termine in corso di sviluppo da parte delle associazioni europee dei TSO power e gas (ENTSO-E ed ENTSG); nella figura seguente viene illustrata la corrispondenza logica tra gli scenari europei e gli scenari nazionali. Il disallineamento temporale tra i processi di elaborazione, e un maggiore livello di dettaglio nelle analisi condotte a livello nazionale comportano che gli scenari nazionali elaborati risultino simili ma non uguali ai loro corrispondenti scenari europei.

Figura 3 - Coerenza tra scenari italiani ed europei



Nel seguito si riportano alcune considerazioni di sintesi sugli scenari sviluppati:

- **I consumi complessivi di elettricità crescono in tutti gli scenari**, con PNIEC e CEN molto simili tra loro e che si posizionano su consumi inferiori rispetto allo scenario DEC, che prevede una maggiore penetrazione del vettore elettrico.
- **I consumi complessivi di gas sono in aumento nello scenario BAU, sostanzialmente stabili nello scenario CEN e in moderata diminuzione nello scenario DEC.** Il ruolo del gas si conferma fondamentale in tutti gli scenari analizzati, per abilitare la transizione energetica anche grazie alla progressiva sostituzione del gas naturale con gas verdi (biometano², metano sintetico³ e idrogeno). In particolare, il gas risulta fondamentale per garantire adeguatezza e programmabilità della generazione elettrica.
- **Lo scenario DEC presenta**, soprattutto nel lungo termine, **consumi di energia per usi finali complessivamente inferiori rispetto al CEN**, grazie alla maggiore efficienza intrinseca del vettore elettrico.
- Lo scenario DEC fa maggiore affidamento sulle **rinnovabili non programmabili**, la cui integrazione richiede importanti investimenti per lo sviluppo delle reti; lo scenario CEN fa invece maggiormente uso di **gas verdi**, contribuendo quindi a massimizzare il ricorso alle infrastrutture esistenti.
- Il raggiungimento dei target 2030 e, ancor più, 2040 richiede una diffusione estesa di **tecnologie efficienti e a basse emissioni** nei settori civile (e.g. pompe di calore) e trasporti (e.g. auto elettriche e a CNG/H₂), oltre che l'implementazione massiccia di misure di efficienza energetica nei settori civile e industriale.
- Oltre il 2030, gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione rendono necessaria la progressiva penetrazione di **crescenti quantità di gas verde** nel mix energetico italiano, facendo leva sia sul biometano che su idrogeno e gas sintetici. Il sector coupling è quindi, negli scenari sviluppati, una delle leve strategiche indispensabili per fornire nuovi strumenti di **decarbonizzazione del sistema energetico**. Il Power-to-Gas potrebbe rappresentare la tecnologia chiave di questo processo, abilitando la decarbonizzazione dei settori tecnologicamente più "ostici" e rappresentando una risorsa di **stoccaggio stagionale** dell'energia elettrica rinnovabile.
- Al 2040 sia lo scenario CEN sia lo scenario DEC prevedono l'utilizzo di **tecniche di cattura della CO₂ (CCS/U)** per consentire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione superiori al 60%.
- Il raggiungimento degli obiettivi europei di decarbonizzazione comporta un lento ma progressivo "allineamento" del mix energetico dei paesi europei (phase-out del carbone, decommissioning impianti nucleari, sviluppo delle rinnovabili); **ne consegue una progressiva evoluzione dei flussi elettrici transfrontalieri in tutti gli scenari analizzati**. In particolare, si osserva un incremento dei valori complessivi di energia scambiata con un crescente contributo delle esportazioni dall'Italia verso i paesi confinanti, in un

² Biometano: metano prodotto da digestione anaerobica, gassificazione e altri processi che sfruttano biomasse.

³ Metano sintetico: metano rinnovabile prodotto tramite processo di metanazione dell'idrogeno.

mercato europeo sempre più integrato in cui la capacità di interconnessione diviene strumento fondamentale per massimizzare la penetrazione delle fonti rinnovabili e garantire la sicurezza e la qualità del servizio nel sistema elettrico europeo interconnesso.

- La **punta di carico elettrico** cresce maggiormente negli scenari DEC e PNIEC, caratterizzati da una maggiore diffusione di veicoli elettrici. Elettrificazione dei consumi e sviluppo delle rinnovabili accentuano le criticità associate alle rampe di carico residuale e alla gestione della overgeneration “strutturale”; **si conferma la necessità di nuovi strumenti di flessibilità per il sistema**

elettrico (sistemi di accumulo, demand response e partecipazione delle risorse distribuite, Power-to-Gas).

- La **punta giornaliera della domanda gas** si riduce in valore assoluto e mostra un cambiamento importante nella composizione settoriale che ne incrementa la volatilità. Si riduce infatti la domanda di punta del settore civile, prevedibile con la temperatura, ma incrementa la domanda di punta termoelettrica, la cui variabilità aumenta con lo sviluppo delle rinnovabili non programmabili. La crescente volatilità della domanda termoelettrica è evidenziata anche dall’incremento del rapporto tra peak e off-peak.

⁴ Il fabbisogno di elettricità include i consumi per usi finali e le perdite di trasmissione; i valori di domanda di idrogeno sono espressi in miliardi di m³ di metano equivalente.

Figura 4 - Principali parametri e risultati degli scenari previsionali BAU, CEN, DEC e PNIEC al 2025, 2030 e 2040⁴

	2025				2030				2040		
	BAU	CEN	DEC	PNIEC	BAU	CEN	DEC	PNIEC	BAU	CEN	DEC
Energia usi finali (Mtep)	115	110	109	109	114	104	103	104	115	93	90
Fabbisogno elettricità (TWh)	330	326	338	325	340	332	356	330	371	352	391
Punta di carico (GW)	55	55	57	54	56	57	62	62	62	60	72
FER totali (GW)	59,5	62,4	72,2	66,1	70,7	70,7	94,3	93,3	92,7	99,0	123,1
Eolico	11,5	13,7	15,2	15,7	13,6	13,6	18,9	18,4	17,6	22,1	25,4
Solare	22,5	23,8	31,7	26,8	30,5	30,5	49,3	50,9	47,5	50,6	69,8
Idroelettrico	20,1	20,1	20,1	19,1	20,8	20,8	20,8	19,2	21,8	21,8	21,8
Altre FER	5,4	4,8	5,2	4,5	5,8	4,8	5,3	4,8	5,8	4,5	6,1
Termoelettrico (GW)	54	50	50	49	50	50	50	50	50	50	50
Accumulo elettrico (GW)	7,4	10,7	10,4	12,7	7,4	12,7	13,4	17,9	7,4	14,3	18,9
Pompaggi	7,4	10,4	8,9	10,4	7,4	11,9	10,4	11,9	7,4	11,9	11,9
Batterie	0	0,3	1,5	2,3	0	0,8	3,0	6,0	0	2,4	7,0
Gas totale (mld m3)	75,9	77,5	73,7	70,7	79,6	73,5	68,6	62,0	84,4	76,5	67,2
Gas naturale (mld m3)	75,9	74,6	72,6	70,0	79,6	65,2	64,8	61,0	84,4	58,0	54,0
di cui CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,8	7,6
Gas verdi (mld m3)	0	3,0	1,1	0,7	0	8,3	3,7	1,0	0	18,5	13,2
Biometano	0	3,0	1,1	0,7	0	8,1	3,7	1,0	0	12,0	12,0
Idrogeno	0	0	0	0	0	0,2	0	0	0	3,0	1,2
Metano sintetico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,5	0
Punta di domanda gas (mln m³/giorno)	467	458	451	n.d.	461	429	423	n.d.	454	399	388

Schede di sintesi degli scenari

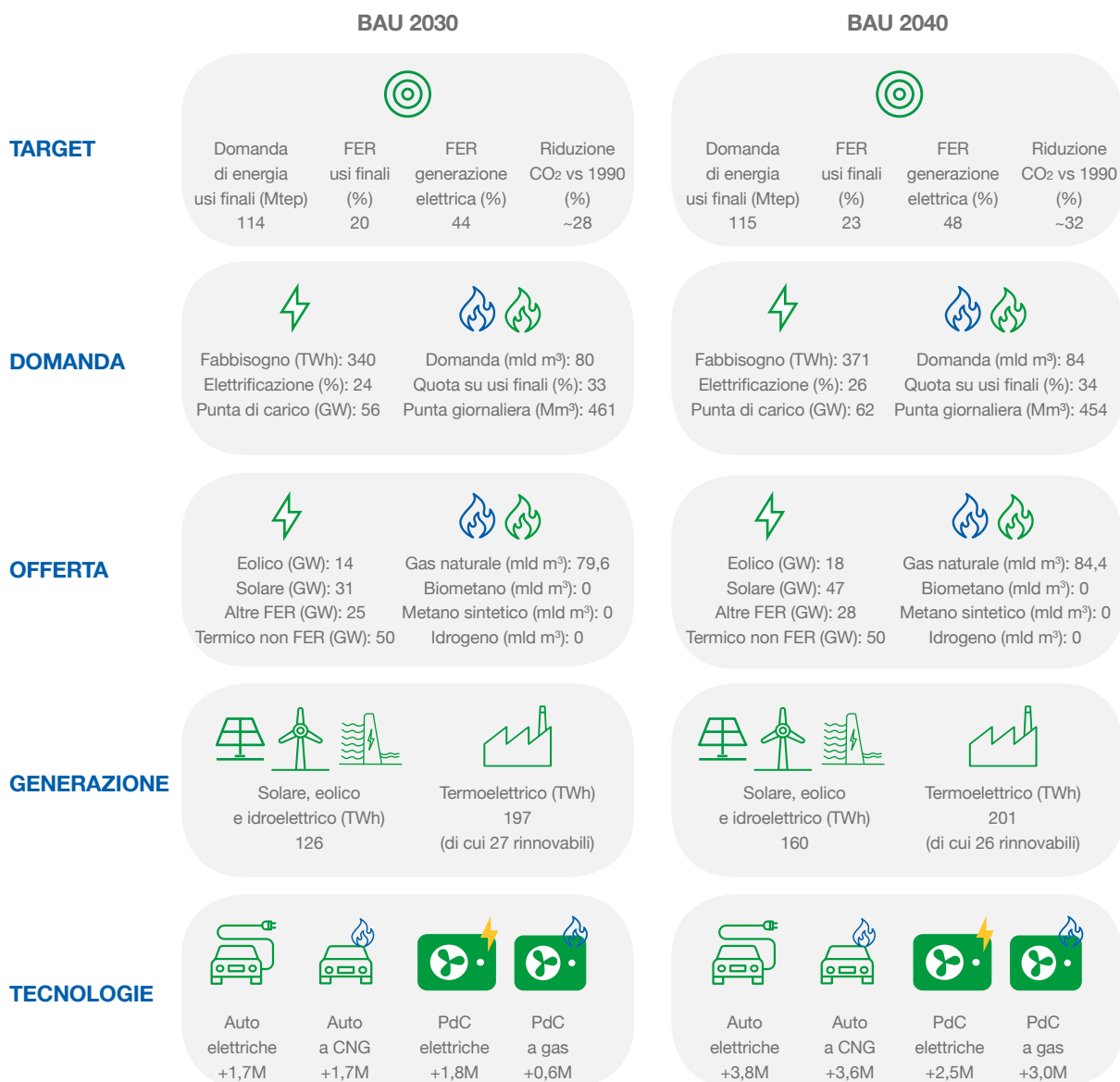
Scenario Business-As-Usual (BAU)

Lo scenario BAU è stato sviluppato con approccio **bottom-up**, caratterizzato da logiche predittive regressive e meccanismi di switching tecnologico di tipo *technology-driven* basati solamente sul merito economico (ad es. passaggio da caldaie tradizionali a caldaie a condensazione solo quando la tecnologia diventa più conveniente).

Si tratta di uno **scenario a politiche correnti**, costruito considerando crescita economica moderata, che **non prevede il raggiungimento dei target di policy** previsti al 2030, né le indicazioni di lungo periodo.

Complessivamente lo scenario si caratterizza per i seguenti elementi:

- crescita del PIL moderata e popolazione in lieve decrescita;
- struttura del Valore aggiunto invariata rispetto alla situazione corrente;
- switching tecnologico basato sul Total Cost of Ownership (TCO);
- minime misure di incentivazione dell'efficienza energetica;
- crescita delle rinnovabili basata sul Levelised Cost of Energy (LCoE);
- phase-out economico degli impianti di generazione a carbone;
- minimi investimenti sui sistemi di accumulo elettrochimico.



Auto elettriche: include BEV (Battery Electric Vehicle) e PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicles).
CNG: Compressed Natural Gas.

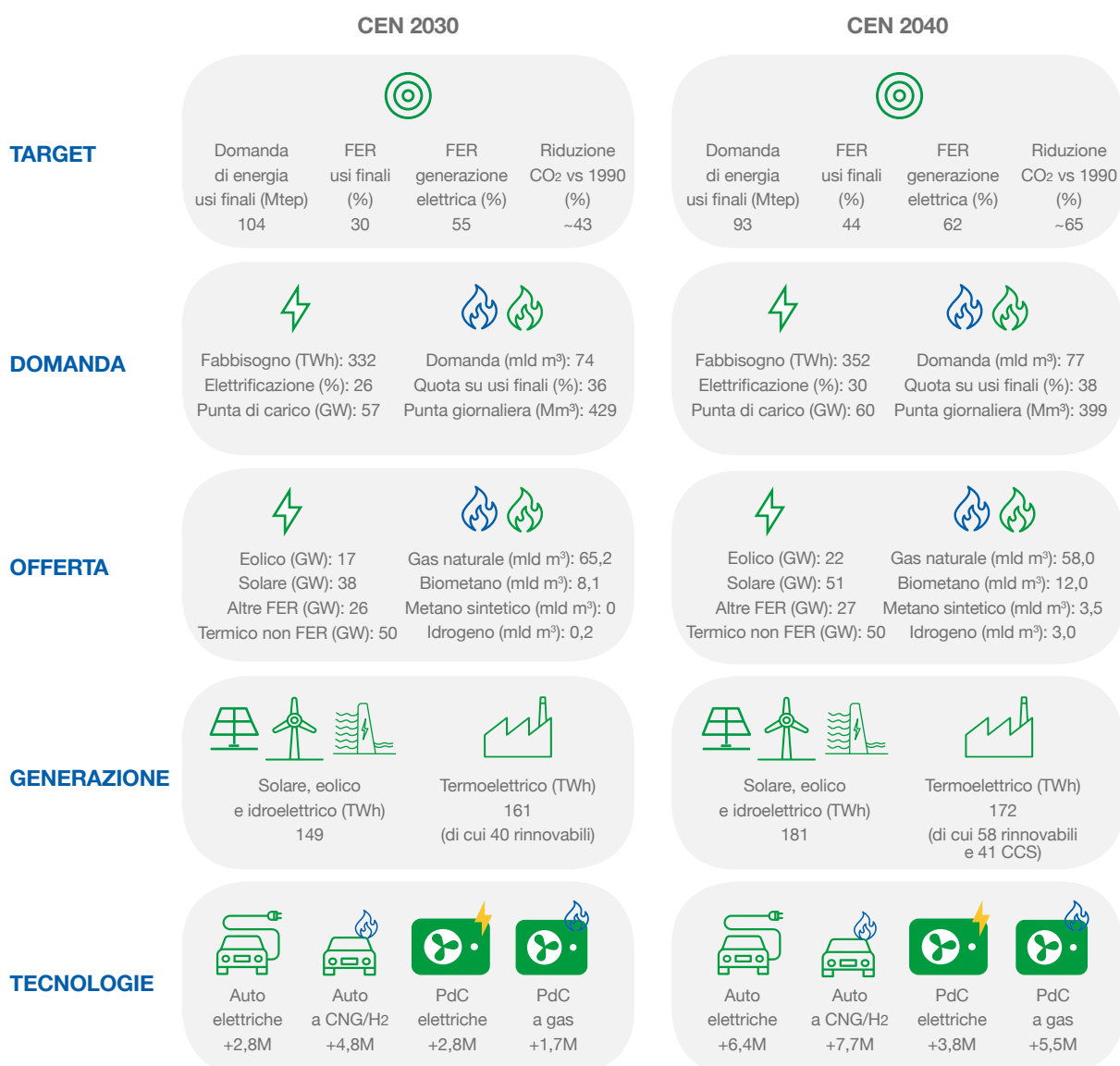
Scenario Centralized (GEN)

Lo scenario Centralized è costruito secondo un approccio **top-down**, caratterizzato da meccanismi di switching tecnologico di tipo *technology-pull* (i.e. diffusione di tecnologie in funzione del raggiungimento di specifici target) e caratterizzato, in più rispetto allo scenario BAU, da una fase di verifica del raggiungimento degli obiettivi di policy ed eventuale iterazione.

Si tratta di uno **scenario di sviluppo**, costruito considerando crescita economica sostenuta, che **permette il raggiungimento dei target** 2030 previsti nel *Clean energy for all Europeans Package* e delle indicazioni di lungo periodo. La qualifica "Centralized" fa riferimento ad **un maggiore sviluppo di tecnologie rinnovabili/low carbon centralizzate** (i.e. maggiore sviluppo di fotovoltaico ed eolico di tipo utility-scale e maggior ricorso al termoelettrico tradizionale,

con combustione di gas verdi). Complessivamente lo scenario si caratterizza per i seguenti elementi:

- crescita economica sostenuta e popolazione in lieve crescita;
- obiettivi vincolanti di decarbonizzazione, quota rinnovabili ed efficienza energetica;
- phase-out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025;
- forte crescita di tecnologie rinnovabili/low carbon programmabili e centralizzate;
- potenzialità di utilizzare tecnologie di CCS/CCU nell'industria e per la produzione elettrica;
- maggiore diffusione di pompe di calore a gas e caldaie a condensazione per il riscaldamento civile;
- rapida diffusione di veicoli a CNG e LNG;
- rapida diffusione del biometano e di altri gas verdi/decarbonizzati per decarbonizzare trasporti, industria e settore civile.



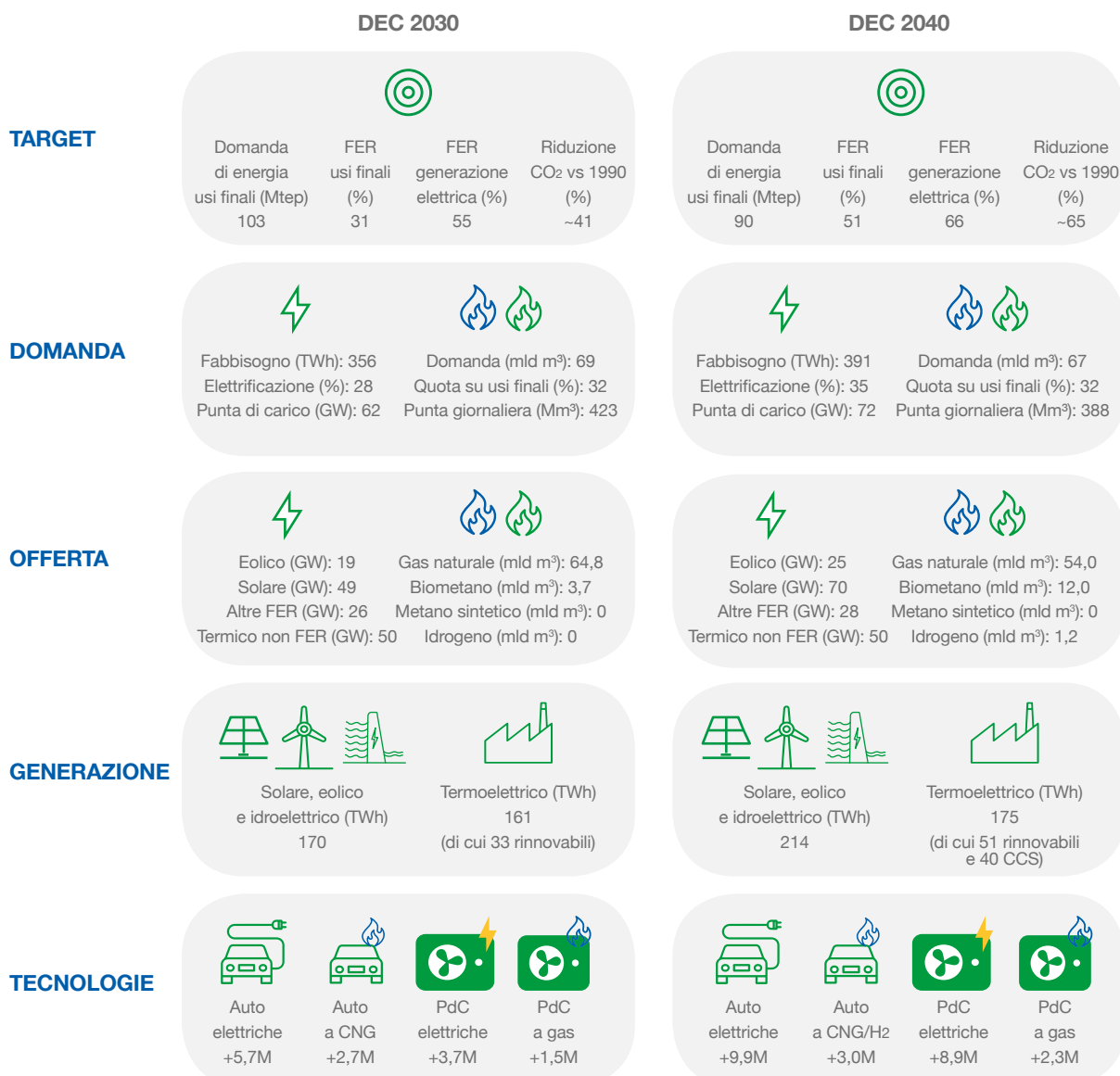
Auto elettriche: include BEV (Battery Electric Vehicle) e PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicles).
CNG: Compressed Natural Gas.

Scenario Decentralized (DEC)

Lo scenario Decentralized, come il CEN, è uno **scenario di sviluppo**, costruito secondo un approccio **top-down** per **permettere il raggiungimento dei target 2030** previsti nel *Clean energy for all Europeans Package* e delle indicazioni di lungo periodo. La qualifica "Decentralized" fa riferimento, specularmente allo scenario CEN, a un **maggiore sviluppo di sistemi di generazione decentralizzati** (i.e. in particolare fotovoltaico accoppiato con sistemi di accumulo elettrochimico small-scale) e ad una **maggiore elettrificazione dei consumi finali** (i.e. diffusione di pompe di calore elettriche ed auto elettriche). Complessivamente lo scenario si caratterizza per i seguenti elementi:

- crescita economica sostenuta e popolazione in lieve crescita;

- obiettivi vincolanti di decarbonizzazione, quota rinnovabili ed efficienza energetica
- phase-out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025;
- forte crescita di rinnovabili non programmabili, specialmente nella generazione distribuita;
- potenzialità di utilizzare tecnologie di CCS/CCU per la produzione elettrica;
- rapido progresso tecnologico di sistemi di accumulo accoppiati agli impianti fotovoltaici, in termini di costi, rendimento e vita utile;
- diffusione di pompe di calore elettriche per il riscaldamento civile;
- rapida diffusione di veicoli elettrici con smart charging;
- diffusione del biometano e di altri gas verdi/decarbonizzati per decarbonizzare trasporti, industria e settore civile.



Auto elettriche: include BEV (Battery Electric Vehicle) e PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicles).
CNG: Compressed Natural Gas.

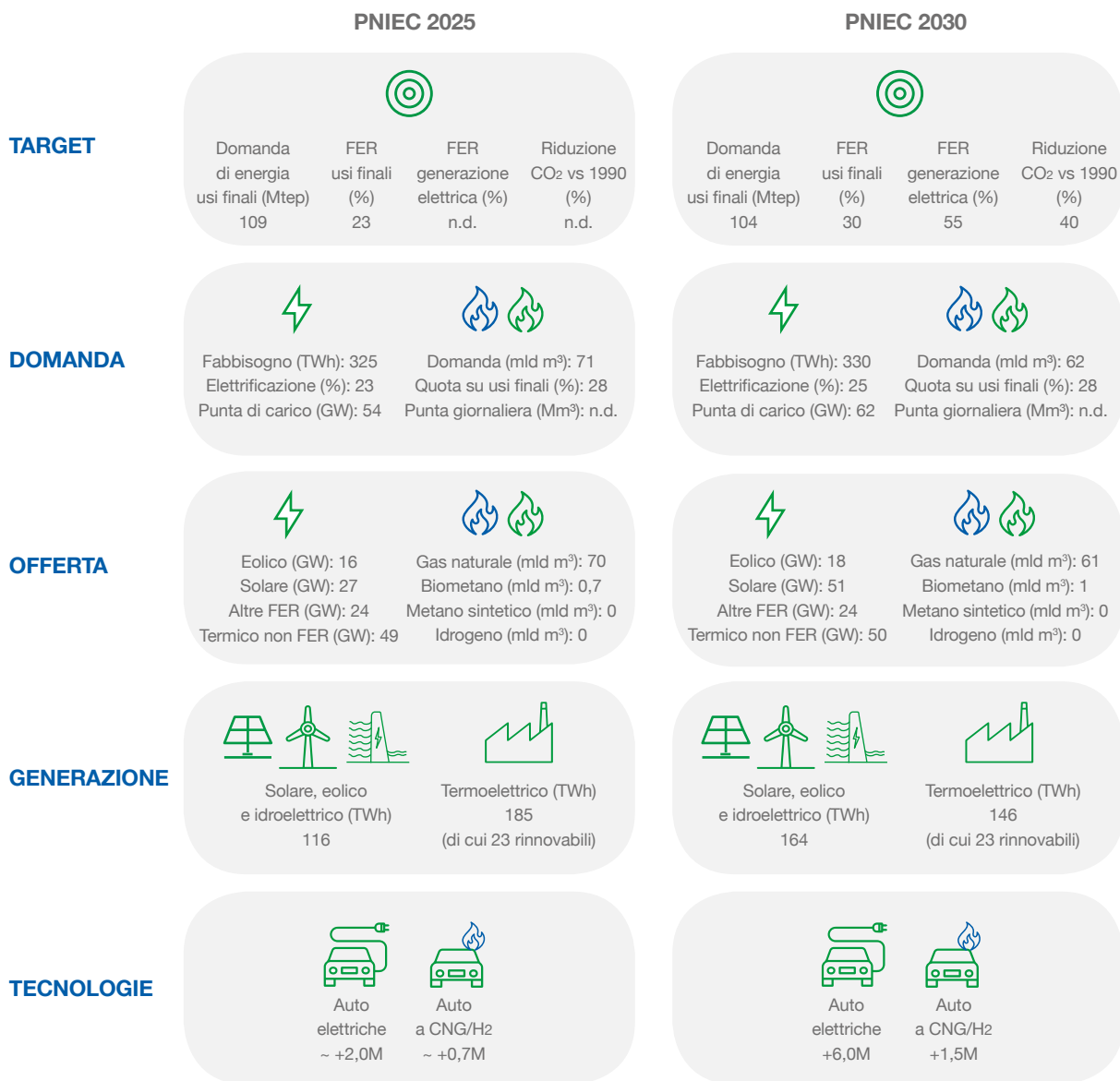
Scenario PNIEC

Lo scenario PNIEC è l'attuale **scenario di policy italiano**, basato sulla proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, che permette di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, copertura rinnovabile ed efficienza energetica previsti al 2030 dal *Clean energy for all Europeans Package*.

Si tratta di uno scenario **top-down**, ricostruito nel gruppo congiunto di lavoro utilizzando i dati ricavabili direttamente dalla proposta di piano e da altra documentazione pubblica.

Complessivamente lo scenario si caratterizza per i seguenti elementi:

- crescita economica sostenuta e popolazione in crescita;
- obiettivi vincolanti di decarbonizzazione, quota rinnovabili ed efficienza energetica
- phase-out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025;
- forte crescita di rinnovabili non programmabili, in particolare eolico e fotovoltaico;
- forte crescita dei sistemi di accumulo, sia idroelettrici che elettrochimici;
- diffusione di pompe di calore elettriche per il riscaldamento civile;
- diffusione di veicoli elettrici e avvio della mobilità a idrogeno pubblica e privata.



Auto elettriche: include BEV (Battery Electric Vehicle) e PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicles).
CNG: Compressed Natural Gas.

A bright yellow background featuring a large, white, stylized arch or bridge shape that spans across the top half of the image. The arch is composed of two thick, curved lines that meet at the top, forming a wide, open structure. In the center of the arch, the number '5.' is written in a white, sans-serif font.

5.

5. Struttura del report

Il documento è organizzato in 13 capitoli

- 1 Sommario
- 2 Indice delle figure
- 3 Indice delle tabelle
- 4 Executive summary

Successivamente al sommario (capitolo 1), agli indici di figure (capitolo 2) e tabelle (capitolo 3) si trova il capitolo 4 che riporta un Executive Summary dei contenuti del documento con un focus sui principali risultati del gruppo di lavoro.

5 Struttura del report

Il capitolo 5 consta di questa introduzione alla struttura del documento.

6 Contesto normativo e regolatorio

Il capitolo 6 riporta una panoramica del contesto regolatorio nazionale e internazionale alla base della definizione degli scenari evolutivi condivisi per i piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas.

7 Contesto energetico nazionale – situazione attuale e trend storici

Il capitolo 7 riporta il contesto energetico nazionale con particolare focus sui settori elettrico e gas. Viene riportata (a) l'evoluzione del contesto macroeconomico in termini di popolazione, PIL, Valore Aggiunto settoriale e delle commodities; (b) l'evoluzione dei consumi energetici e delle domande elettrica e gas; (c) l'evoluzione del settore elettrico in termini di capacità installata e generazione (d) il livello di raggiungimento dei target attualmente monitorati.

8 Processo di elaborazione degli scenari

Il capitolo 8 fornisce il dettaglio del processo di realizzazione degli scenari condivisi di lungo termine che include le fasi di definizione delle storyline, elaborazione della domanda e dell'offerta energetica e del raggiungimento dei target.

9 Input

Il capitolo 9 riporta gli input e le assunzioni considerate nelle attività di elaborazione degli scenari.

10 Output

Nel capitolo 10 sono riportati i risultati del processo di elaborazione degli scenari in termini di domanda, offerta, scambi di energia e raggiungimento dei target.

11 Definizioni

12 Bibliografia

13 Allegati

Completano il documento un elenco delle definizioni utilizzate (capitolo 11), una bibliografia (capitolo 12) e gli allegati (capitolo 13).

Contesto normativo e regolatorio

The image features a solid blue background with several thick, white, curved lines that sweep across the upper portion of the frame. These lines are arranged in a way that suggests a stylized arch or a partial circle. In the center of the image, the number '6.' is written in a white, sans-serif font.

6.

6. Contesto normativo e regolatorio

Il presente documento rappresenta il traguardo di un processo iniziato nel 2017 con le Deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas, con le quali l'Autorità ha previsto che Terna e Snam intraprendessero un percorso di coordinamento dello sviluppo degli scenari per i piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas a livello nazionale, parallelo e analogo a quello europeo.

In ottemperanza alle citate delibere, Terna e Snam hanno individuato e sottoposto all'Autorità, entro il 30 novembre 2017, un programma di lavoro per l'elaborazione di scenari congiunti e coordinati, da utilizzare come base per i Piani di Sviluppo 2020 della rete di trasmissione elettrica e di quella del trasporto gas.

Gli allegati A alle Delibere 627/16/R/eel (e s.m.i.) e 468/18/R/gas, recanti i requisiti minimi per la predisposizione dei Piani di Sviluppo rispettivamente della rete di trasmissione elettrica e della rete del trasporto del gas e per le analisi costi-benefici ad essi sottese, prevedono che Terna e SNAM debbano rendere pubblico il documento di descrizione degli scenari entro il 30 settembre di ciascun anno dispari¹.

Con riferimento ai requisiti definiti nelle delibere citate, il documento riporta i seguenti elementi:

- per il settore della trasmissione elettrica:
 - le ipotesi relative alla evoluzione macroeconomica e all'intensità elettrica (i.e. rapporto tra domanda elettrica e PIL) (cfr § 13.1.2.1);
 - la descrizione del fabbisogno energetico e della domanda di energia elettrica esistenti e su un orizzonte temporale di circa venti anni, la cui durata è definita in coerenza con l'orizzonte temporale degli scenari

utilizzati nel TYNDP di ENTSO-E (cfr § 10.1);

- la descrizione dell'offerta di energia elettrica esistente e prevista in Italia per tipo di fonte o combustibile, con una sezione dedicata all'evoluzione attesa delle fonti rinnovabili, nell'orizzonte temporale di cui al punto precedente) (cfr § 10.2);
- le ipotesi relative ai prezzi dei combustibili e della CO₂ (cfr § 9.1);
- la descrizione di domanda e offerta esistenti e previste nei sistemi interconnessi rilevanti ai fini delle valutazioni del Piano decennale nell'orizzonte temporale di cui al secondo punto, oppure opportuni riferimenti agli scenari utilizzati nel TYNDP di ENTSO-E; Allegato A - 6 - f) la quantificazione delle capacità di trasporto interzonali e delle capacità di interconnessione assunte negli anni oggetto di studio del Piano decennale, anche in considerazione delle prospettive di interconnessione e delle richieste di interconnessione mediante interconnector e mediante merchant lines (cfr § 9.3.1);
- le ipotesi riguardanti gli scambi di energia elettrica con sistemi esterni al perimetro dello studio (cfr cap. 9);
- l'analisi della coerenza degli scenari del Piano decennale con gli scenari utilizzati nel TYNDP di ENTSO-E e, nel caso di approcci o ipotesi differenti, la giustificazione di tali differenze (cfr cap. 9);
- l'analisi della coerenza degli scenari del Piano decennale con gli scenari utilizzati dall'impresa maggiore di trasporto nel piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale di cui all'articolo 16 del Decreto Legislativo n. 93/11 e, nel caso di approcci o ipotesi differenti, la giustificazione di tali differenze²;
- le risultanze di attività di pianificazione

¹ Articolo 4.2 dell'allegato A alla Delibera 627/16 e s.m.i. (per Terna). Articolo 6.1 della Delibera 468/2017/R/gas e articoli 4.1 lettera c) e 4.5 dell'Allegato A alla stessa Delibera (per Snam).

² Coerenza garantita dalla pubblicazione degli scenari congiunti.

energetica sia a livello comunitario sia a livello nazionale, di studi e di altre analisi che supportano le ipotesi assunte nel Piano decennale;

- i risultati delle simulazioni di mercato sui modelli di riferimento per ciascuno scenario e anno studio, in termini almeno di scambi previsti di energia elettrica con l'estero, di scambi previsti di energia elettrica tra zone della rete rilevante e di volumi di generazione per tipo di fonte o combustibile, tenuto conto del soddisfacimento del fabbisogno di energia e della copertura minima di servizi ancillari (cfr cap. 10);
- per il settore del trasporto del gas naturale:
 - la descrizione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi, definiti coerentemente con l'orizzonte temporale degli scenari considerato nel piano decennale di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP), tenendo conto dei piani di investimento per le reti degli altri Paesi, nonché dei piani di investimento per lo stoccaggio e per i terminali di rigassificazione del GNL (cfr § 10.2.2);
 - l'indicazione dei criteri utilizzati per l'elaborazione di tali scenari (cfr § 8.2);
 - la stima della domanda futura di consumi finali di gas, con indicazione dell'orizzonte temporale cui si riferisce, disaggregata per settore (civile, industriale, terziario, trasporti e termoelettrico) e con distinzione dei profili di stagionalità e dei periodi *peak* e *off-peak* (cfr § 10.1.1.3).

Interazione con gli stakeholder

Nell'ambito del processo di realizzazione del presente Documento di Descrizione degli Scenari edizione 2019, il primo coordinato tra Snam e Terna, sono stati svolti 3 workshop tematici di presentazione e condivisione con i principali stakeholders del settore energetico.

Il 24 luglio 2018 si è tenuto il primo workshop nel quale sono state presentate le storyline per gli scenari energetici di lungo termine in Italia. L'evento, organizzato da Snam e Terna, ha coinvolto numerosi stakeholders - tra cui attori istituzionali, operatori di settore e istituti di ricerca - invitati dalle due aziende presso la sede centrale di Snam.

Il workshop è stato suddiviso in due parti. Nella prima sessione le due aziende hanno presentato – nelle linee generali – il processo di costruzione degli scenari energetici in Italia e in Europa. Nella seconda, di carattere interattivo, i partecipanti, suddivisi in tre tavoli di lavoro, hanno discusso in modo approfondito con i rappresentanti di Snam e Terna il primo passo di tale processo: la costruzione delle storyline ovvero le ipotesi macro alla base di ciascuno scenario.

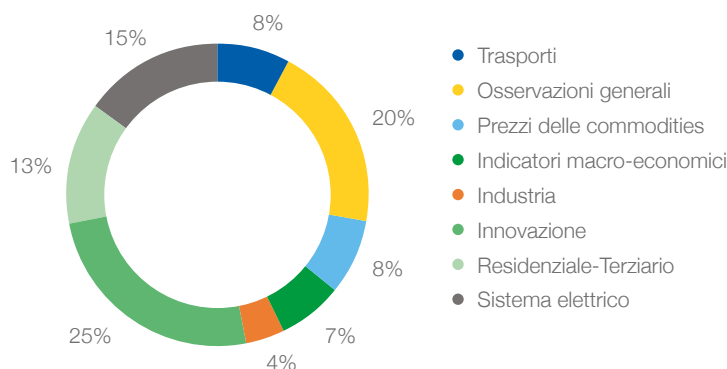
Il workshop ha consentito di raccogliere i riscontri e le osservazioni di circa 30 partecipanti, che hanno espresso apprezzamento per quanto svolto dalle due aziende e per l'impegno dimostrato nel coinvolgimento di attori esterni dalle fasi iniziali del progetto.

In particolare, Snam e Terna hanno raccolto diversi spunti e suggerimenti che hanno permesso di portare avanti il lavoro per la costruzione degli scenari: la maggior parte dei commenti è stata di carattere generale (per es. richiesta di maggiori dettagli/informazioni su alcuni input), di

impostazione del documento e esaustività/ completezza delle informazioni e la restante parte su dettagli settoriali, tecnologici e macroeconomici (per es. richiesta aumento

efficienza negli scenari di sviluppo, chiarire la relazione tra PIL e popolazione in ogni scenario) come rappresentato nel grafico seguente.

Composizione dei suggerimenti raccolti durante i workshop



Il 26 febbraio 2019 si è tenuto a Roma presso la sede di Terna il secondo workshop, volto a illustrare i risultati dell'esercizio di simulazione della domanda energetica degli usi finali fino al 2030, declinando le tre storyline presentate durante il primo workshop.

Nella prima parte del workshop, di carattere generale, è stato fornito un feedback rispetto alle osservazioni ricevute nel primo workshop, lo stato di avanzamento del processo nazionale ed europeo, la metodologia ed i modelli con cui saranno sviluppati gli scenari in coerenza con le storyline discusse nel primo workshop.

Nella seconda parte del workshop sono stati presentati i primi risultati degli scenari, in particolare si sono presentati i livelli di domanda elettrica, del gas e degli altri vettori energetici per lo scenario sviluppato con approccio bottom up "Business As Usual" (BAU) e per i due concepiti in ottica

top down, sviluppo "Centralized" (CEN) e sviluppo "Decentralized" (DEC).

Per ognuno dei tre scenari si è presentata una valutazione complessiva dei consumi finali al 2030, comprensivo del dettaglio settoriale e dei trend di diffusione di tecnologie low-carbon.

Il 26 luglio 2019 si è tenuto a Milano presso la sede Snam, il terzo e ultimo workshop nel quale sono stati presentati in dettaglio i risultati degli scenari congiunti per gli anni orizzonte 2025, 2030 e 2040. I principali spunti pervenuti hanno riguardato il ruolo del teleriscaldamento, del biometano e gas sintetici nel processo di decarbonizzazione, degli accumuli e delle interconnessioni elettriche.

La documentazione presentata, oltre a essere stata inviata a tutti gli stakeholder, è disponibile sui siti delle due società³.

³ Scenari Snam-Terna:

[Link Terna](#)

[Link Snam](#)

Contesto energetico
nazionale: situazione
attuale e trend storici



7.

7. Contesto energetico nazionale: situazione attuale e trend storici

Il presente capitolo fornisce una panoramica dell'evoluzione del sistema energetico italiano necessaria ad inquadrare correttamente la situazione energetica attuale, utilizzata come punto di partenza nella costruzione degli scenari previsionali. Il capitolo si articola in quattro paragrafi principali: nel primo viene fornita una descrizione dell'evoluzione delle principali variabili macro-economiche e delle commodities, insieme all'evoluzione della domanda energetica; il secondo descrive il sistema elettrico in termini di domanda, capacità installata e generazione; il terzo si concentra su domanda e offerta di gas naturale e l'ultimo fornisce l'attuale stato di avanzamento nel raggiungimento dei target di efficienza energetica, copertura dei consumi da fonti rinnovabili ed emissioni di gas climalteranti.

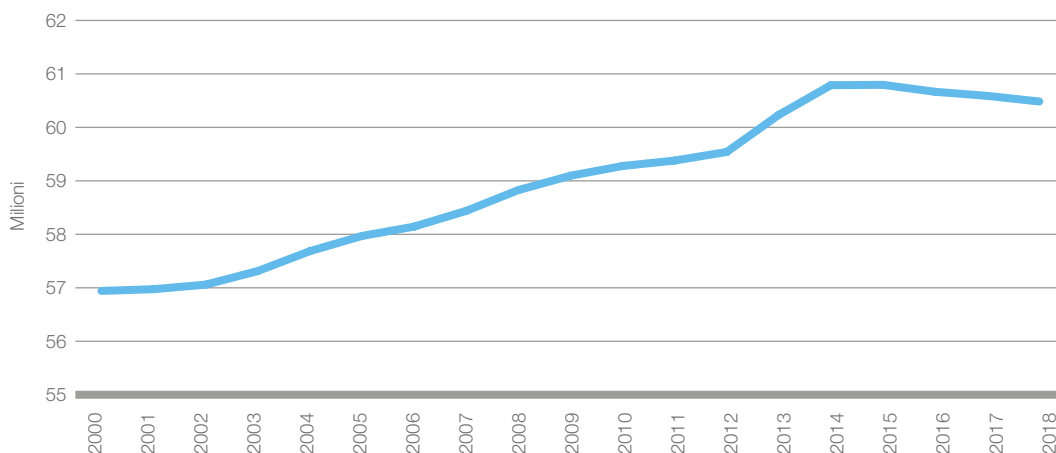
7.1 Evoluzione storica economico-energetica

7.1.1 Dinamica storica delle grandezze macroeconomiche

Per inquadrare in maniera esaustiva l'evoluzione della domanda di energia in Italia è opportuno partire dalle grandezze macroeconomiche che la influenzano in modo più diretto, in particolare popolazione e Prodotto Interno Lordo (PIL).

La popolazione italiana (Figura 5), dopo essere cresciuta costantemente nel primo decennio degli anni 2000 con un CAGR medio dello 0,4%, ha mostrato un appiattimento a cavallo degli anni della recessione del 2007, per poi crescere nuovamente tra 2013 e 2014 e decrescere lievemente tra il 2015 e 2018. La flessione riscontrata negli ultimi anni rappresenta la prima fase di declino demografico osservata in Italia negli ultimi 90 anni, dovuta, secondo quanto riscontrato dall'Istat, al crollo delle nascite osservato a partire dal 2008.

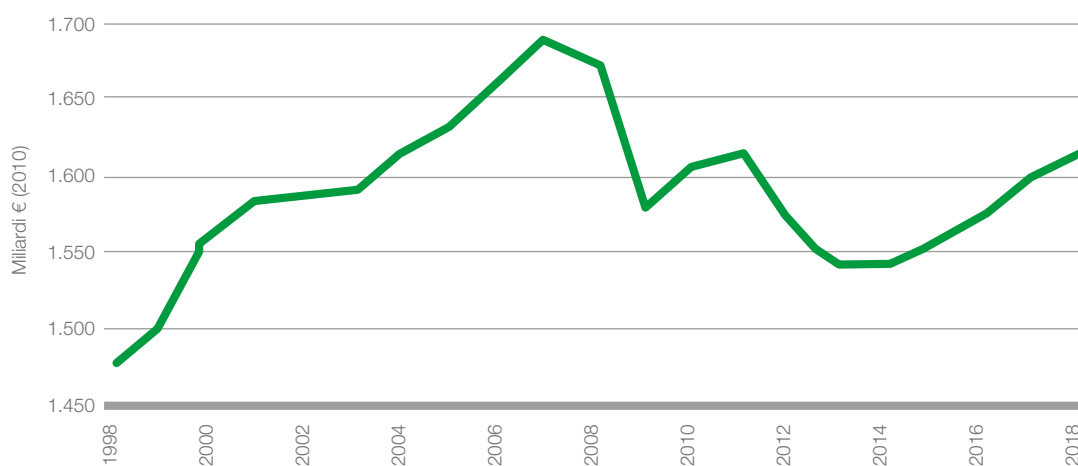
Figura 5 - Andamento della popolazione italiana (dati Istat definitivi e provvisori - popolazione residente al 31/12)



Riguardo al Prodotto Interno Lordo (Figura 6), dopo un periodo di progressiva crescita nei primi anni del nuovo millennio, culminato con il massimo storico del 2007, pari a 1.687 miliardi di euro, le conseguenze della grande recessione economica nel 2007 hanno provocato una netta decrescita, terminata nel 2013/2014 con il raggiungimento del valore minimo relativo di circa 1.541 miliardi di euro. In Italia, rispetto al resto dei paesi europei,

l'andamento del PIL ha mostrato negli anni della recente crisi economica un andamento *double dip*, caratterizzato da due periodi di forte declino a partire dal 2007 e nuovamente dal 2011. Il trend sembra essersi invertito dal 2014, anno in cui il PIL ha ricominciato a crescere timidamente. La crescita si è interrotta nel 2018, con gli ultimi due trimestri che hanno registrato una fase di recessione tecnica.

Figura 6 - Andamento del PIL italiano (dati Eurostat - valori concatenati, anno di riferimento 2010)



¹ Elaborazione su dati di valore aggiunto ai prezzi base (milioni di euro, valori concatenati, anno di riferimento 2010).

² Dati al 2019 provvisori.

Nella successiva Tabella 1 e con riferimento agli ultimi 20 anni, si riporta la dinamica storica di lungo termine della variazione del valore aggiunto (VA¹) settoriale, utilizzato come uno dei driver delle previsioni di domanda energetica. Come riportato, il settore terziario è strutturalmente il settore a maggior valore aggiunto nell'economia italiana, con quote

che passano dal 71% del 1999 al 74% del 2019. Il settore industriale, secondo per ordine di importanza, ha specularmente perduto quote dall'inizio alla fine del periodo di osservazione. Il fenomeno mostra tuttavia una tendenza alla saturazione: nell'ultimo decennio le quote del valore aggiunto settoriale di industria e terziario sull'economia si sono mantenute costanti.

Tabella 1 - Analisi dinamica del valore aggiunto da 1999 a 2019 (fonte Prometeia, Scenari per le economie locali banche dati - release 10.04.2019)

Settore	Struttura VA 1999 [%]	CAGR VA [%]	Struttura VA 2009 [%]	CAGR VA [%]	Struttura VA 2019 ² [%]
Industria	27%	-0,6%	24%	0,3%	24%
Terziario	71%	1,0%	74%	0,3%	74%
Domestico	-		-		-
Agricoltura	2%	-0,7%	2%	-0,1%	2%
Totale	100%	0,5%	100%	0,3%	100%

Per un confronto tra l'evoluzione del valore aggiunto settoriale e i consumi energetici settoriali si rimanda al § 13.1.1 negli allegati.

7.1.2 Commodities

L'Italia è carente di risorse energetiche primarie e dipende strutturalmente dall'importazione dall'estero. Permane il differenziale fra i prezzi delle commodities in Italia e nell'Unione Europea, ancorché si stia assistendo negli ultimi anni ad una tendenziale convergenza. In Figura 7 vengono riportati gli andamenti dei prezzi delle commodities per il periodo 2008-2018. In particolare, viene fornito il dettaglio del prezzo del petrolio (Brent), del carbone (Coal CIF ARA) e del gas naturale (Punto di Scambio Virtuale, PSV), dell'elettricità (Prezzo Unico Nazionale, PUN) e dell'anidride carbonica (EUA CO₂).

Così come le altre commodities, il prezzo del petrolio ha subito una forte contrazione conseguente alla crisi economica, raggiungendo il minimo nel 2009 a circa 60 \$/bbl con quotazioni giornaliere al di sotto dei 40\$/bbl. La risalita degli anni a seguire è sostanzialmente dovuta al taglio della produzione di greggio da parte dell'OPEC. A fine 2013-inizio 2014 l'espansione della produzione dello shale oil ha portato ad una condizione di eccesso di offerta rispetto alla domanda, con una conseguente contrazione del prezzo del greggio, che a gennaio 2016 ha toccato il minimo storico giornaliero di 26,88 \$/bbl. Nel 2018 il prezzo si è invece attestato a 71,3 \$/bbl.

Come si osserva in Figura 7, il prezzo del

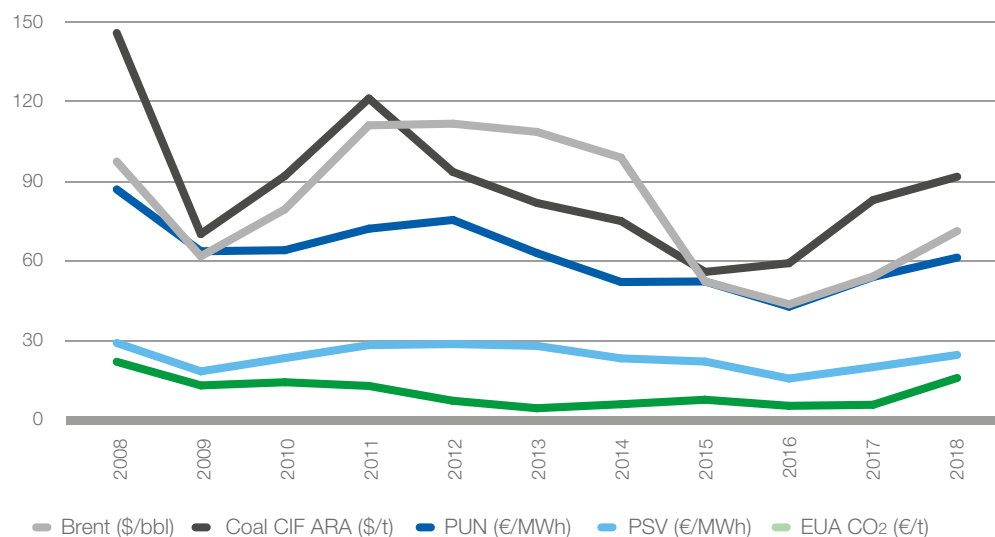
gas presenta una correlazione storica con il prezzo del petrolio dato che i contratti gas long-term sono indicizzati al prezzo del greggio. Negli ultimi anni, con lo spostamento del mercato gas sempre più verso quotazioni spot, questa correlazione è diminuita. Nel 2018 il prezzo gas è stato pari a 24,6 €/MWh.

Il prezzo dell'energia elettrica è strettamente legato al prezzo del gas naturale dato che quest'ultimo rappresenta la fonte marginale secondo il merit order delle fonti nel dispacciamento elettrico. Il PUN si attesta nel 2018 a 61,31 €/MWh.

Per quanto riguarda il prezzo del carbone, la Cina gioca un ruolo fondamentale in questo contesto; in quanto maggior produttore e maggior consumatore di carbone nell'ultimo periodo ha pesantemente influenzato il prezzo del carbone con tagli e incrementi della produzione in modo da mantenere un certo range di prezzo.

Diverso è il discorso del prezzo della CO₂ che, come si vede in Figura 7, risulta non correlato con l'andamento delle altre commodities. Il trend di prezzo dell'anidride carbonica è stato fortemente influenzato dal surplus di quote del sistema ETS, condizione che ha mantenuto dei livelli di prezzo insufficienti ad avvantaggiare il consumo di combustibili fossili più puliti, in questo caso il gas naturale. Gli interventi di market design per il riassorbimento delle quote in surplus hanno causato nel 2017 un incremento del prezzo fino a raggiungere i 15,9 €/t nel 2018.

Figura 7 – Andamento prezzi commodity (fonte Thomson Reuters, GME, ICIS, SendeCO₂)



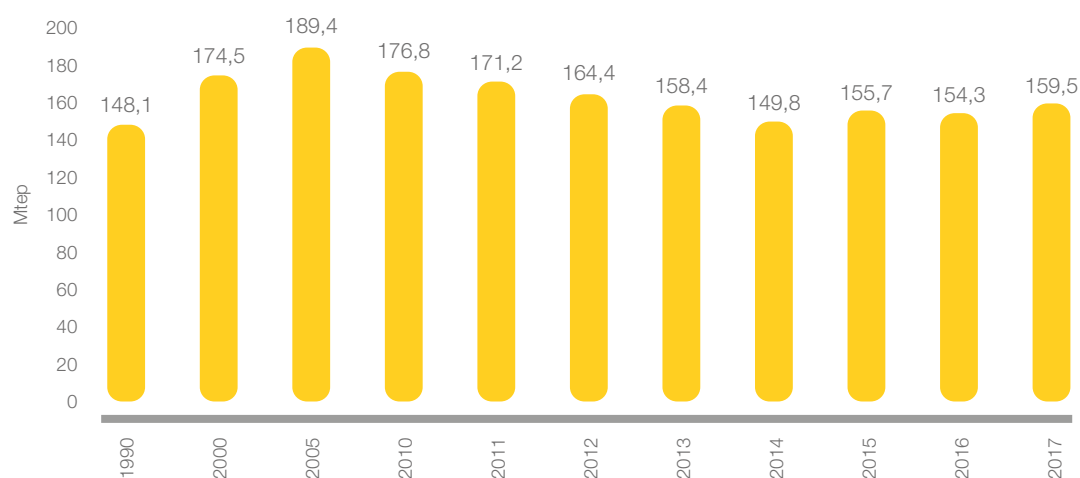
7.1.3 Consumi di energia

Il Consumo Interno Lordo di energia (CIL) è pari alla somma dei quantitativi di fonti primarie e secondarie importate e delle variazioni delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate⁴. Questa grandezza definisce pertanto quale sia la quantità di energia primaria necessaria per il soddisfacimento del fabbisogno energetico italiano, a monte delle varie trasformazioni energetiche.

In Figura 8 è riportata la serie storica dal 1990 al 2017 del consumo interno lordo di energia in Italia. È evidente un rapido incremento del CIL a partire dagli anni '90 fino al 2005, anno in cui si è raggiunto il massimo storico di 189,4 Mtep. Nel periodo successivo si evidenzia un andamento decrescente dei consumi in seguito alla grande crisi del 2008, fino ad un minimo nel 2014. Dal 2015 in poi il CIL si attesta attorno ai 150-160 Mtep.

⁴ Definizione Eurostat.

Figura 8 - Consumo interno lordo di energia (fonte Eurostat)



In Tabella 2 vengono mostrati i contributi delle principali fonti energetiche al consumo interno lordo dal 1990 al 2017. Il CIL mostra un andamento di fondo debolmente crescente nel periodo considerato (CAGR +0,3%) come media di anni di crescita e anni di crisi. In questo contesto, i solidi e i prodotti petroliferi

registrano un andamento decrescente (CAGR -2%), al contrario delle fonti rinnovabili (CAGR +6%) e del gas naturale (CAGR +2%). Il contributo dell'energia elettrica primaria (che, per definizione, include solo l'importazione netta dall'estero) è pressoché stazionario.

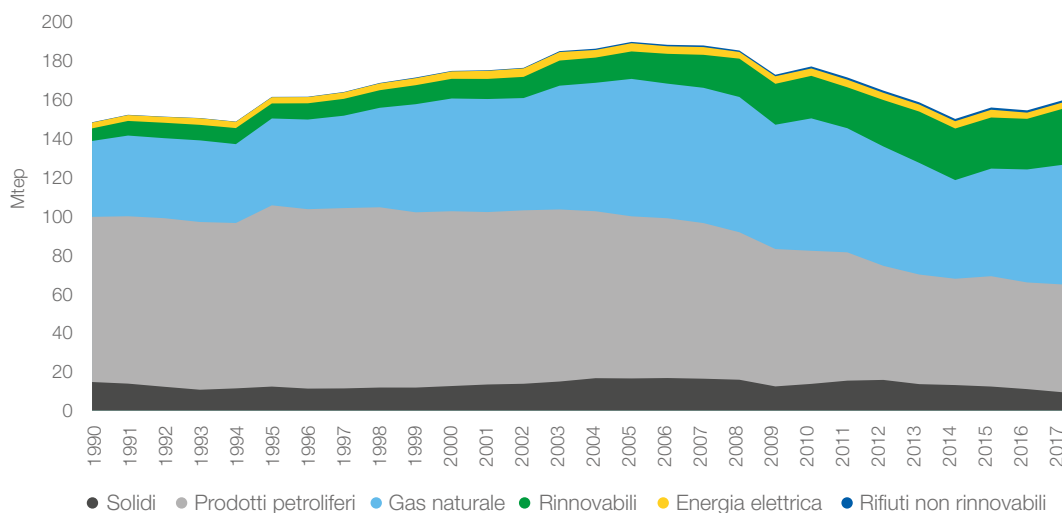
Tabella 2 - Consumo interno lordo di energia in Italia per fonte energetica (fonte Eurostat)

(Mtep)	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Solidi	14,6	12,6	16,5	13,7	15,3	15,7	13,5	13,1	12,3	11,0	9,3
Prodotti petroliferi	84,9	89,9	83,3	68,4	66,0	58,6	56,3	54,7	56,7	54,8	55,4
Gas naturale	39,0	57,9	70,7	68,1	63,8	61,4	57,4	50,7	55,3	58,1	61,5
Rinnovabili	6,5	10,1	14,1	21,9	21,0	23,9	26,4	26,5	26,3	26,0	28,8
Energia elettrica	3,0	3,8	4,2	3,8	3,9	3,7	3,6	3,8	4,0	3,2	3,2
Rifiuti non rinnovabili	0,2	0,3	0,7	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1
Consumo interno lordo	148,1	174,5	189,4	176,8	171,2	164,4	158,4	149,8	155,7	154,3	159,5

Nella Figura 9 sottostante, che mostra in forma grafica quanto espresso dalla Tabella 2, è maggiormente evidente il declino dei

prodotti petroliferi, contestualmente ad una crescita del gas naturale e delle fonti rinnovabili nei consumi di energia primaria.

Figura 9 - Consumo interno lordo di energia in Italia per fonte energetica (fonte Eurostat)



Sottraendo al consumo interno lordo di energia i consumi legati alle conversioni energetiche e agli usi non energetici si ottiene il consumo finale lordo di energia, definito come il totale dei prodotti energetici forniti all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca (ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione⁵). Rispetto al consumo interno lordo, questo indicatore misura dunque l'energia totale consumata dagli utenti finali: tiene conto dell'efficienza di conversione

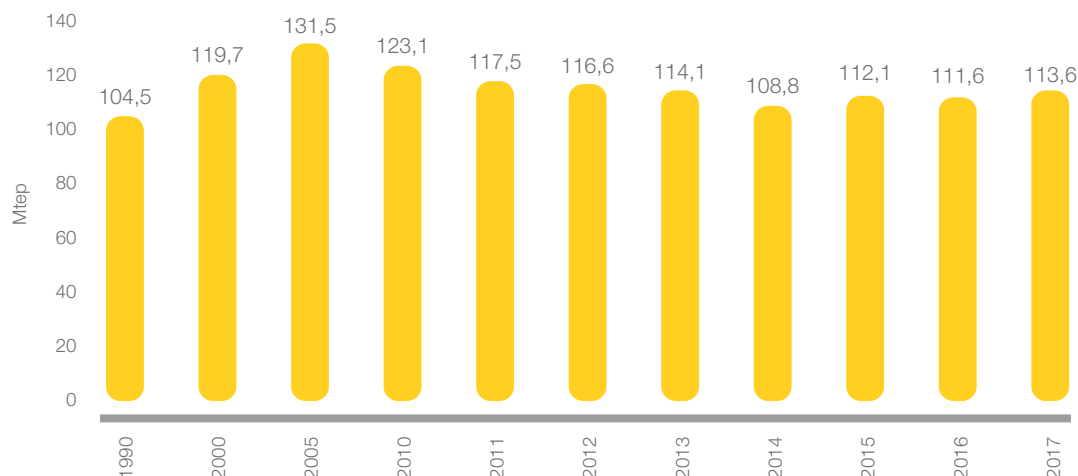
dell'energia primaria in energia per usi finali dopo le trasformazioni operate dal settore energetico, tra cui elettricità e calore, e dà contezza dell'efficienza energetica dell'economia nazionale.

La domanda di energia negli usi finali segue un andamento analogo all'andamento del consumo interno lordo. In Figura 10 è riportata la serie storica dal 1990 al 2017 del consumo finale di energia in Italia.

Anche per i consumi finali il 2005 rappresenta il massimo storico, pari a 131,5 Mtep.

Nel periodo successivo si evidenzia un andamento decrescente dei consumi in seguito alla grande crisi del 2008 e alla

Figura 10 - Consumo finale di energia (fonte Eurostat)



⁵ Direttiva 2009/28/CE, art. 2 Definizioni.

diffusione di meccanismi a favore delle misure di efficientamento energetico.

In Tabella 3 sono mostrati i consumi finali di energia in Italia e i contributi delle principali fonti dal 1990 al 2017. Il consumo finale di energia segue un andamento lievemente crescente (CAGR +0,3%). Tutti i combustibili fossili ad eccezione del gas naturale sono in calo (CAGR -6% per solidi e gas manifatturati

e -1% per i prodotti petroliferi) mentre gas naturale ed energia elettrica seguono lo stesso andamento crescente (CAGR +1,0%). La crescita più sostenuta è quella delle fonti rinnovabili che crescono con un CAGR pari al +10%. Infine, gli impieghi del calore crescono dal 2004 al 2017 con un CAGR +2% evidenziando il contributo crescente della cogenerazione sugli usi finali.

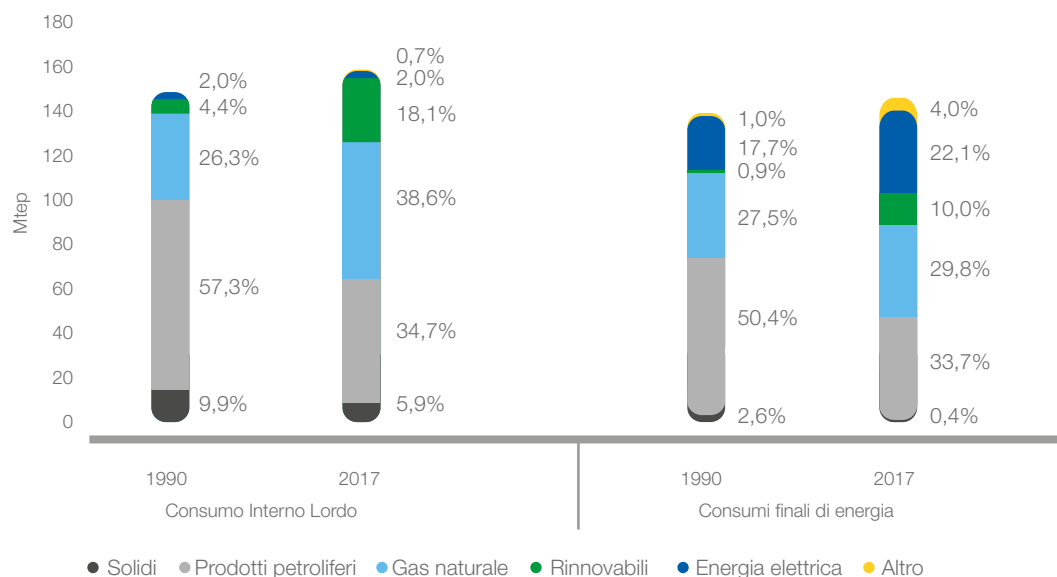
Tabella 3 - Consumo finale di energia in Italia per fonte energetica (fonte Eurostat)

(Mtep)	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Solidi	2,7	1,5	1,3	0,6	1,0	1,0	0,7	0,7	0,5	0,7	0,5
Prodotti petroliferi	52,7	55,0	56,0	45,6	45,1	42,1	40,8	41,2	41,2	40,5	38,3
Gas naturale	28,7	37,6	40,6	38,5	35,5	35,5	35,2	30,9	33,0	33,2	33,9
Rinnovabili	0,9	1,7	4,5	9,1	6,5	8,6	8,5	7,5	8,4	8,0	11,3
Energia elettrica	18,5	23,5	25,9	25,7	26,0	25,5	24,7	24,2	24,7	24,6	25,1
Rifiuti non rinnovabili	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Gas manifatturati	0,9	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2
Calore	0,0	0,0	3,1	3,3	3,2	3,4	3,7	3,7	3,9	4,0	4,1
Consumo finale energia	104,5	119,7	131,5	123,1	117,6	116,5	114,1	108,8	112,1	111,5	113,6

La seguente Figura 11 riassume quanto già riportato nella Tabella 2 e nella Tabella 3 proponendo il confronto del consumo interno

lordo e del consumo finale di energia tra il 1990 e il 2017.

Figura 11 - Struttura % delle fonti energetiche sul CIL e sui consumi finali (anni 1990 e 2017⁶ - elaborazione Terna su dati Eurostat)



⁶ Altro: comprende rifiuti non rinnovabili, gas manifatturati, calore.

Dal confronto si nota come nell'arco degli ultimi decenni i prodotti petroliferi abbiano perso il ruolo di fonte principale che rivestivano nel 1990, a vantaggio di un mix più verde, composto maggiormente da gas naturale e fonti rinnovabili, che hanno trovato sempre più spazio nella produzione di energia elettrica e termica. In particolare, la percentuale del gas naturale sul CIL passa dal 26,3% del 1990 al 38,6% del 2017; le rinnovabili passano dal 4,4% sul CIL nel 1990 al 18,1% nel 2017. Stabile al 2% la quota di energia elettrica primaria.

Per quanto riguarda i consumi finali gli incrementi più significativi sono stabiliti dalle fonti rinnovabili (da 0,9% a 10,0%) ed energia elettrica (da 17,7% a 22,1%). I consumi elettrici sono passati da 18,5 Mtep nel 1990 a 25,1 Mtep nel 2017.

7.2 Energia elettrica

7.2.1 Domanda elettrica

L'analisi della serie storica della domanda di energia elettrica dal 1960 al 2018 (Figura 12) evidenzia un lungo periodo di crescita piuttosto regolare, ad eccezione della fase corrispondente alle cosiddette "crisi energetiche", tra gli anni '70 e '80 dello scorso secolo, e culminato con i massimi relativi del biennio 2007-2008 (340 TWh), antecedente la crisi economica. Dal 2008 la domanda di elettricità ha subito una contrazione, attestandosi a valori medi intorno ai 320 TWh e a 321,4 TWh nel 2018, in aumento dello 0,3% rispetto al 2017.

Nella Figura 13 sono riportati gli andamenti dal 1986 al 2018 della domanda elettrica in Italia e del Prodotto Interno Lordo a prezzi costanti espressi con numeri indice con base 1980 pari a 100.

Figura 12 - Richiesta di energia elettrica in Italia dal 1960 (fonte Terna)

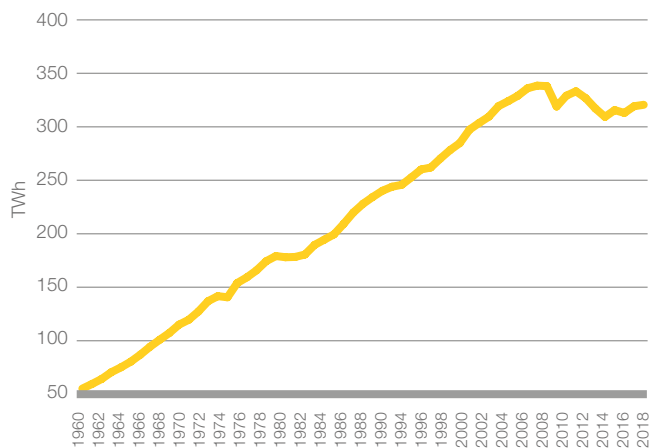
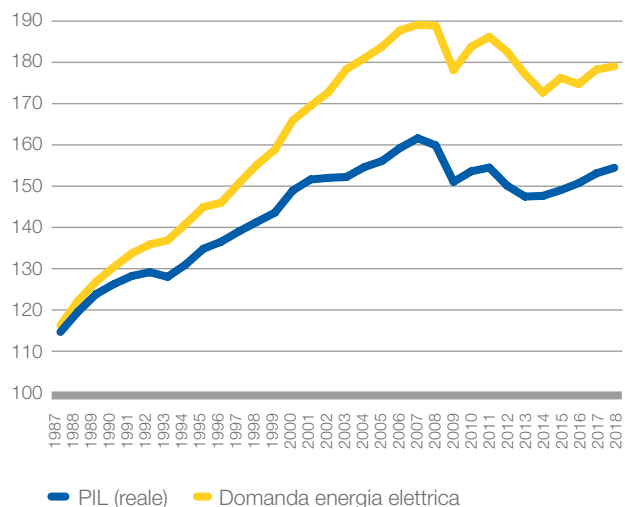


Figura 13 - Andamento indicizzato PIL e domanda elettrica in Italia dal 1987 (1980=100 - elaborazione Terna su dato Terna ed Eurostat)



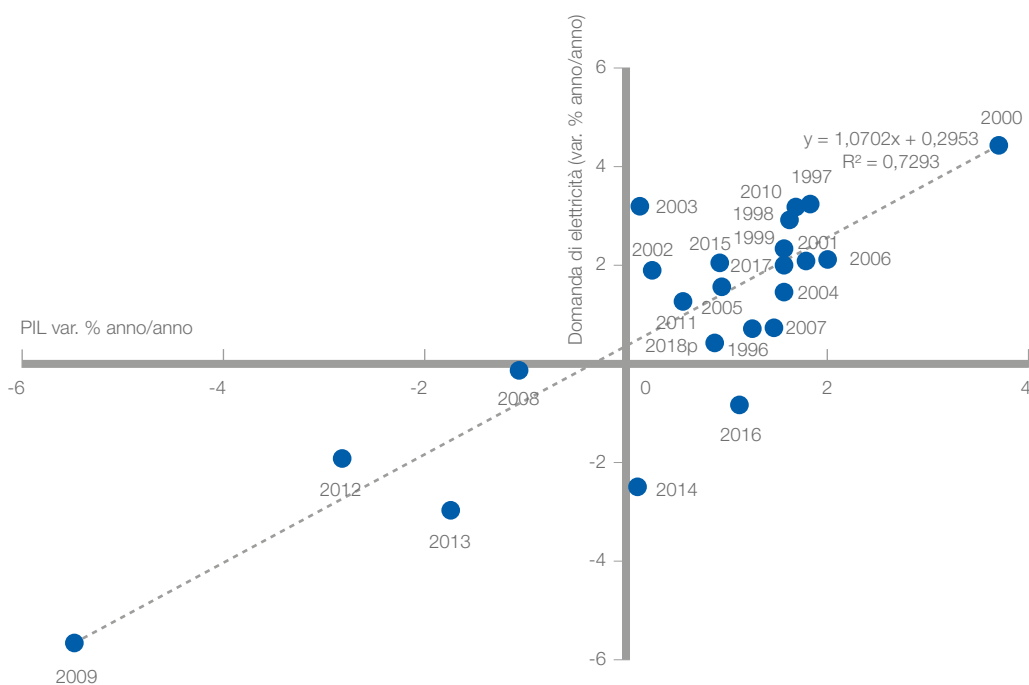
L'analisi del trend storico di queste grandezze evidenzia una marcata similitudine tra i profili della domanda elettrica e del PIL e, allo stesso tempo, una crescente divaricazione tra i due tracciati. Nel periodo dal 1980 al 2018, mentre la ricchezza prodotta espressa in termini di PIL aumenta di circa 55 punti percentuali, la domanda di energia elettrica cresce di circa 80 punti percentuali. In questo lungo periodo di tempo, la produzione di una unità di PIL ha comportato l'impiego di quantità di energia elettrica crescenti.

Molto interessante l'osservazione di un periodo più ristretto ma più recente. Utilizzando come anno base il 2010, mentre il PIL cresce dal 2010 al 2018 di 1

punto percentuale, la domanda elettrica fa rilevare una contrazione di 3 punti percentuali. In tempi più recenti sta quindi emergendo un'interessante inversione di tendenza rispetto all'andamento ante 2010, che si traduce in un disaccoppiamento della crescita dell'economia dall'andamento dell'input energetico, in questo caso energia elettrica; si manifesta cioè la tendenza al cd. *decoupling*.

Da un'ulteriore analisi della correlazione tra domanda elettrica e PIL (Figura 14), emerge come le dinamiche di variazione anno su anno della domanda siano connesse linearmente alle corrispondenti variazioni del PIL con una certa dispersione intorno alla retta di regressione ($R^2 = 0,73$).

Figura 14 - Correlazione tra domanda elettrica e PIL - variazione anno/anno 1996-2018



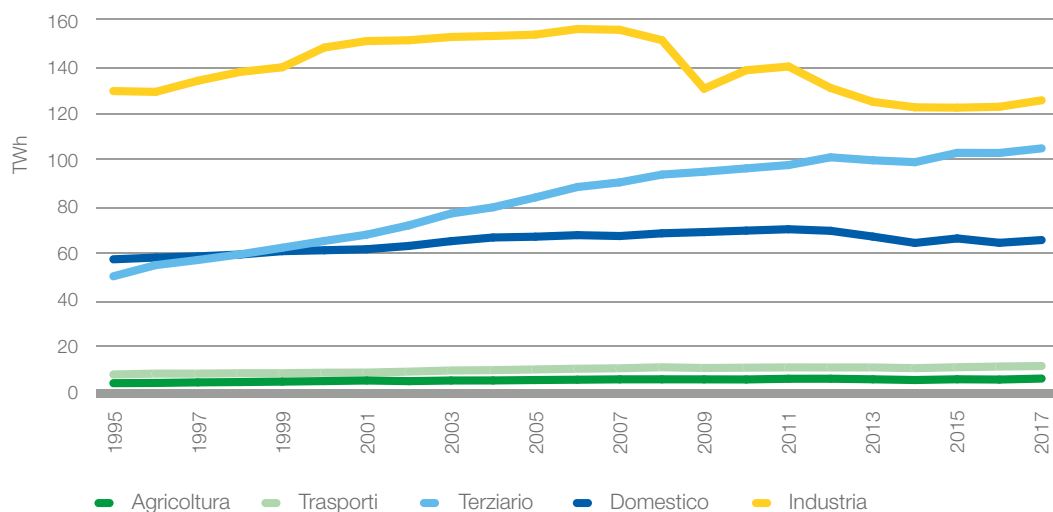
Sulla base delle considerazioni precedenti, si osserva che la relazione tra domanda elettrica ed economia non è storicamente costante. Per un approfondimento sull'evoluzione dell'intensità elettrica, data dal rapporto tra consumi e PIL, si rimanda agli allegati (cfr § 13.1.2.1).

Spostando il perimetro dell'analisi a livello settoriale, con riferimento ai dati storici definitivi nel periodo 1995-2018, l'analisi dell'andamento dei consumi di energia elettrica per i principali settori di attività (v. Figura 15) evidenzia alcuni aspetti di rilievo: (i) un riassetamento dei consumi

elettrici dell'industria su livelli inferiori dopo i massimi relativi del periodo 2001-2008; (ii) la perdurante fase di crescita di consumi del settore terziario, sia pure a ritmi più blandi

negli ultimi anni; (iii) l'apporto molto stabile nel tempo, dei consumi elettrici domestici, nei trasporti e in agricoltura.

Figura 15 - Consumi settoriali di energia elettrica (TWh - elaborazione Terna)

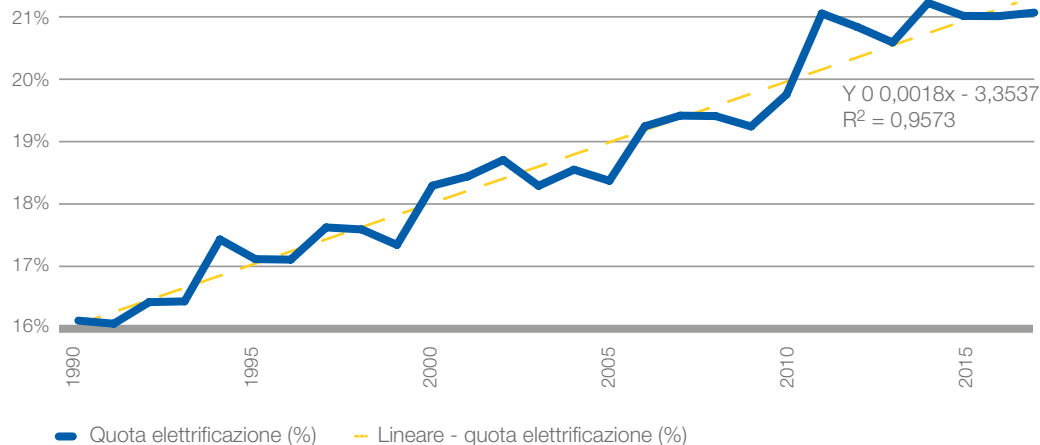


Il calo dei consumi energetici nel settore industriale trova una spiegazione in primo luogo nella crisi economica del 2008 e, in misura minore, nelle pratiche di efficientamento energetico implementate nell'ultimo decennio. Questi fenomeni hanno affiancato il trend già osservato in Tabella 1 riguardante il passaggio da un sistema in cui il settore industriale giocava un ruolo preponderante a uno in cui il settore terziario sta acquisendo un peso specifico sempre maggiore.

7.2.1.1 FOCUS: elettrificazione del settore energetico

Come anticipato nel paragrafo precedente, dopo un periodo di costante crescita della produzione lorda e dei consumi elettrici, in particolare negli anni '90 e nei primi anni 2000, dal 2007 si è osservato un andamento caratterizzato da ampie oscillazioni con una tendenza al ribasso. Il grafico in Figura 16 mostra tuttavia che la quota dei consumi di energia elettrica sui consumi finali ha mantenuto un trend crescente nell'intervallo considerato, a dimostrazione del maggiore utilizzo del vettore elettrico anche in un momento di contrazione dei consumi energetici complessivi. Un fattore importante che ha contribuito all'elettrificazione dei consumi è la crescita della domanda energetica di raffreddamento, coperta quasi interamente dall'elettricità.

Figura 16 - Andamento della quota di consumi di energia elettrica sui consumi finali di energia (elaborazione Terna su dati Eurostat)

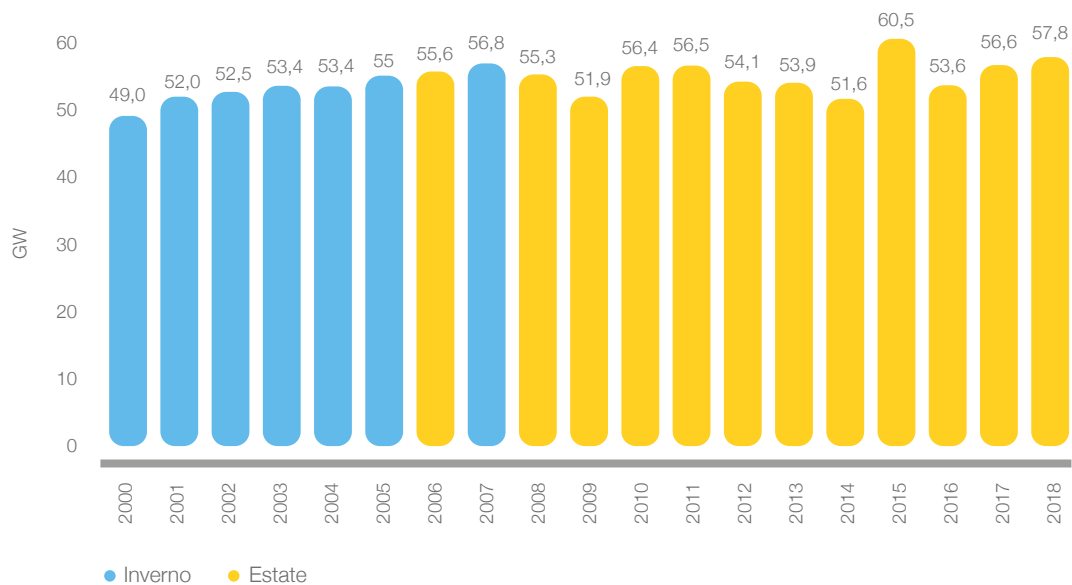


7.2.1.2 Picco di domanda elettrica

La seguente Figura 17 riporta i valori della punta massima annuale di carico elettrico tra

il 2000 e il 2018. Il record del picco di domanda si è verificato alle ore 15 del 22 luglio 2015, con il raggiungimento di 60,5 GW.

Figura 17 - Punta massima della domanda elettrica dal 2000 (dati Terna)



In Italia fino al 2005 la punta si verificava tradizionalmente nel mese di dicembre. Dopo lo switch stagionale del picco di domanda elettrica, avvenuto tra il 2005 e il 2008, a partire dal 2009 la punta si è verificata stabilmente nei mesi estivi di giugno e

soprattutto di luglio. Lo switch è riconducibile principalmente al fattore climatico poiché, di pari passo con il crescere delle temperature estive (cfr allegato 13.1.2) degli ultimi anni, si è ricorso ad un sempre maggiore utilizzo degli impianti di climatizzazione estiva.

7.2.2 Capacità elettrica installata

7.2.2.1 Capacità termoelettrica

Come riportato in Figura 18, la capacità installata termoelettrica in Italia ha subito importanti cambiamenti tra il 2000 e il 2018. A fronte di un aumento complessivo di circa 10 GW nell'intervallo considerato, si nota un aumento degli impianti che utilizzano gas come combustibile, a discapito principalmente degli impianti ad olio combustibile e ad altri prodotti petroliferi. Il gas naturale, dopo la forte crescita di capacità installata tra il 2003 e il 2013, si conferma nel 2018 la fonte più

utilizzata nella generazione termoelettrica, coprendo il 73% della potenza installata. Il carbone, ancorché se ne preveda il *phase-out* per il 2025, costituisce tuttora una fonte importante, con una capacità installata al 2018 pari a 7,9 GW.

Come riportato in Figura 19, il decennio 2003-2012 è stato caratterizzato da una crescita progressiva della capacità termoelettrica a gas di circa 30 GW, con un forte sviluppo dei cicli combinati e, in misura minore, dal contemporaneo ridimensionamento degli impianti a condensazione.

Figura 18 - Suddivisione per fonte del parco termoelettrico, in termini di potenza efficiente lorda (dati Terna)

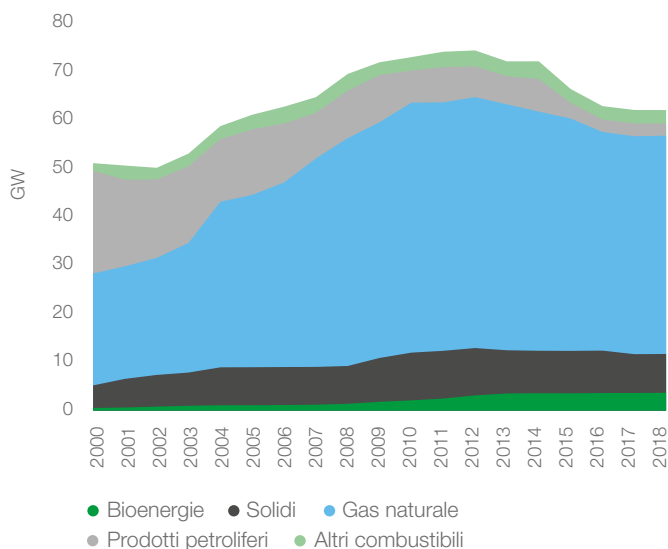
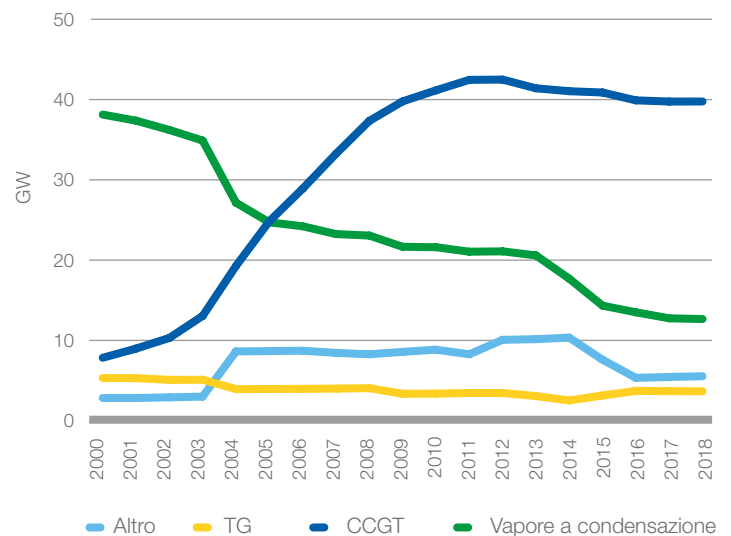


Figura 19 - Capacità termoelettrica installata per tecnologia in termini di potenza efficiente netta (dati Terna)



Negli ultimi anni, invece, lo scenario del sistema elettrico nazionale è stato "rivoluzionato" da dinamiche, tuttora in corso, che hanno provocato una contrazione della capacità termoelettrica complessiva. Calo dei consumi e crescita esponenziale delle fonti rinnovabili non programmabili hanno influenzato la sostenibilità economica di

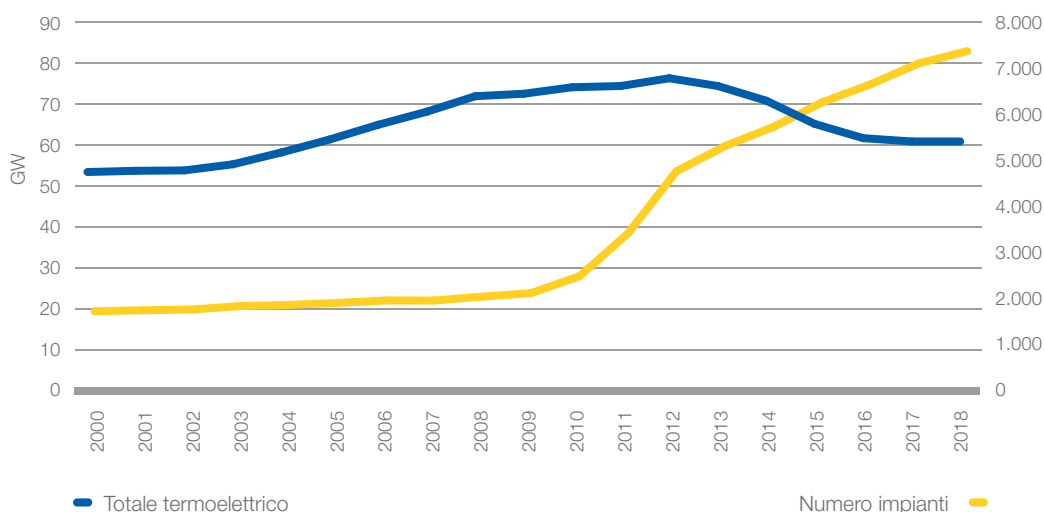
alcuni impianti termoelettrici (soprattutto quelli ad olio combustibile) e hanno portato alla loro dismissione. La diminuzione della capacità termoelettrica ha coinvolto principalmente gli impianti a condensazione e, in misura minore, i turbogas, le altre tecnologie termiche e i cicli combinati.

Infine, dalla Figura 20 risulta evidente come la continua crescita in termini di numerosità di impianti termoelettrici non sia compensata in termini di potenza installata, a causa di una capacità media sempre più contenuta.

Questo aspetto trova spiegazione nel processo di dismissione degli impianti termoelettrici definiti "rilevanti": per i soli impianti rilevanti, dal 2012 (anno di punta

della potenza termoelettrica installata) al 2016, la potenza si è ridotta di oltre 14 GW, di cui 4 GW solo nel 2016⁶. Inoltre, a partire dalla promulgazione del Terzo Conto Energia (2010-2011) si è assistito fino al 2018 all'entrata in esercizio di oltre 2.500 impianti⁷ a biomasse, contraddistinti da una potenza media molto contenuta (circa 1,4 MW nel 2018).

Figura 20 - Capacità termoelettrica totale installata in termini di potenza efficiente netta vs numero di impianti (dati Terna)



7.2.2.2 Capacità FER

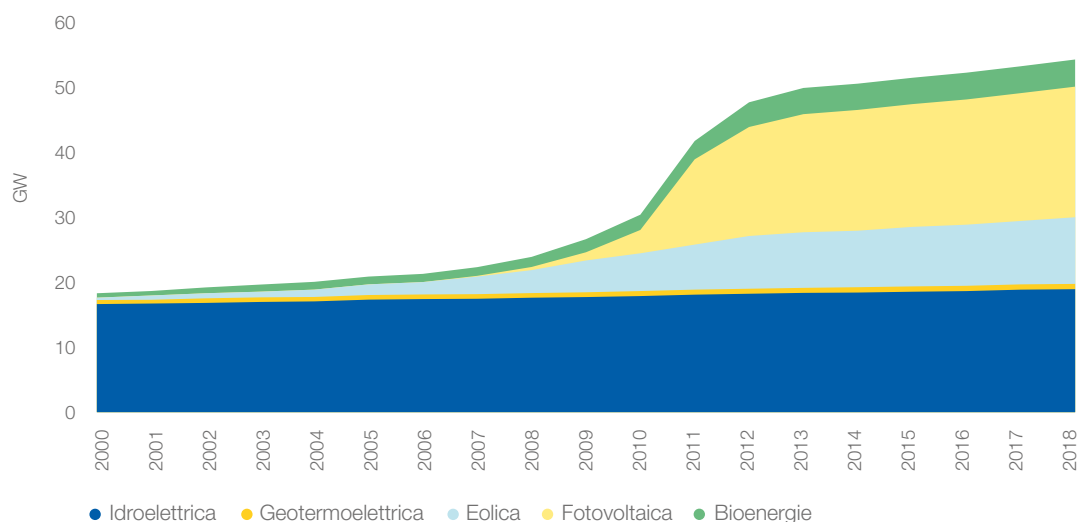
In Figura 21 è illustrato il trend evolutivo della potenza efficiente lorda installata degli impianti di generazione elettrica a fonte rinnovabile. Dal grafico spicca come negli anni tra il 2009 e il 2013 i "nuovi" settori rinnovabili (eolico, fotovoltaico e bioenergie) abbiano segnato una crescita

eccezionale, con un picco nel 2011, grazie soprattutto ad un quadro legislativo fortemente orientato all'incentivazione. Dal 2014, con il progressivo venir meno delle misure incentivanti più favorevoli e con il superamento nel 2015 dell'obiettivo europeo di copertura del fabbisogno da rinnovabile, il tasso di crescita si è stabilizzato su livelli più contenuti.

⁶ Analisi dei dati elettrici 2016, Terna.

⁷ Dati Terna.

Figura 21 - Evoluzione della capacità installata delle fonti rinnovabili
- potenza efficiente lorda (dati Terna)



Per quanto riguarda il contributo delle singole fonti rinnovabili, si conferma il primato del fotovoltaico, che già nel 2014 aveva superato per capacità installata l'idroelettrico rinnovabile⁸. La recente approvazione del Decreto FER1, che prevede l'incentivazione di risorse rinnovabili tramite meccanismi di iscrizione a registri e aste per circa 8 GW, dovrebbe portare a una nuova impennata del tasso di crescita annuale, favorendo il raggiungimento dei target 2030 espressi nel PNIEC.

7.2.3 Sistemi di accumulo - impianti idroelettrici di pompaggio

L'attività di storage per il settore elettrico è storicamente demandata agli impianti idroelettrici di pompaggio. Nella seguente Tabella 4 sono riportate le capacità installate di pompaggio in Italia e la produzione ottenuta da tali impianti, includendo gli impianti di pompaggio cd. puro e misto⁹, nel 2000, 2007 e nel 2017.

Tabella 4 - Impianti di pompaggio in Italia: capacità installata e produzione 2000-2017 (dati Terna)

	2000	2007	2017	Variazione % 2017/2000
Potenza efficiente lorda di impianti di pompaggio in Italia (MW)	7.063,1	7.659,1	7.394,0	4,7%
Produzione lorda (GWh)	6.563,9	5.626,8	1.797,6	-72,6%
Ore equivalenti di funzionamento (h)	929	735	243	-73,4%

⁸ i.e. al netto degli impianti di pompaggio.

⁹ Per le definizioni e la serie di dati si rimanda a Terna, Dati statistici (aa. vv.).

Nel periodo 2000-2017, a fronte di un incremento della potenza efficiente lorda degli impianti installati, si è registrata una rilevante riduzione della produzione associata. In particolare, nel 2017 le ore equivalenti di funzionamento degli impianti si sono ridotte ad un quarto di quanto rilevato nel 2000.

La produzione di energia elettrica di questi impianti è diminuita in ragione del calo del differenziale di prezzo tra ore del giorno e della notte (ovvero tra ore di picco e ore fuori picco). Tipicamente la produzione da pompaggio è conveniente solo se il prezzo di vendita è superiore di 1,4 volte al costo di acquisto; conseguentemente ruolo e presenza di questi impianti sul mercato energia. Ciò nondimeno questi impianti costituiscono una risorsa strategica per il sistema elettrico nazionale, stante la capacità di fornire servizi pregiati di regolazione di frequenza e tensione e quindi di poter contribuire significativamente in termini di adeguatezza, qualità e sicurezza ed assumeranno una rilevanza sempre maggiore in considerazione della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili.

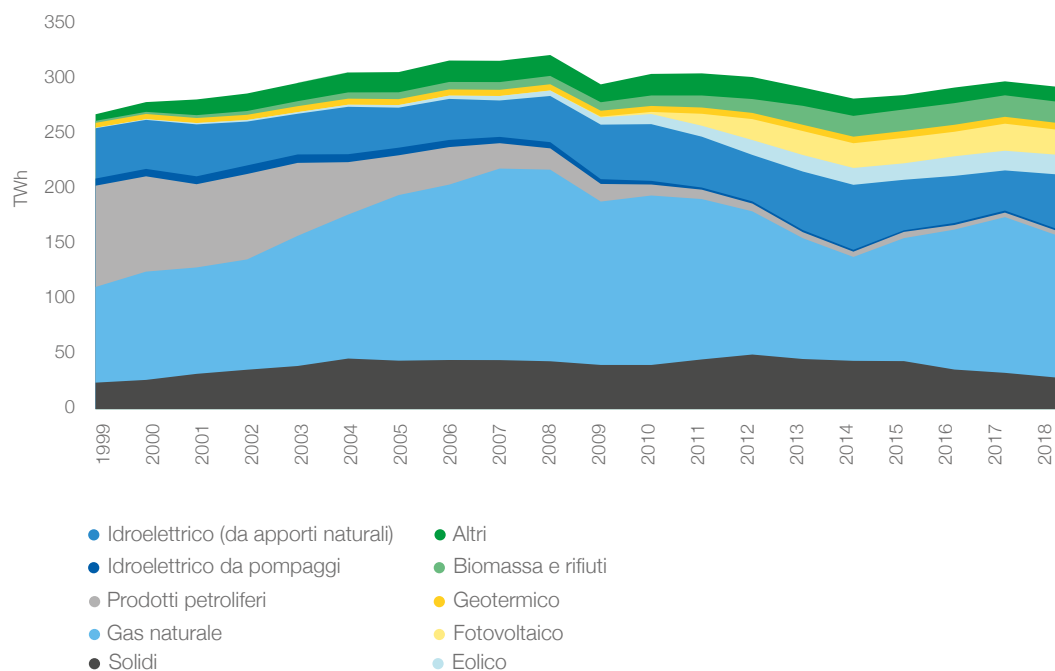
7.2.4 Generazione elettrica

Il grafico in Figura 22 riporta l'evoluzione della generazione elettrica lorda tra il 1999 e

il 2018. Come per l'evoluzione della capacità installata, si osservano tre momenti di forte variazione del mix di generazione. Tra il 2002 e il 2008, in corrispondenza della crescita dell'istallato di impianti CCGT, grazie al decreto "sblocca centrali", la produzione di energia elettrica da gas naturale è aumentata di circa il 75%, a discapito della produzione da prodotti petroliferi (ridotta anch'essa del 75%), sfavorita dall'effetto combinato dell'aumento dell'efficienza dei cicli combinati rispetto alle caldaie tradizionali, dell'aumento del prezzo del petrolio e dell'avvento di politiche mirate alla riduzione di emissioni inquinanti.

Pur mantenendo il primato sugli altri combustibili, dal 2009 al 2014 la produzione elettrica da gas naturale ha mostrato un calo, raggiungendo il minimo nel 2014, dovuto all'effetto combinato della riduzione della domanda elettrica e all'ingresso della produzione da fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico e biomasse). Infine, gli anni tra il 2015 e il 2018 mostrano una stabilizzazione della generazione rinnovabile, dovuta alla diminuzione del tasso di nuova capacità installata e all'aumento della produzione da impianti termoelettrici a gas, a compensare le oscillazioni della generazione idroelettrica e delle importazioni. Focalizzandoci sulle sole fonti rinnovabili

Figura 22 - Andamento cumulativo della generazione elettrica lorda per fonte¹⁰ (dati Terna)



¹⁰ Altri comprende: gas derivati, altri combustibili solidi e gassosi, recupero di calore e espansione di gas compresso.

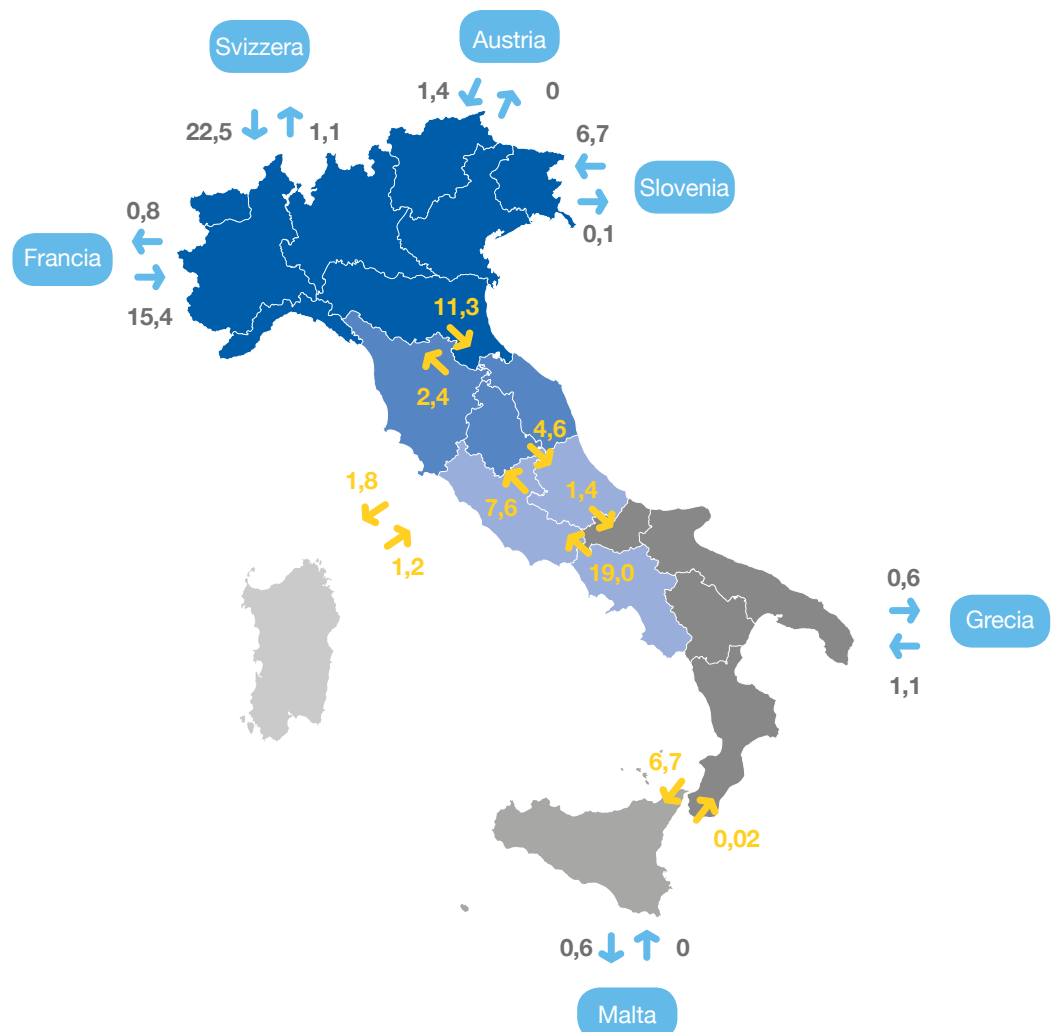
si evidenzia come, per merito del rilevante aumento di capacità installata fotovoltaica e, in misura minore, eolica, a partire dal Secondo Conto Energia del 2007, la produzione da fonti rinnovabili sia più che raddoppiata nell'ultima decade, raggiungendo un picco di 120,7 TWh nel 2014. Il calo della produzione rinnovabile negli ultimi anni si giustifica principalmente con il calo della produzione idroelettrica, che proprio nel 2017 ha registrato la produzione minima dal 1997. In questi ultimi anni di scarsa produzione idrica (anni climatici particolarmente poco piovosi) si è verificata una contestuale stabilizzazione

della capacità installata delle fonti rinnovabili non programmabili, con conseguente assestamento della produzione elettrica attorno ai valori registrati nel 2014.

7.2.5 Flussi elettrici interzonali e con l'estero

In Figura 23 sono evidenziati i flussi di energia elettrica scambiati a livello interzonale e con l'estero nel 2018. Nel 2017 il nuovo collegamento 380 kV tra Sicilia e Calabria ha assicurato una maggiore capacità di esportazione dal Continente verso la Sicilia con uno scambio netto pari a 6,7 TWh.

Figura 23 - Scambi interzonali e interconnessioni con l'estero per l'anno 2018 (dati Terna - TWh)



La Tabella 5 seguente dà contezza degli scambi fisici di elettricità sulle interconnessioni con l'estero tra il 2015 e il 2018.

Tabella 5 - Andamento storico dei valori di import ed export di energia elettrica in Italia (dati Terna)

	Import (TWh)													
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Francia	14,6	14,9	15,3	13,0	11,9	11,7	14,3	12,6	12,5	15,5	16,3	14,0	13,7	15,4
Svizzera	25,5	23,9	28,9	24,2	25,0	23,2	25,6	25,3	23,3	24,4	26,2	21,0	21,6	22,5
Austria	1,5	1,4	1,4	1,4	1,2	1,3	1,1	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,4
Slovenia	8,0	5,4	3,2	4,7	6,8	7,5	4,8	3,8	5,3	5,2	6,2	6,5	5,9	6,7
Grecia	0,7	0,9	0,2	0,2	2,2	2,3	1,7	2,5	1,6	0,1	0,6	0,3	0,3	1,1
Malta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale	50,3	46,6	48,9	43,4	47,1	46,0	47,5	45,4	44,3	46,7	50,8	43,2	42,9	47,2

	Export (TWh)													
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Francia	0,7	0,7	1,2	1,2	1,2	1,1	1,0	1,2	0,9	0,7	0,8	1,0	1,1	0,8
Svizzera	0,1	0,4	0,1	0,4	0,5	0,5	0,4	0,6	1,1	0,8	0,8	1,3	1,3	1,1
Austria	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
Slovenia	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
Grecia	0,3	0,5	1,1	1,8	0,3	0,1	0,3	0,3	0,1	1,3	1,7	2,0	1,6	0,6
Malta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,0	1,5	0,9	0,6
Totale	1,1	1,6	2,6	3,4	2,1	1,8	1,8	2,3	2,2	3,0	4,5	6,2	5,1	3,3

La quantità di elettricità importata dall'estero si conferma una quota importante sul fabbisogno elettrico, coprendolo per il 14,7% nel 2018. Oltre l'80% dell'elettricità importata proviene da Francia e Svizzera (paese di transito per l'elettricità tedesca). In termini

scenaristici è dunque di primaria importanza monitorare le politiche energetiche dei paesi di frontiera, in particolare quelle inerenti il decommissioning del carbone in Germania e il progressivo *phase-out* del nucleare in Francia.

7.3 Gas naturale

7.3.1 Domanda di gas naturale

L'evoluzione della domanda storica di gas naturale nel periodo 2000-2018 alterna periodi di crescita a periodi di contrazione. I primi anni sono caratterizzati da un trend di crescita, culminato nel 2005 con la domanda massima registrata, pari a 86,3 miliardi m³.

Negli anni successivi, tra il 2006 e il 2014, si assiste ad una progressiva contrazione della domanda, sia per gli effetti della profonda crisi economica che ha investito il paese dal 2008, sia per la sempre maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto nella generazione elettrica. Dopo il minimo storico del 2014, i consumi di gas naturale segnano una ripresa, e si attestano negli ultimi anni stabilmente sopra i 70 miliardi m³. La domanda di gas naturale viene dettagliata nella seguente Tabella 6 per i diversi settori di consumo.

Tabella 6 - Andamento della domanda di gas naturale nei diversi settori (dati MiSE – DGERM)

(Miliardi m ³)	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Civile	25,09	32,15	33,91	30,82	31,00	31,09	25,66	28,97	28,86	29,19	28,76
Industria	20,30	20,57	15,65	15,47	14,99	14,81	14,50	14,01	14,54	15,27	15,43
Agricoltura	0,14	0,21	0,17	0,16	0,16	0,16	0,15	0,17	0,16	0,17	0,16
Trasporti	0,40	0,47	0,85	0,88	0,92	0,99	1,05	1,10	1,09	1,05	1,05
Usi non energetici	1,19	1,21	0,69	0,52	0,57	0,55	0,62	0,70	0,80	0,80	0,75
Termoelettrico	22,82	30,65	30,06	28,21	25,29	20,60	17,89	20,62	23,43	26,17	24,19
Consumi e perdite	0,80	1,01	1,77	1,85	1,98	1,87	2,04	1,96	2,03	2,50	2,33
Totale domanda gas naturale	70,7	86,3	83,1	77,9	74,9	70,1	61,9	67,5	70,9	75,2	72,7

Il principale settore di destinazione del gas naturale è il settore civile, che include domestico e terziario e ad oggi rappresenta circa il 40% dei consumi di gas naturale. I consumi nel settore civile seguono un andamento crescente fino al 2010, principalmente a causa della progressiva sostituzione degli impianti di riscaldamento a gasolio con impianti a gas ed al massiccio passaggio da riscaldamento centralizzato a riscaldamento autonomo. Nel periodo successivo la domanda di gas nel settore subisce una leggera contrazione, dovuta in particolare alla penetrazione delle rinnovabili nel settore del riscaldamento (stufe a pellet e caldaie a biomassa), stabilizzandosi negli ultimi anni intorno ai 29 miliardi m³ di gas. Si noti che il 2014, che mostra consumi

particolarmente ridotti, è rappresentativo di un'anomalia climatica, con una temperatura media invernale decisamente mite, più alta rispetto alla media di circa 2,5°C.

Il settore industriale, che con circa 15,5 miliardi m³ contribuisce attualmente a circa il 21% del totale dei consumi di gas naturale in Italia, è stato fortemente impattato dalla pesante crisi economica innescatasi nel 2008, ed è passato dai circa 20,5 miliardi m³ del 2005 ad un consumo di circa 15 miliardi m³ sostanzialmente stabile dopo il 2010.

Tra i settori minori, la crescita maggiore si registra nel settore dei trasporti, che tra il 2003 e il 2018 è circa triplicato grazie alla diffusione dei punti di rifornimento

(attualmente in Italia sono circa 1200), associata alla crescente immatricolazione di veicoli a CNG/H₂.

I settori dell'agricoltura e degli usi non energetici rimangono settori marginali, i cui consumi sono influenzati rispettivamente dalla diffusione della coltivazione in serra e dalla ottimizzazione dei processi di produzione di fertilizzanti.

Con riferimento al settore consumi e perdite, si sottolinea come oltre ai consumi del sistema gas, ivi inclusi i consumi di upstream e di trasporto, si considerino anche i consumi di gas naturale nel settore della raffinazione.

Un'attenzione particolare va posta al settore termoelettrico che viene analizzato nel § 7.3.1.1 seguente.

7.3.1.1 FOCUS: consumi di gas naturale nella generazione elettrica

I consumi di gas naturale nella generazione elettrica coprono circa il 35% dei consumi complessivi di gas naturale. L'andamento storico dei consumi di questo settore è strettamente correlato con l'incremento di capacità installata di impianti a gas, in particolare di cicli combinati. La crescita di circa 35 GW osservata nel decennio 2000-2010 ha infatti determinato un aumento dei

consumi di settore fino al massimo storico di 34,3 miliardi m³ registrato nel 2007 (Figura 24).

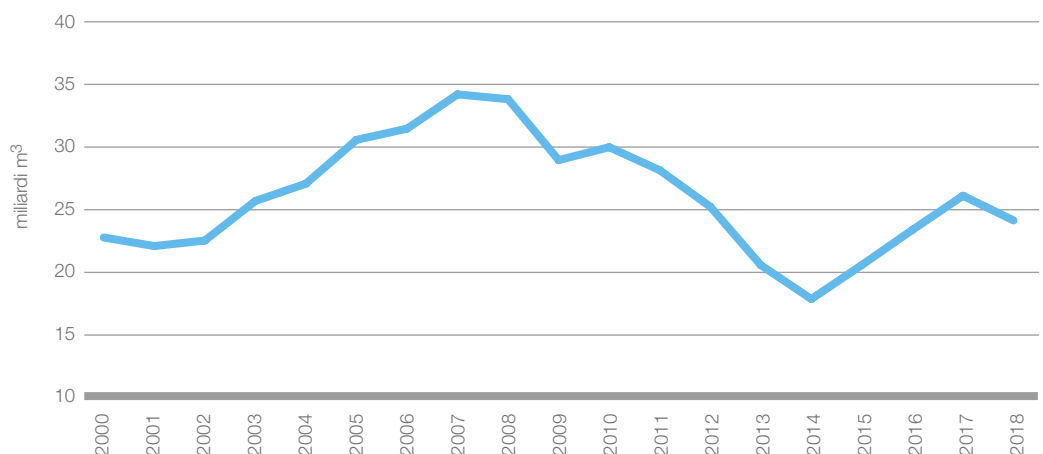
Tuttavia, il calo della domanda elettrica, causato dagli effetti della grande recessione, e la crescita della produzione rinnovabile, in particolare della capacità eolica e fotovoltaica, realizzata grazie alle politiche di incentivazioni ad inizio decennio, hanno portato alla successiva contrazione della domanda termoelettrica di gas naturale fino al minimo storico del 2014. Alla contrazione è seguita poi, nel periodo 2014-2017, una nuova fase di crescita, spinta dalla minor produzione idroelettrica (dopo il massimo storico registrato 2014) e del calo dell'import per l'indisponibilità di circa un terzo della capacità nucleare francese negli anni 2016-2017.

7.3.1.2 Picco di domanda di gas naturale

In Figura 25 viene riportato il consumo massimo giornaliero di gas naturale dal 2004 al 2018. Il record di prelievo giornaliero pari a 464,4 milioni m³ di gas naturale, è stato registrato il 7 febbraio 2012, in corrispondenza di una condizione di freddo eccezionale, caratterizzato da valori di temperatura media italiana che hanno toccato i -3,5°C.

Il picco di domanda gas è infatti strettamente

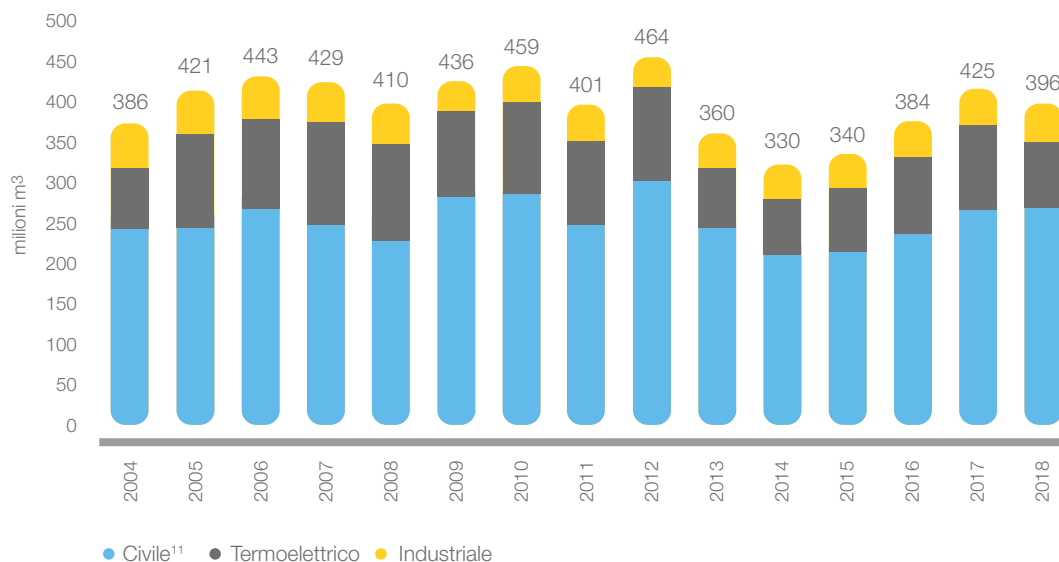
Figura 24 - Consumi di gas naturale nella generazione elettrica (dati Snam)



correlato alla temperatura, variabile che condiziona il prelievo di gas per riscaldamento (in particolare nel settore civile, che rappresenta mediamente il 63% del consumo giornaliero), con una variabilità tra

i 250 e i 300 milioni m³. Proprio per questo motivo il picco di domanda giornaliera di gas naturale è storicamente sempre avvenuto nei mesi più freddi (dicembre, gennaio, febbraio).

Figura 25 - Massimo consumo giornaliero 2004-2018 (dati Snam)



7.3.2 Offerta di gas naturale

L'Italia è il paese europeo con la maggior diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas. La copertura della domanda di gas naturale (Figura 26) è garantita da:

- produzione nazionale: il gas di produzione nazionale viene immesso nella rete in

- corrispondenza di 54 punti di entrata;
- importazioni via metanodotto con quattro entry point: Passo Gries (gas dal Nord Europa), Tarvisio (gas russo), Mazara del Vallo (gas algerino) e Gela (gas libico);
- tre impianti di rigassificazione del GNL: Panigaglia (Snam), Livorno (OLT) e Cavarzere (Adriatic LNG).

¹¹ Il civile include tutti i volumi riconsegnati alle reti di distribuzione

Figura 26 - Sistema gas Italia (dati Snam)



Nella tabella seguente si riporta la struttura dell'offerta per il periodo 2003-2018.

Tabella 7 - Offerta di gas naturale in Italia (dati MiSE)

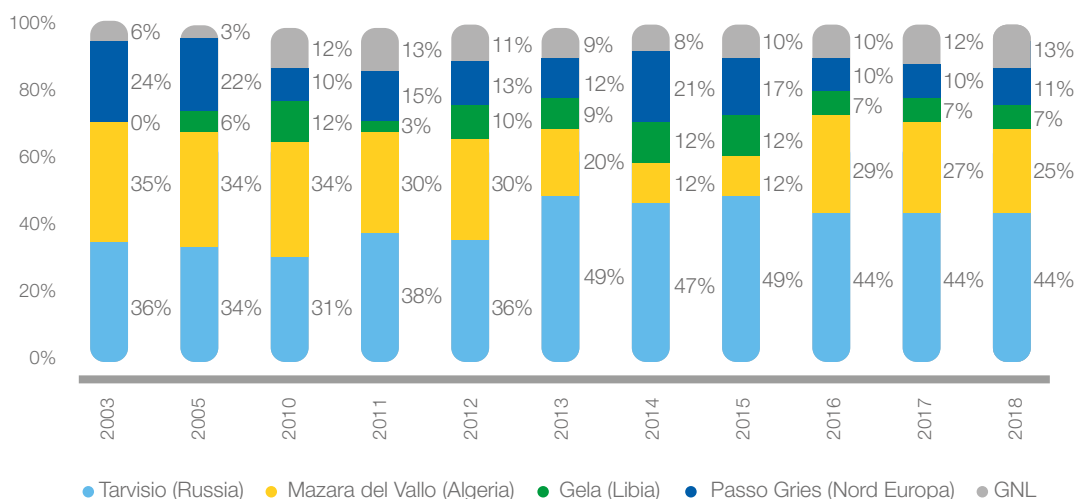
(Miliardi di m ³)	2003	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Disponibilità	76,0	85,5	83,8	78,8	76,3	69,7	62,9	68,0	71,1	75,2	73,3
Produzione nazionale	13,9	12,1	8,4	8,4	8,6	7,7	7,1	6,8	5,8	5,5	5,4
Importazione	62,1	73,5	75,4	70,4	67,7	62,0	55,8	61,2	65,3	69,6	67,9
Via metanodotto	58,6	70,9	66,3	61,4	60,4	56,3	51,2	55,2	58,9	61,1	59,1
Via GNL	3,5	2,5	9,1	9,0	7,3	5,7	4,6	6,0	6,4	8,5	8,7

Si osserva come il declino della produzione nazionale, da 13,9 miliardi m³ nel 2003 a circa 5,4 miliardi m³ nel 2018 abbia aumentato la dipendenza dalle importazioni, che oggi rappresentano circa il 93% dell'offerta di gas naturale, con un incremento di circa 10 punti percentuali rispetto al 2003. Per far fronte a tale crescente fabbisogno di importazione,

tra il 2003 e il 2018 sono entrati in esercizio il gasdotto dalla Libia (nel 2004) e i terminali di rigassificazione di Cavarzere (nel 2009) e di Livorno (nel 2013).

Nella Figura 27 è riportata la dipendenza percentuale dalle differenti fonti di importazioni di gas, assunto pari a 100 il fabbisogno di import.

Figura 27 - Dipendenza delle differenti fonti di importazione di gas (elaborazioni Snam)



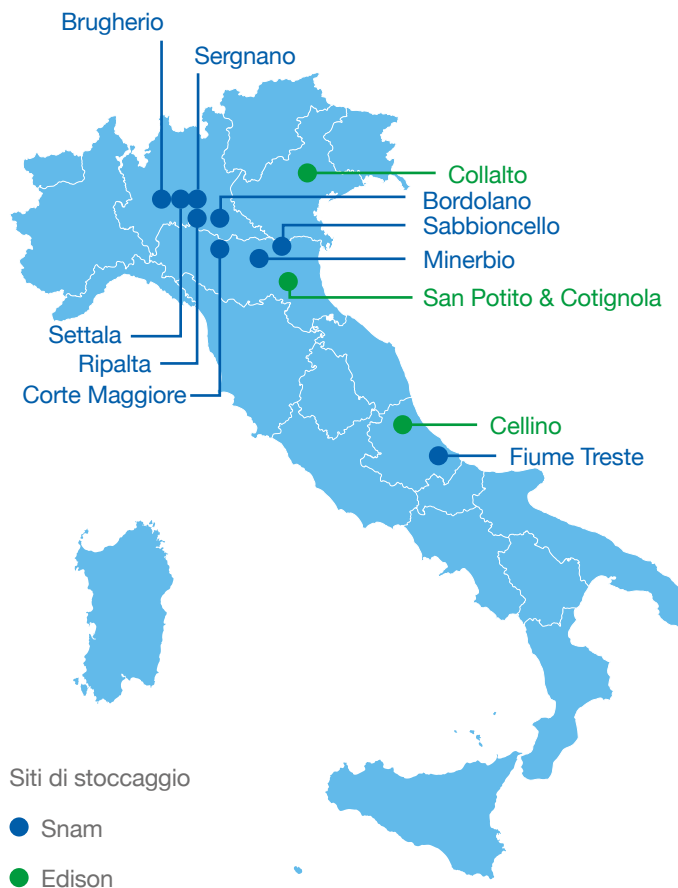
Si evidenzia la crescente dipendenza dall'importazione di gas russo a scapito dell'importazione da Nord Africa ed una crescita della disponibilità di GNL, grazie all'entrata in esercizio dei nuovi terminali, che in parte compensa la riduzione dell'import da Nord Europa.

7.3.2.1 Stoccaggio di gas naturale

Lo stoccaggio svolge un ruolo di primaria importanza nel mercato italiano poiché rappresenta la maggior fonte di flessibilità per il sistema e inoltre consente di aumentare

il margine di sicurezza in un mercato fortemente dipendente dalle importazioni. In Italia sono presenti 12 siti di stoccaggio di gas naturale, realizzati in giacimenti di gas esauriti presenti in Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Abruzzo; nove di questi sono gestiti da Stogit e gli altri tre da Edison. La disponibilità di stoccaggio nell'anno termico 2019-2020 è pari a 17,6 miliardi m³, inclusivi di circa 4,6 miliardi m³ di riserva strategica, valore definito dal MISE per far fronte a possibili emergenze gas.

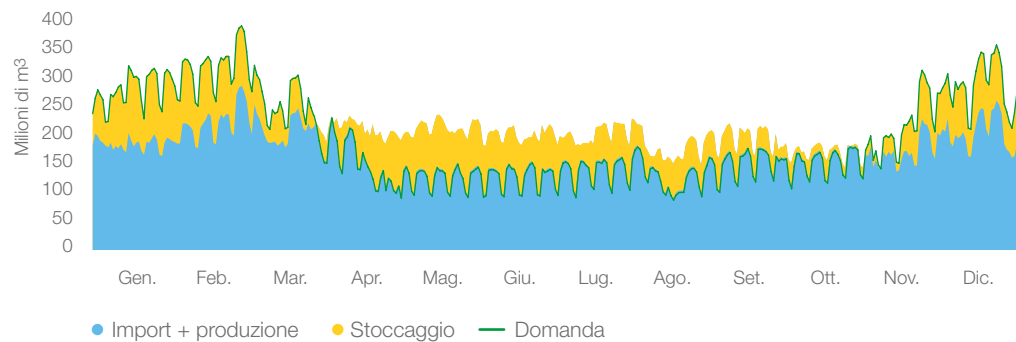
Figura 28 - Siti di stoccaggio Stogit ed Edison



In Figura 29 viene mostrato il ruolo chiave dello stoccaggio per il sistema gas. Durante l'inverno, caratterizzato da consumi di riscaldamento più elevati, lo stoccaggio concorre, insieme all'importazione e alla

produzione nazionale, alla copertura della domanda gas. Al contrario, durante il periodo estivo, caratterizzato da bassi consumi, l'eccesso di offerta viene utilizzato per riempire gli stoccaggi.

Figura 29 - Prelievo giornaliero di gas naturale nel 2018 (dati Snam)



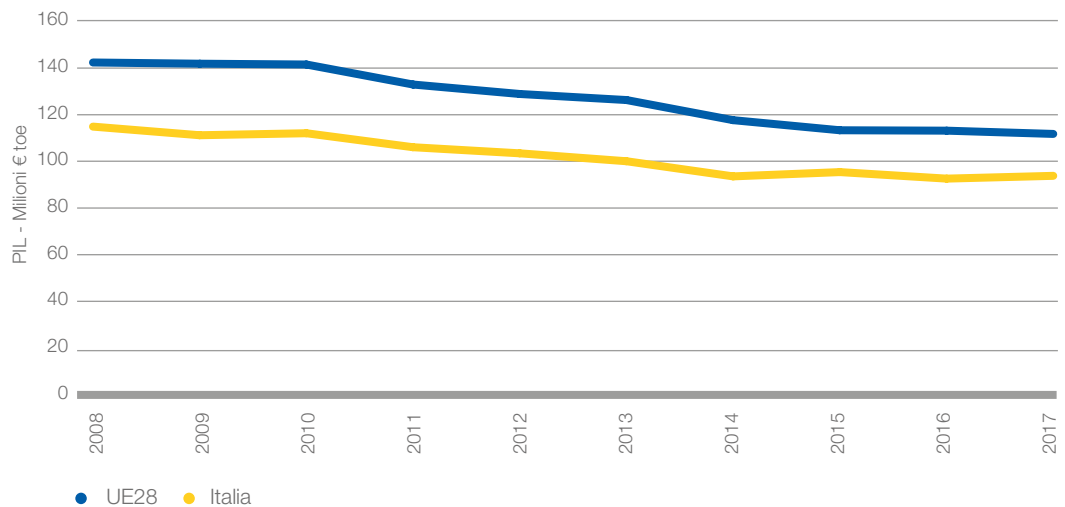
7.4 Raggiungimento target: a che punto siamo?

7.4.1 Efficienza energetica

Attraverso il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica, reso obbligatorio dalla Direttiva 27/2012/UE, l'Italia si è impegnata al conseguimento di importanti obiettivi di contenimento dei consumi energetici, sia primari che per usi finali, attraverso l'implementazione di opportune misure di efficienza energetica.

Gli effetti derivanti da tali misure possono essere verificati attraverso il monitoraggio dell'intensità energetica, data dal rapporto tra i consumi primari lordi di energia e PIL. La Figura 30 sottostante mostra il trend dell'intensità energetica nell'ultimo decennio rispettivamente per l'Italia e per EU28 (cfr § 13.1.2.2 negli allegati per il confronto internazionale).

Figura 30 - Trend di intensità energetica nell'ultimo decennio (elaborazione Terna su dati Eurostat)



Per l'Italia il valore di intensità energetica (seppur influenzato dai trend-socioeconomici) risulta in calo nell'ultimo decennio, a dimostrazione dei benefici derivanti dalle misure di efficienza energetica.

Si sta dunque iniziando a intravedere il fenomeno del *decoupling*, ossia un'economia in grado di crescere senza corrispondenti aumenti dei consumi energetici e dell'impatto ambientale.

Il livello di efficienza energetica del nostro paese, tradizionalmente tra i migliori in Europa, mostra tuttavia negli ultimi anni una battuta d'arresto; l'intensità energetica nel 2018 risulta infatti in lieve aumento, intorno alle 106,7 tonnellate equivalenti di petrolio per milione di euro, pur rimanendo tra i

valori più bassi dei paesi dell'area OCSE. Si evidenzia quindi la necessità di aumentare le azioni per migliorare l'efficienza energetica, in particolare nei settori civile e dei trasporti, dove la domanda di energia continua a crescere e dove sarà ancora più importante invertire la tendenza, in vista dei target non-ETS al 2030.

La Tabella 8 fornisce il dettaglio degli obiettivi imposti in Italia dal Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica e a livello europeo dall'Art. 7 della Direttiva 27/2012/UE, espressi in termini di risparmio energetico. Sebbene l'Italia abbia registrato valori di risparmio in aumento negli anni (in particolare dal 2014 in poi), il livello raggiunto rimane ben al di sotto degli obiettivi nazionali e comunitari al 2020, che difficilmente verranno conseguiti.

Tabella 8 - Risparmi energetici conseguiti monitorati sul RAEE 2019 (Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2019 - Fonte Enea)

Documento di riferimento	Orizzonte temporale	Risparmio atteso (energia finale)	Risparmio conseguito al 2018 ¹²	Percentuale di raggiungimento obiettivo (%)
Obiettivi definiti in RAEE 2014	2011 - 2020	15,5 Mtep al 2020	10,39 Mtep	67,0%
Risparmi obbligatori ai sensi Art. 7 della Direttiva 27/2012/UE sull'Efficienza Energetica	2014 - 2020	25,50 Mtep cumulati al 2020	2014-2018 cumulato: 11,775 Mtep	

¹² Stime per il 2018 relative al periodo gennaio-settembre.

¹³ Baseline Scenario di tipo Business as Usual sviluppato nel 2007 da National Technical University of Athens: il modello sviluppa fino al 2030 i trend energetici per la Comunità Europea tenendo conto delle policies emanate dagli Stati Membri entro la fine del 2006.

Guardando infatti al 2030, come verrà analizzato nel dettaglio nell'allegato 13.2, l'obiettivo per l'efficienza energetica consiste nella riduzione del consumo di energia primaria del 43% (corrispondente a un 39,7% dell'energia per usi finali) rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007¹³. Per la definizione di tale obiettivo è stata sviluppata una traiettoria basata sul conseguimento

dei risparmi obbligatori definiti ai sensi dell'articolo 7 della Direttiva EED dell'11 dicembre 2018, il quale prevede un target di riduzione dei consumi finali minimo dello 0,8% annuo nel periodo 2021-2030, calcolato rispetto alla media dei consumi relativi al triennio 2016-2018 (per gli anni 2017 e 2018 sono state eseguite delle stime).

Tabella 9 - Risparmi obbligatori (Mtep) ai sensi dell'articolo 7 della Direttiva EED - Anni 2014-2018

	2014	2015	2016	2017	2018	cumulato 2014-2018	risparmio cumulato richiesto al 2020
Risparmi totali conseguiti annualmente (Mtep)	1,166	1,591	2,233	3,183	3,603	11,776	25,5

Questo si traduce, nella pratica, nel raggiungimento di un livello di consumi per usi finali a valori inferiori a 103,8 Mtep, partendo dai consumi attuali di circa 113,6 Mtep (dato 2017).

7.4.2 Quota FER

I grafici riportati nel presente paragrafo forniscono il trend storico degli indicatori introdotti dalla Direttiva 2009/28/EC¹⁴ sulla diffusione delle rinnovabili ed utilizzati per misurare la quota di energia rinnovabile a livello di consumi finali lordi complessivi e per il settore dell'energia elettrica, il settore termico e a quello dei trasporti.

La Figura 31 mostra che rispetto ai consumi finali lordi di energia, pari a 120,4 Mtep nel 2017, la quota FER (FER-TOT) ha raggiunto in Italia il 18,3%, partendo dal 12,9% del 2011. L'Italia ha pertanto superato l'obiettivo

nazionale del 17% di copertura rinnovabile al 2020¹⁵ e presenta sviluppi in linea con i più ambiziosi obiettivi del *Clean Energy for all Europeans Package*, declinati nella proposta PNIEC, che ha indicato una copertura FER-TOT del 30% al 2030.

In Figura 32 si osserva che su un consumo interno lordo di elettricità di 28,5 Mtep nel 2017, la quota FER elettriche (FER-E) ha raggiunto un valore del 34,1%. Osservando il trend degli ultimi anni, si nota la forte crescita tra il 2011 e il 2014, in corrispondenza del calo dei consumi dovuto agli effetti della crisi economica del 2007 e dell'introduzione dei regimi incentivanti alle rinnovabili, seguito da un periodo stazionario. Come anticipato, a seguito dell'approvazione del decreto FER I, il valore dell'indicatore FER-E è atteso in crescita nei prossimi anni, con l'obiettivo di raggiungere e superare il 55,4% di copertura al 2030.

¹⁴ Ora superata dalla Recast Renewable Energy Directive 2018/2001/EU.

¹⁵ Derivante dal Pacchetto Clima-Energia 2020 del 2007

Figura 31 - Traiettorie della quota FER¹⁶ complessiva 2011-2017 (fonte PNIEC)

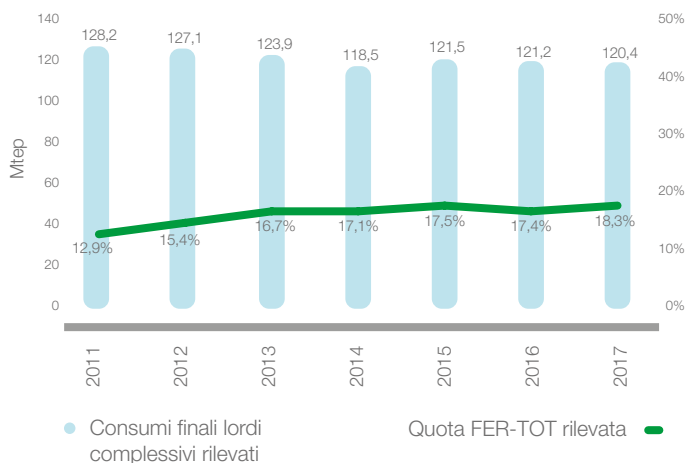


Figura 32 - Traiettorie della quota FER¹⁷ elettrica 2011-2017 (fonte PNIEC)

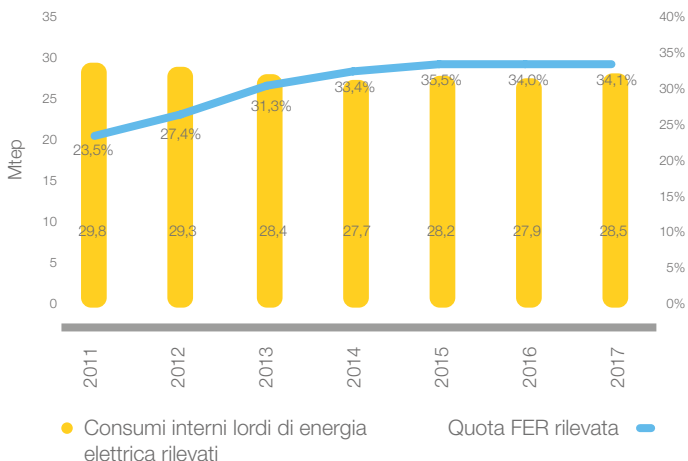


Figura 33 - Traiettorie quota FER¹⁸ nel settore termico 2011-2017 (fonte PNIEC)

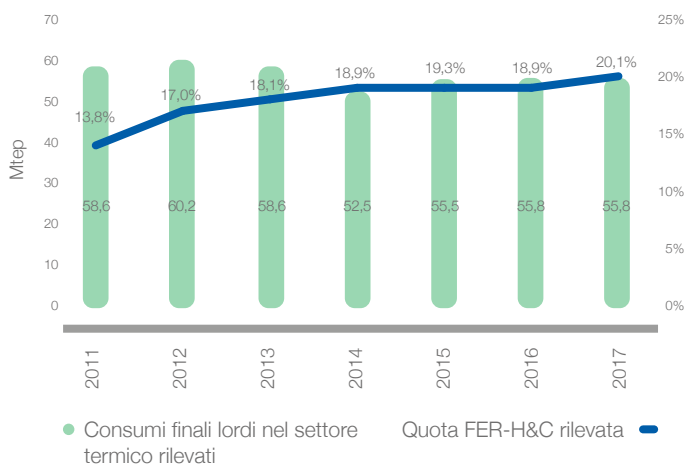
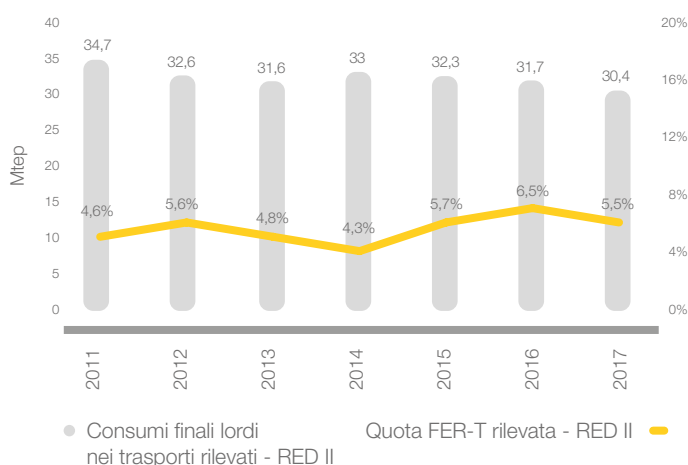


Figura 34 - Traiettorie FER¹⁹ nel settore trasporti 2011-2017 (fonte PNIEC)



La Figura 33 mostra il consuntivo 2017 del consumo finale lordo di energia termica, associato ai consumi per riscaldamento e raffrescamento, pari a 55,8 Mtep nel 2017 e la quota FER associata (FER-H&C), pari per lo stesso anno al 20,1%. Il valore risulta in crescita tra il 2011 e il 2017, principalmente in virtù della diffusione di pompe di calore elettriche e di caldaie a biomassa e del contemporaneo efficientamento dei settori civile e industria. Al 2030, la quota FER-H&C è prevista raggiungere il 33,1%.

7.4.3 Evoluzione delle emissioni di gas serra

Nella seguente Figura 35 è riportato l'andamento storico dal 1990 al 2017 delle emissioni di gas climalteranti in Italia, inclusivo della quota parte di emissioni prodotte dall'industria energetica. Tra il 1990 e il 2017 le emissioni di CO₂ equivalente sono passate da 522,1 a 439,0 milioni di tonnellate, corrispondenti a una riduzione complessiva del 15,9%, dovuta all'effetto combinato di riduzione dei consumi energetici (favorita dalle misure di efficienza energetica) e di diffusione delle energie rinnovabili in tutti i settori.

Nella Figura 34, infine, si riporta il consumo finale lordo nel settore trasporti, pari a 30,4 Mtep nel 2017 e la quota di rinnovabili (FER-T), pari al 5,5%. Per questo settore la quota FER attesa al 2030 è pari al 21,6%.

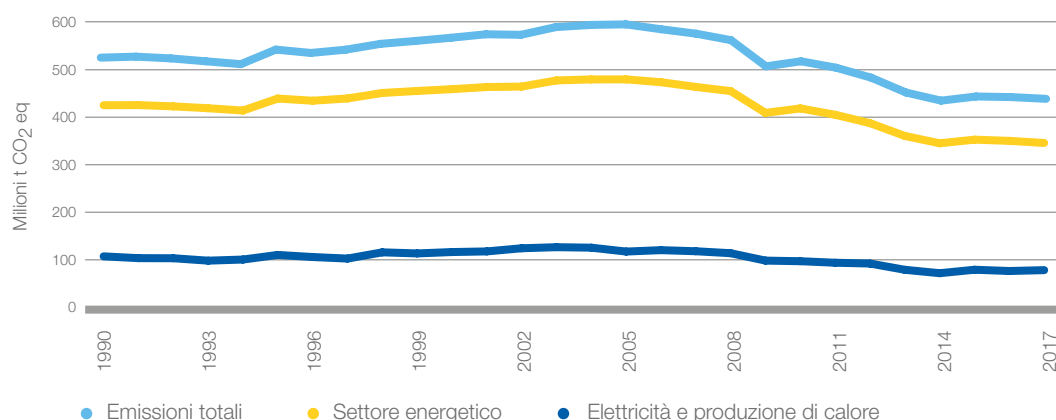
¹⁷ Consumi finali in Mtep e quota FER in % su consumi finali.

¹⁸ Consumi interni lordi di elettricità in Mtep e quota FER-E in % su consumi lordi.

¹⁹ Consumi interni lordi termici in Mtep e quota FER-H&C in % sui consumi lordi.

²⁰ Consumi finali lordi nei trasporti in Mtep e quote FER-T in % sui consumi lordi.

Figura 35 - Andamento emissioni totali di gas climalteranti con dettaglio del settore energetico e della produzione di elettricità e calore (fonte Eurostat, EEA – UNFCCC)



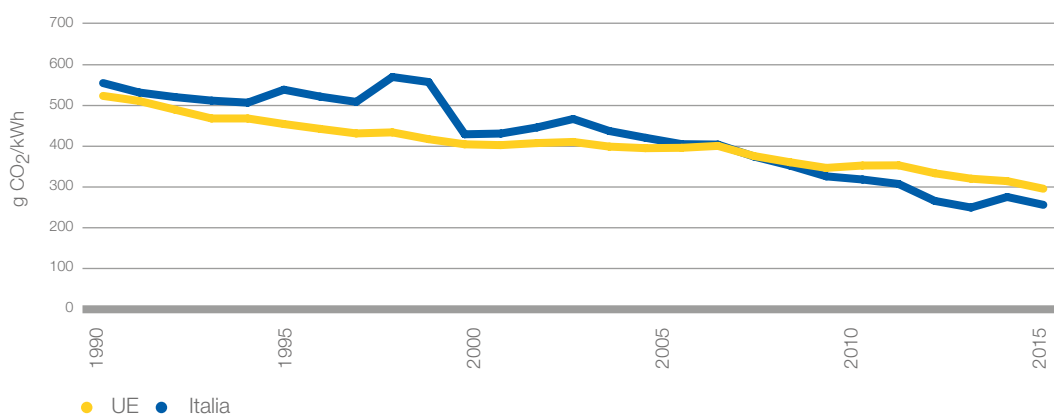
Focalizzandosi sull'industria energetica, che include la generazione di energia per usi industriali e per la produzione di energia elettrica, la quota di gas climalteranti sul totale si è ridotta di poco più di 2 punti percentuali nell'intervallo considerato, passando dal 26,5% nel 1990 (137,2 Mt CO₂ equivalente) al 24,4% del 2016 (104,4 Mt CO₂ equivalente), con un CAGR medio del -0,8%.

In particolare, nel settore della generazione elettrica, la transizione da combustibili fossili verso le fonti rinnovabili, insieme alle migliorate efficienze della generazione elettrica, ha condotto ad una flessione delle emissioni di CO₂ per kWh di prodotto – la cosiddetta intensità di emissioni di CO₂ (Figura 36). Complessivamente dal 1990 al 2016 la riduzione si valuta a un ritmo pari a circa -2,9% per anno (CAGR), dai volumi del 1990 (555,1 g/kWh) al 2016 (256,2 g/kWh).

In Italia – come anche in Europa – la produzione di energia elettrica sta quindi evolvendo verso livelli di minore intensità di carbonio.

Il target dell'Italia al 2020 per quanto riguarda le riduzioni di emissioni di gas serra è del -13% (rispetto alle emissioni del 2005) nel settore non ETS. Secondo i dati Eurostat, le emissioni di GHG sono diminuite del 17% tra il 2005 e il 2016, pertanto l'Italia ha già raggiunto gli obiettivi al 2020. Con riferimento al 2020, le proiezioni mostrano che l'Italia ha superato in maniera significativa il livello atteso di riduzione delle emissioni sia nel settore ETS sia in quello non ETS. In particolare, dagli ultimi dati disponibili dall'inventario nazionale, le emissioni di gas a effetto serra dovrebbero arrivare a circa il -21% facendo registrare un "overachievement" pari a 246 Mt CO₂ equivalente cumulate per l'intero periodo 2013-2020.

Figura 36 - Emissioni specifiche di CO₂ per la generazione elettrica (g/kWh - fonte EEA - UNFCCC)



Processo di elaborazione degli scenari



8.

8. Processo di elaborazione degli scenari

Il presente capitolo descrive il processo utilizzato per l'elaborazione degli scenari previsionali. Il primo paragrafo definisce il perimetro delle analisi effettuate, mentre il secondo descrive la metodologia utilizzata, fornendo dettagli sulle storyline alla base dello sviluppo scenaristico, sui diversi approcci utilizzati per la creazione degli scenari, sui vincoli considerati e sui processi di previsione della domanda e dell'offerta energetica.

8.1 Framework di analisi

L'obiettivo del gruppo di lavoro Snam-Terna è l'elaborazione di scenari energetici nazionali di lungo termine, secondo le disposizioni dell'ARERA presentate nel Capitolo 6. A tal fine il gruppo di lavoro è stato organizzato in tre cantieri: Tecnologie, Scenari e Regolatorio.

Il primo cantiere ha avuto come obiettivo la definizione del set di tecnologie disponibili ed i relativi costi, il secondo cantiere si è occupato della definizione delle storyline e della costruzione degli scenari, mentre il terzo cantiere ha principalmente avuto un ruolo di coordinamento e di interlocuzione tra Snam, Terna ed ARERA sulle tematiche inerenti l'elaborazione degli scenari e la divulgazione dei risultati.

Nel rispetto del contesto normativo nazionale ed europeo, gli scenari sviluppati coprono un orizzonte temporale fino al 2040. In particolare, anche in considerazione delle disposizioni relative alle Analisi Costi Benefici da presentare nei Piani di Sviluppo delle reti elettriche e gas, gli anni studio scelti sono 2025, 2030 e 2040.

Il perimetro di analisi degli scenari sviluppati include l'intero sistema energetico italiano, ma coinvolge anche i paesi confinanti e non

confinanti le cui scelte energetiche abbiano un'influenza sul sistema italiano. Tali paesi sono stati modellati considerando i dati del TYNDP (Ten-Year Network Development Plan) 2018 e operando, quando necessario, alcune valutazioni di maggior dettaglio. Nel rispetto delle richieste di ARERA, sono stati sviluppati tre scenari tra loro contrastanti: Business As Usual (BAU), Centralized (CEN) e Decentralized (DEC), che forniscono diverse evoluzioni del mix energetico, di riduzione delle emissioni e di efficienza energetica. A questi si è aggiunto il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), come scenario di policy italiano. Per la corrispondenza tra gli scenari nazionali e gli scenari in fase di sviluppo a livello europeo si rimanda al § 13.3.

8.2 Metodologia per l'elaborazione degli scenari

8.2.1 Storyline

Il primo passo per la costruzione degli scenari è la definizione delle storyline, che forniscono una descrizione qualitativa, ma vincolante, della possibile evoluzione socioeconomica, tecnologica ed ambientale di uno scenario. Le storyline sono quindi alla base sia delle scelte di approccio per lo sviluppo degli scenari (e.g. bottom-up vs top-down - cfr § successivo) che dei principali driver di sviluppo (e.g. livello di crescita economica, misure di contenimento dei consumi, logiche di riduzione delle emissioni, etc.).

Per fornire un set esaustivo di possibili evoluzioni del sistema energetico, ad ogni scenario è stata associata una diversa storyline. La storyline dello scenario Business As Usual presuppone l'evoluzione del sistema energetico secondo una traiettoria di

sviluppo tecnologico inerziale, in un contesto economico di bassa crescita; le altre due, Centralized e Decentralized relative agli scenari di sviluppo, si caratterizzano invece per un forte sviluppo tecnologico, sostenuto da un contesto macroeconomico favorevole, e per l'implementazione di approcci *policy driven*, finalizzati al raggiungimento dei target europei.

Nel dettaglio, lo scenario BAU si caratterizza per i seguenti elementi:

- approccio bottom-up, non soggetto a specifici vincoli di policy;
- crescita del PIL moderata e popolazione in lieve decrescita;
- struttura del Valore Aggiunto invariata rispetto alla situazione corrente;
- switching tecnologico basato sul Total Cost of Ownership (TCO);
- minime misure di incentivazione dell'efficienza energetica;
- crescita delle rinnovabili basata sul Levelised Cost of Energy (LCoE);
- phase-out economico degli impianti di generazione a carbone;
- minimi investimenti sui sistemi di accumulo elettrochimico.

Rispetto allo scenario BAU, entrambi gli scenari di sviluppo sono elaborati con approccio *policy driven*, finalizzati a raggiungere i target di efficientamento energetico, penetrazione FER e riduzione delle emissioni al 2030 (come proposti dal PNIEC) e le indicazioni di decarbonizzazione di lungo periodo (cfr § 8.2.3). Le storyline dello scenario Centralized e dello scenario Decentralized propongono due diverse strade per raggiungere i medesimi obiettivi, ma condividono i seguenti elementi principali:

- approccio top-down, soggetto al raggiungimento di obiettivi ambiziosi di decarbonizzazione, rinnovabili ed efficienza;
- crescita economica sostenuta ed incremento della popolazione;
- struttura del Valore Aggiunto diversa rispetto alla situazione corrente e maggiormente spostata verso la terziarizzazione;
- forte crescita di tecnologie rinnovabili;
- potenzialità di utilizzare CCS/CCU in industria e produzione di elettricità;
- biometano e gas rinnovabile per decarbonizzare gli usi finali;
- domanda di gas rinnovabile e decarbonizzato per il raggiungimento dei

target di lungo periodo.

Le due storyline si differenziano principalmente in termini di fattori abilitanti.

Lo scenario CEN prevede una maggiore diffusione del vettore gas, in particolare modo dei gas verdi (biometano, idrogeno e metano sintetico), in quanto fonti rinnovabili programmabili. Nel settore civile si prevede una consistente penetrazione di pompe di calore a gas mentre la decarbonizzazione del settore trasporti è garantita da una rapida diffusione di veicoli a CNG e LNG.

Lo scenario DEC invece punta sul vettore elettrico con una forte elettrificazione dei consumi, guidata dalla penetrazione di pompe di calore elettriche e da uno sviluppo sostenuto della mobilità elettrica, associata a un massiccio sviluppo delle rinnovabili e non programmabili e ad un rapido progresso tecnologico delle batterie (in termini di costi, rendimenti, vita utile).

8.2.2 Scenari bottom-up e top-down

Il processo di creazione di uno scenario bottom-up prevede un approccio *technology pull*, in cui il sistema è lasciato libero di evolvere senza imposizione di vincoli. Il mix energetico e la domanda energetica dei vari settori dipendono quindi dalla competizione tra tecnologie: lo switching tecnologico e l'efficientamento dettati dai Total Cost of Ownership (TCO)¹ (maggiori dettagli al § 9.2) determinano la domanda energetica per usi finali. Per quanto riguarda la copertura della domanda elettrica, il mix di generazione è definito sulla base della convenienza economica in termini di Levelized Cost of Electricity (LCoE²), senza tenere conto dei fattori emissivi delle varie tecnologie.

Lo scenario Business As Usual è costruito con questa logica di minor costo, senza che venga imposto il raggiungimento di alcun target di efficienza energetica, penetrazione di rinnovabili o riduzione delle emissioni.

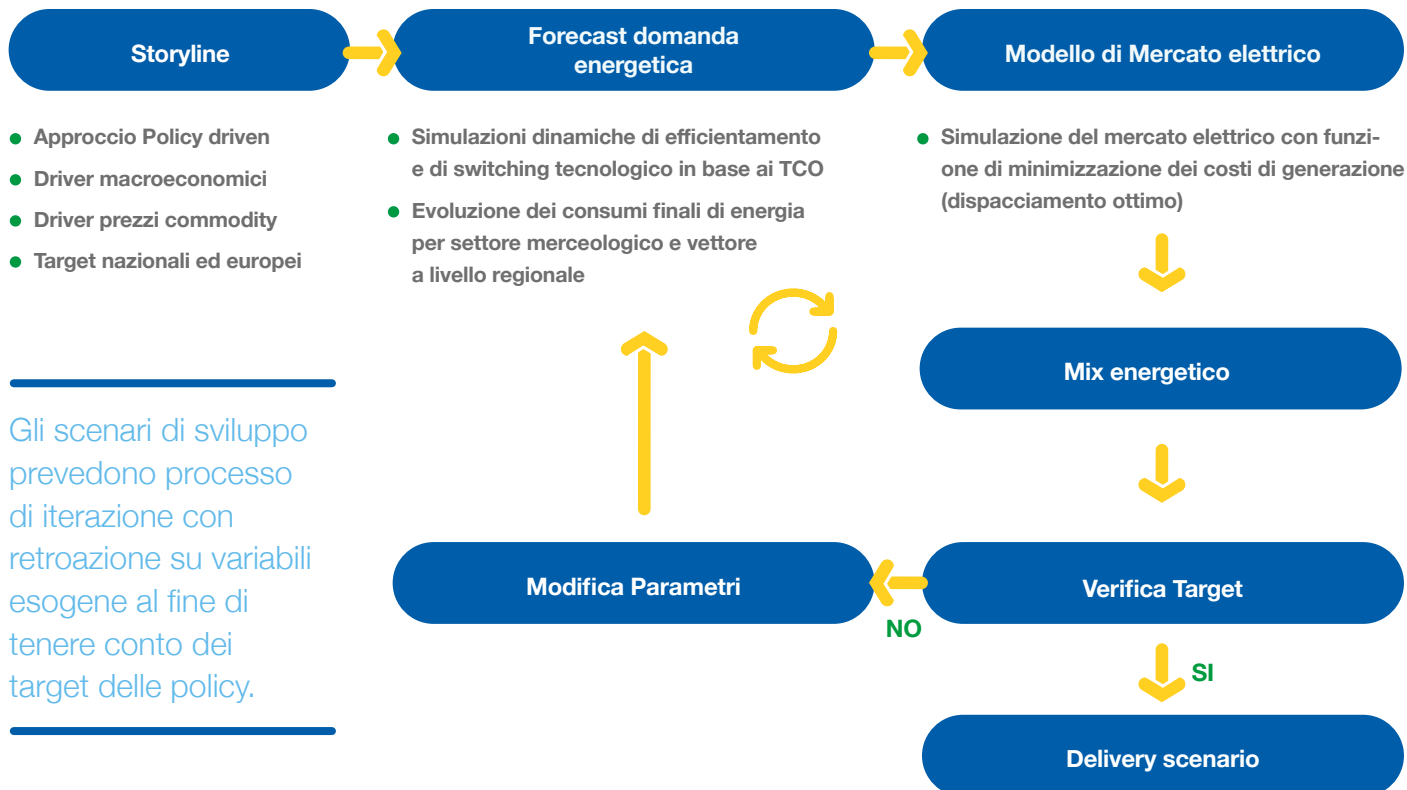
¹ Il Total Cost of Ownership rappresenta il costo totale di una tecnologia per unità di servizio garantito, considerando l'intero ciclo di vita.

² LCoE rappresenta il prezzo di vendita dell'elettricità prodotta da un impianto di generazione che permette di coprire tutte le spese di investimento per la realizzazione dell'impianto, incluso un ragionevole ritorno sul capitale durante l'arco di vita utile dello stesso.

Figura 37 - Processo creazione scenari bottom-up



Figura 38 - Processo creazione scenari top-down

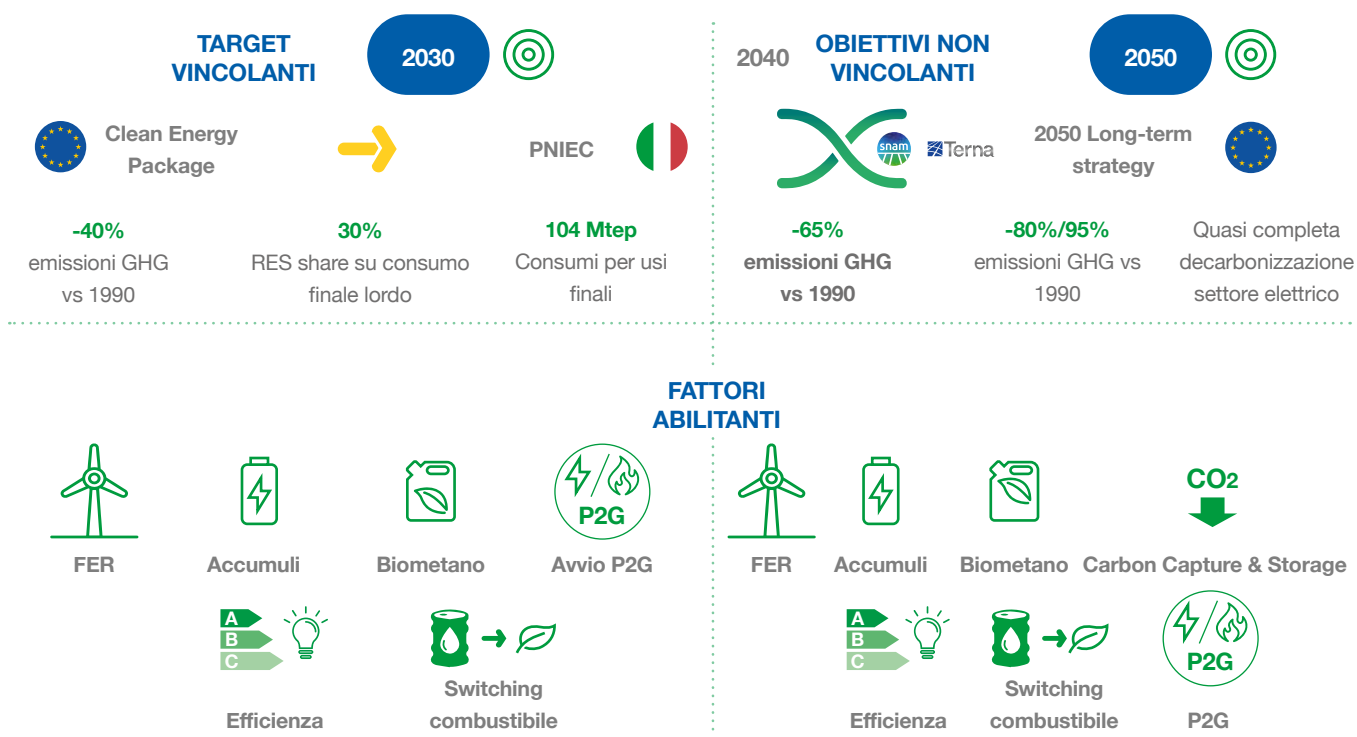


8.2.3 Obiettivi negli scenari top-down

Come anticipato nel precedente paragrafo, gli scenari top-down si differenziano dagli scenari bottom-up per la presenza di un processo iterativo di definizione dei parametri di modello e verifica del raggiungimento di determinati target di policy e/o di riferimento.

Nel caso degli scenari CEN e DEC i target orientano e a volte impongono le scelte di natura tecnico-economica caratterizzanti lo stesso processo di creazione degli scenari. Lo schema nella Figura 39 sintetizza, al 2030 e al 2040, gli obiettivi di riferimento considerati per la costruzione degli scenari di sviluppo.

Figura 39 - Creazione degli scenari di sviluppo - Target 2030 e 2040 e fattori abilitanti



Come riportato, al 2030 gli scenari di sviluppo devono permettere il raggiungimento dei target vincolanti previsti a livello europeo dal Clean Energy for all European Package e declinati nel PNIEC in tema di decarbonizzazione del settore energetico, quota rinnovabile sul consumo finale lordo e consumi finali. Complessivamente si richiede una riduzione del 40% delle emissioni di CO₂ equivalente rispetto ai valori registrati nel 1990, una copertura del 30% di fonti rinnovabili sul consumo finale lordo e un consumo di energia per usi finali inferiore a 103,8 Mtep.

Al 2040, rispetto al 2030, né la Commissione Europea, né l'Italia hanno fissato dei target energetici o emissivi specifici. L'unica indicazione non vincolante disponibile

è rappresentata dalla *2050 Long-term Strategy* della Commissione Europea, che propone una riduzione delle emissioni di CO₂ equivalente compresa tra l'80% e il 95% rispetto ai valori del 1990. Gli scenari di sviluppo sono stati costruiti per rispettare tale obiettivo non vincolante di lungo periodo. Il valore di riferimento imposto al 2040, ottenuto per interpolazione tra il 2030 e il 2050 è di circa il 65% di riduzione delle emissioni rispetto ai valori del 1990.

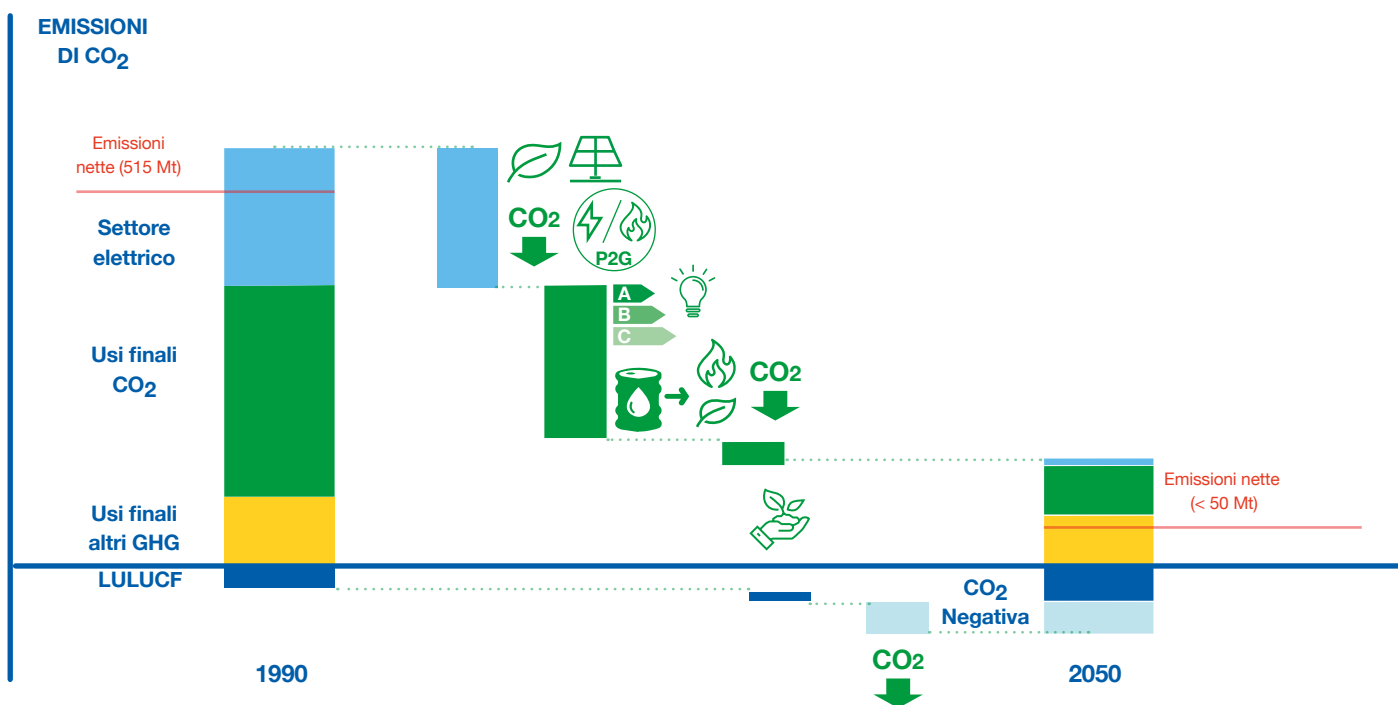
Le logiche sottostanti la definizione degli scenari top-down sono quindi differenti al 2030 e al 2040. Al 2030 la presenza di numerosi vincoli, tra loro dipendenti, ha orientato maggiormente le scelte di adozione di misure di efficienza energetica, switching di combustibile e switching

tecnologico. Al 2040 la presenza del solo target emissivo ha imposto l'adozione di logiche di minimizzazione dei costi di decarbonizzazione.

In tal senso, lo schema in Figura 40 sintetizza i passi necessari per passare dalle emissioni del 1990 a una riduzione del 95% al 2050 (e quindi del 65% al 2040). Come proposto nella maggior parte degli scenari della *2050 Long-term Strategy*, il

settore elettrico è quello che richiede la quasi completa decarbonizzazione, raggiungibile attraverso la diffusione delle fonti rinnovabili (solare, eolico e combustibili verdi, ivi incluso idrogeno) e ricorso alla Carbon Capture & Storage. Per le emissioni legate agli altri settori merceologici (industria, civile e trasporti), la riduzione delle emissioni può essere invece raggiunta attraverso l'implementazione di misure di efficienza energetica, switching di combustibile (e.g.

Figura 40 - Bilancio di CO₂ equivalente 1990-2050 – Tecnologie di decarbonizzazione



da carbone a combustibili a minor impatto ambientale, inclusi metano sintetico e idrogeno da Power-to-gas) e CCS. Nel caso degli usi finali, l'utilizzo delle varie misure per la riduzione delle emissioni è stato valutato sulla base della fattibilità tecnico-economica e sul potenziale di decarbonizzazione. A tal fine lo schema in Figura 41 riporta l'effettiva implementabilità delle principali misure/tecnologie di decarbonizzazione per i vari settori merceologici.

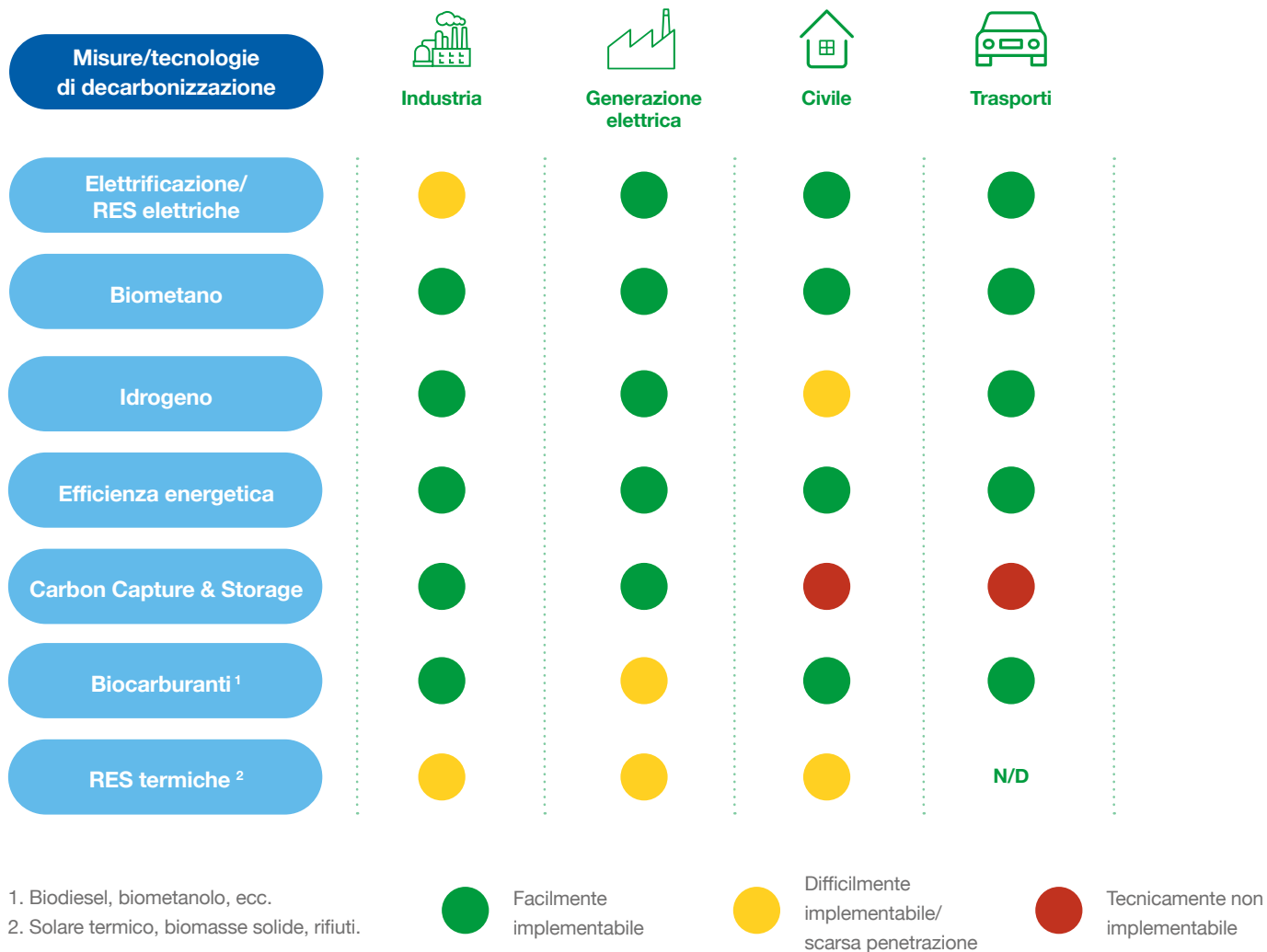
Lo schema mostra come l'elettrificazione risulti implementabile in tutti i settori merceologici, sebbene più complessa e

costosa nel caso dell'industria pesante; anche i gas verdi risultano utilizzabili in tutti i settori, sebbene la diffusione dell'idrogeno nel settore civile presenti alcuni vincoli tecnici legati alle caratteristiche delle apparecchiature attualmente installate nelle abitazioni. La CCS risulta invece applicabile solo nei settori industriale e della generazione elettrica e in particolare in quei processi caratterizzati da un elevato numero di ore di funzionamento annuo. Gli scenari CEN e DEC si differenziano per una diversa diffusione delle tecnologie soprariportate, in allineamento con le storyline. Proseguendo con lo schema di Figura 41,

ma rimanendo nell'ambito degli usi finali, si nota come esistano delle emissioni difficilmente comprimibili, per la maggior parte di gas serra diversi dalla CO₂, derivanti principalmente da usi agricoli e zootecnici. Per far fronte a questa componente difficilmente riducibile, la cui presenza non permetterebbe di raggiungere i target di decarbonizzazione di lungo termine, risulta

necessario incrementare il contributo dell'assorbimento dell'ambiente tramite i LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry); risulta inoltre necessario ipotizzare un utilizzo della CCS applicata a impianti che bruciano combustibili verdi (Bioenergy with Carbon Capture & Storage – BECCS), ottenendo quindi un contributo negativo alle emissioni.

Figura 41 - Implementabilità delle principali misure/tecnologie di decarbonizzazione per i settori merceologici



8.2.4 La definizione della domanda energetica

La costruzione della domanda energetica è un processo articolato in molteplici fasi e che coinvolge una varietà di fattori attinenti a diversi ambiti.

In particolare, si parte dalla definizione di un set di input macroeconomici e tecnologici che impattano sullo sviluppo dell'economia, distinguendo per settore, e sulla diffusione di determinate tecnologie e di vettori energetici che, nell'insieme, compongono la domanda energetica per gli usi finali.

Per quanto concerne gli input macroeconomici, in fase di costruzione della domanda, vengono definite traiettorie di crescita economica complessiva e settoriale e dei prezzi delle commodities rilevanti nella loro componente di mercato e tariffaria.

Da un punto di vista tecnologico, gli input da considerare consistono nella mappatura delle tecnologie disponibili per settore, identificandone i parametri rilevanti ai fini della loro penetrazione nel mercato; in particolare, per ogni tecnologia si identificano i Capex, gli Opex, la vita utile e l'efficienza, sulla base dei quali si costruisce il Total Cost of Ownership (TCO). Sulla base di questo indicatore di costo si effettuano le ottimizzazioni del sistema che determinano la diffusione di alcune tecnologie e la riduzione delle quote di mercato di altre.

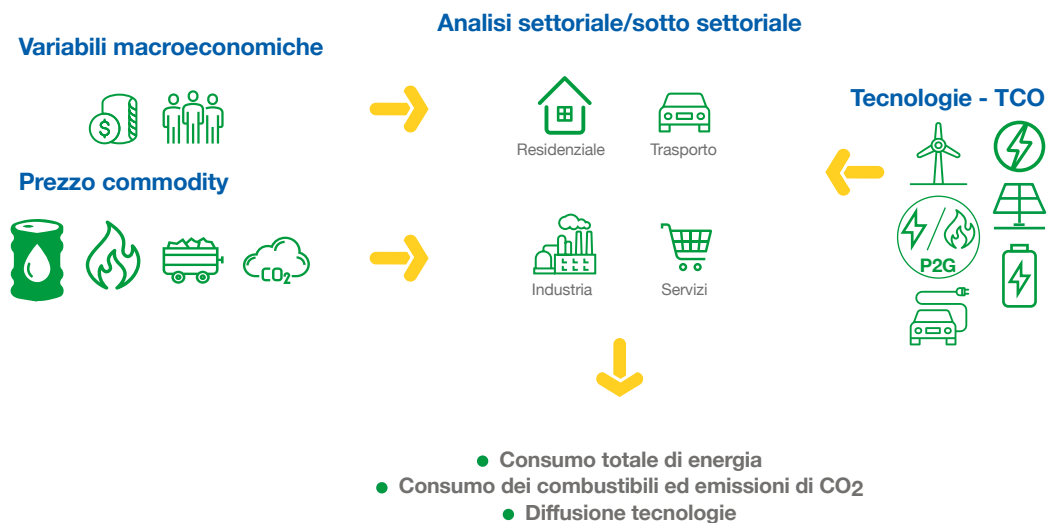
Queste logiche vengono applicate, con diverse tecniche di calcolo, ai quattro macrosettori che compongono il totale dell'economia italiana: Industria, Terziario, Residenziale e Trasporti. Il totale dei consumi energetici settoriali è a sua volta costruito con dettaglio regionale sulla base dei sotto-settori e delle attività che li compongono, mappando le singole fonti alla medesima granularità.

In aggiunta alle traiettorie determinate dalla crescita del PIL considerate nello scenario e allocate settorialmente sulla base dei coefficienti di diffusione stimati, le logiche di analisi permettono la costruzione di scenari sulla base di evoluzioni puramente *technology-pull*, quindi basate sul merito economico, oppure *policy-driven*, quindi che esulano da una mera ottimizzazione economica, ma seguono logiche di raggiungimento di target specifici, vincolando l'ottimizzazione a tali obiettivi.

Da un punto di vista computazionale, la procedura di costruzione della domanda energetica di lungo termine per usi finali, pubblicata nel presente lavoro, è stata effettuata mediante il simulatore NECS (National Energy Consumption Simulator) sviluppato congiuntamente da Terna e Nomisma Energia (maggiori dettagli nell'allegato 13.3.1).

Il simulatore permette di generare traiettorie riguardanti i consumi finali di energia del

Figura 42 - Simulatore NECS - Schema di funzionamento



Sistema Italia sviluppate sotto diverse ipotesi iniziali, al fine di avere uno spettro sufficientemente ampio di scenari energetici. Ciò permette, di esplorare una varietà di casistiche in cui il sistema energetico potrebbe trovarsi nei prossimi decenni. Inoltre, NECS si adegua alle logiche di analisi sopra espresse e permette un utilizzo ibrido tra un approccio bottom-up (*technology-pull*) e un approccio top down (*policy driven*).

La scelta di dotarsi di un modello energetico completo attiene alla necessità dei TSO di avere sempre più un approccio integrato e coerente, sia nella valutazione degli investimenti nelle infrastrutture, sia nell'assumere quel ruolo guida in una transizione energetica trasversale che il rispetto degli accordi di Parigi e la regolazione europea impongono. La produzione congiunta di questo lavoro tra Terna e Snam esprime esattamente l'esigenza di affrontare il tema della decarbonizzazione in maniera strategicamente integrata tra TSO e vettori energetici.

8.2.5 La definizione dell'offerta elettrica

Il processo di definizione dell'offerta elettrica di lungo termine si compone di una fase iniziale, in cui si stima nella maniera più precisa possibile il parco installato di generazione per ogni paese europeo e una

seconda fase in cui si procede a un'analisi di mercato puntuale per ogni ora dell'anno attraverso l'ausilio di tool dedicati.

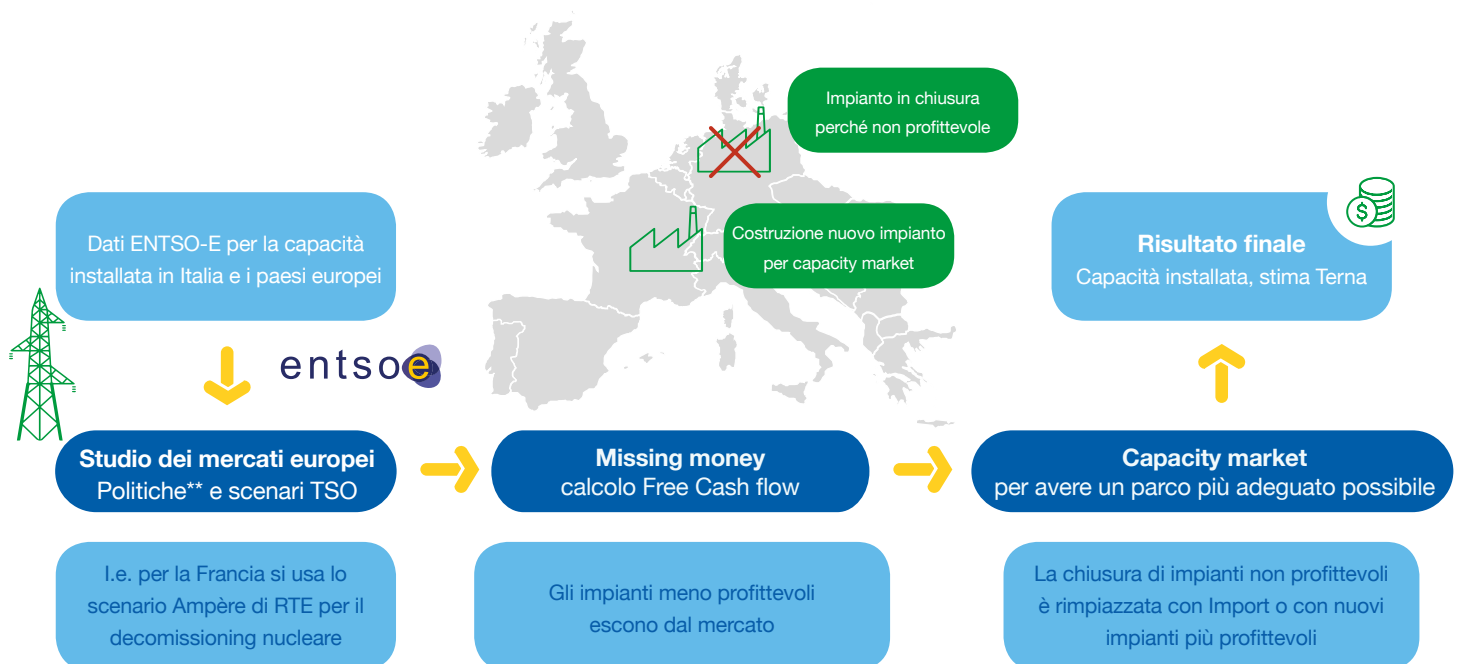
8.2.5.1 Definizione del parco termoelettrico

Per l'analisi e le ipotesi sul parco termoelettrico, i dati utilizzati per ogni paese europeo sono quelli del Pan-European Market Model DataBase (PEMMDB) di ENTSO-E del TYNDP (Ten-Year Network Development Plans).

Sul modello ottenuto dai dati del PEMMDB è stata effettuata un'analisi di Missing Money, necessaria poiché i prezzi dei combustibili e della CO₂ degli scenari Snam-Terna sono diversi da quelli ipotizzati da ENTSO-E. Tale analisi si compone di tre fasi (Figura 43):

1. applicazione delle politiche più aggiornate per il decommissioning degli impianti esistenti;
2. calcolo della sostenibilità economica di ogni singolo impianto tenendo conto sia dei costi fissi che di quelli variabili (Missing Money);
3. considerazione dei ricavi per Capacity Market – anche se un impianto non è economicamente sostenibile su ricavi derivanti dal mercato energetico, i ricavi da Capacity Market possono mantenerlo in vita.

Figura 43 - Evoluzione del parco termoelettrico - Decommissioning e Missing Money



* Si utilizza il PEMDB (pan-European Market Modelling Database) dei vari TYNDP europei.

** Studio di documenti sugli annunci di decommissioning come *Europe Beyond Coal*.

Per l'analisi di Missing Money, si definisce il Gross Profit Margin come:

$$GPM = \sum_{h=1}^{8760} (MP_h - VC_h)$$

Dove: MP_h = Prezzo di mercato orario
 VC_h = Costi variabili (costi di emissioni di CO₂, prezzi dei combustibili, etc.)

A questo punto il Missing Money viene valutato mediante il calcolo del Free Cash Flow (FCF):

$$FCF = GPM - CC$$

Dove: CC = Cash Costs o Costi Fissi (costi di manutenzione, costi di staff e costi di assicurazione)

Un impianto con Free Cash Flow negativo risulta in perdita, poiché il suo margine di profitto lordo non riesce a coprire i costi fissi: è possibile il decommissioning se i ricavi da Capacity Market non permettono di tenerlo in vita.

8.2.5.2 Definizione del parco rinnovabile

La fase successiva della definizione dell'offerta prevede la valutazione della penetrazione delle fonti di generazione

rinnovabile italiana, sulla base di Levelised Costs of Electricity (LCoE), vincoli tecnici (i.e. disponibilità territoriali) e di policy.

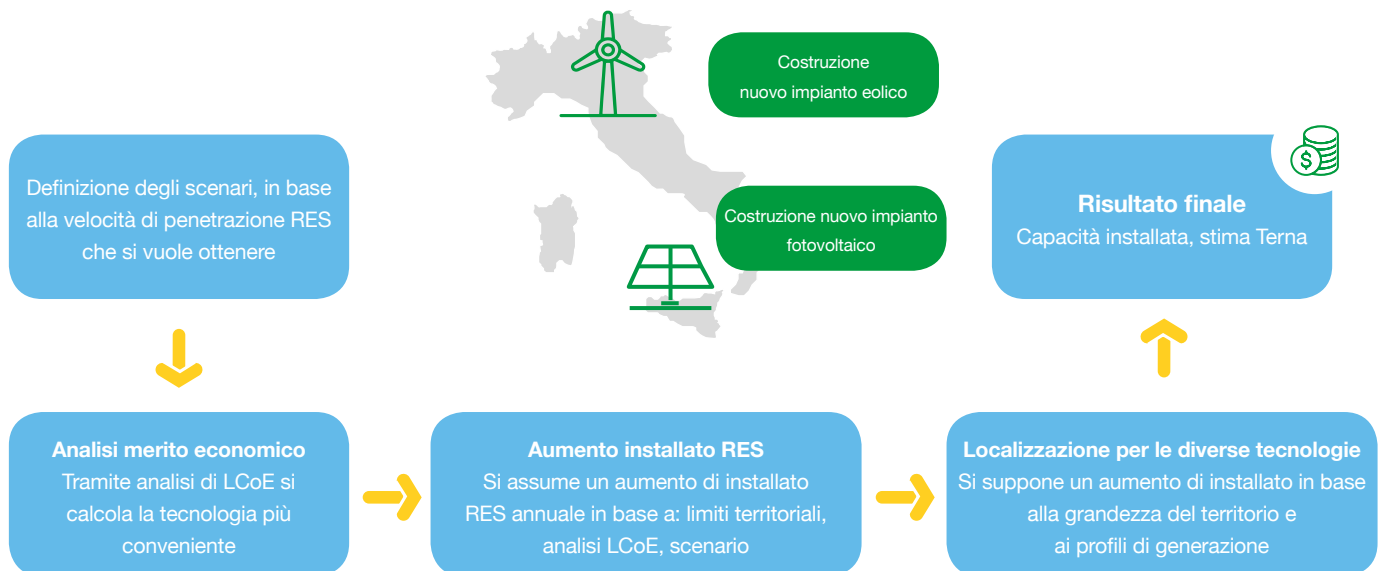
In base alle storyline degli scenari e alla velocità di penetrazione desiderata, si effettua un'analisi di LCoE delle diverse tecnologie per verificare condizioni di grid parity e la penetrazione attesa in base al merito economico:

$$P_{MWh} = \frac{CAPEX_0 + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{MWh_t}{(1+i)^t}}$$

Dove: CAPEX = spese di investimento (€)
 OPEX_t = costi annui di esercizio e manutenzione (€)
 MWh = Energia elettrica prodotta annualmente
 i = tasso di sconto (%)
 n = durata di vita dell'impianto (anni)
 P_{MWh} = prezzo dell'energia prodotta (€/MWh)

L'aumento del parco rinnovabile (Figura 44) avviene tenendo conto del risultato dell'analisi LCoE, dei limiti territoriali e degli scenari. Inoltre, la localizzazione delle diverse tecnologie avviene in base alla ripartizione odierna delle FER per zone di mercato italiane.

Figura 44 - Evoluzione parco rinnovabile italiano



Per poter effettuare analisi di mercato, la domanda di elettricità per usi finali risultante da NECS per un determinato anno deve essere profilata per tutte le ore di tale anno. Per tale operazione è stato utilizzato il tool TRAPUNTA (Temperature Regression and loAd Projection with UNcertainty Analysis)²³, attualmente utilizzato dalla maggior parte dei TSO Europei e dell'area mediterranea (cfr § 13.3.2).

8.2.6 La definizione dell'offerta gas

L'offerta di gas per la copertura della domanda energetica italiana viene stimata sulla base di simulazioni del mercato gas in un contesto europeo. Fatta salva la possibilità di importare GNL utilizzando i tre impianti di rigassificazione esistenti, l'Italia è infatti inserita in un contesto geopolitico che vede la nazione come punto di entrata in Europa del gas proveniente dal nord Africa, ma come mercato di consumo finale per il gas che arriva dalla Russia e dal Nord-Ovest europeo. Ne deriva che per la determinazione dell'offerta sia necessario tenere conto della potenziale disponibilità di gas dai paesi esportatori interconnessi con l'Europa, nonché della potenziale disponibilità di GNL sul mercato mondiale. L'approvvigionamento di gas per l'Italia viene elaborato considerando l'offerta di gas a livello europeo sulla base di un ottimo economico di sistema che tenga conto di un funzionamento perfetto del mercato.

Il numero di informazioni relative all'offerta di gas dalle varie fonti di approvvigionamento presenti in Europa è considerevole e non interamente a disposizione del TSO italiano. Vista anche la necessità di procedere in maniera coordinata con le elaborazioni sviluppate da ENTSOG, ad eccezione del GNL, si è deciso di riferirsi ai dati che sono inseriti all'interno del documento di piano decennale delle reti più aggiornato a livello europeo, ossia il TYNDP 2018.

All'interno del § 1.2.3 dell'allegato I²⁴ del report relativo agli scenari utilizzati nel documento sono esplicitate le assunzioni relative alle potenzialità delle varie fonti di approvvigionamento.

In particolare, la produzione interna di gas naturale è definita dai TSO europei, così come la produzione di gas verdi quali il biometano e l'idrogeno.

Per quanto riguarda invece le fonti di importazione di gas ENTSOG tiene conto di valori massimi o minimi di disponibilità potenziale che possano essere riferiti a documenti pubblici, report di enti accreditati e alle più recenti informazioni pubbliche a disposizione.

Per quanto riguarda il GNL ci si è invece riferiti a specifici studi di settore che tengano conto della disponibilità mondiale di GNL e della quota parte che può essere destinata al mercato europeo, data la forte dipendenza del GNL dalla domanda di gas dell'estremo oriente e dalla velocità con cui la stessa si svilupperà.

Le potenzialità che vengono definite in questo modo hanno forchette molto ampie fra i valori massimi e minimi che vengono assegnati alle varie fonti di approvvigionamento, pertanto risulta necessario tenere conto di combinazioni diverse fra le varie fonti che vengono utilizzate per la determinazione dei mix di approvvigionamento costituenti l'offerta gas degli scenari. In particolare, si sono creati scenari contrastanti che siano significativi anche nell'ottica di valutazione degli investimenti previsti nei piani di sviluppo dei TSO Italiani.

²⁴ Di proprietà di ENTO-E, sviluppato da Milano Multiphysics.

²³ www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/TYNDP/2018/entsos_tyndp_2018_Final_Scenario_Report_ANNEX_I_Country_Level_Results.pdf.

Input

The image features a solid green background with several thick, white, curved lines that sweep across the frame from the top corners towards the bottom. In the center of the composition, the number '9.' is written in a white, serif font.

9.

9. Input

Gli input riportati nel presente capitolo sono stati utilizzati per simulare la domanda e l'offerta degli scenari previsionali. Quando possibile e quando disponibili, gli input sono stati definiti in coerenza con gli scenari in fase di sviluppo da parte ENTSO-E ed ENTSG a livello Europeo; in alcuni casi, come specificato nel testo, sono stati utilizzati dati differenti, derivanti da analisi dedicate e/o da set di dati più accurati.

9.1 Elaborazione della domanda: input macroeconomici e commodities

Il contesto macroeconomico tiene in considerazione una molteplicità di parametri, spesso tra loro combinati, che sono riassunti nella Tabella 10 seguente dove è indicata anche la fonte/approccio considerato.

Tabella 10 - Schema modulo macroeconomico

Variabile/settore	Fonti/Approcci utilizzati	
	Scenario Bottom-up	Scenario Top-down
Variazione PIL	Stime Governative + Studi Prometeia (scenario Low)	Stime Governative + Studi Prometeia (scenario High)
Valore aggiunto settoriale	Stime basate su dati storici (Prometeia)	Simulazione di terziarizzazione dei consumi (Prometeia)
Popolazione	Dati Istat (scenario Low)	Dati Istat (scenario High)
Prezzi commodity	Provider di scenari (IHS, Bloomberg)	
Mobilità/Dati settoriali	Analisi serie storiche, studi di settore e proiezioni Governative	

Input macro- economici e commodity

La crescita del PIL è ipotizzata, mediamente, allo 0,5% annuo nello scenario BAU mentre

si attesta a 1,2% nei due casi di sviluppo (cfr Tabella 11).

Tabella 11 - Evoluzione PIL per scenario

PIL%	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2040
BAU	0,5	0,5	0,5	0,5
Sviluppo	1,2	1,2	1,2	1,2
PNIEC	1,2	1,2	1,5	1,6

Si ipotizza invece che la popolazione segua una traiettoria di leggera decrescita nello scenario BAU (CAGR -0,08%) e di moderata crescita nei casi di sviluppo (CAGR 0,15%). Di conseguenza, negli anni in esame si raggiungeranno i valori leggibili in Figura 45.

Anche per quanto riguarda i prezzi delle commodities sono state fatte delle ipotesi differenti in accordo alle storyline dei due scenari. In generale, come raffigurato nelle figure seguenti (cfr Figura 46, Figura 47, Figura 48), le commodities che hanno maggior rilevanza per il sistema energetico sono il petrolio (Brent), il gas (PSV hub), il carbone (API2) e la CO2. In generale, i prezzi sono più alti negli scenari di sviluppo, caratterizzati da tassi di crescita più elevati.

Figura 45 - Evoluzione popolazione per scenario

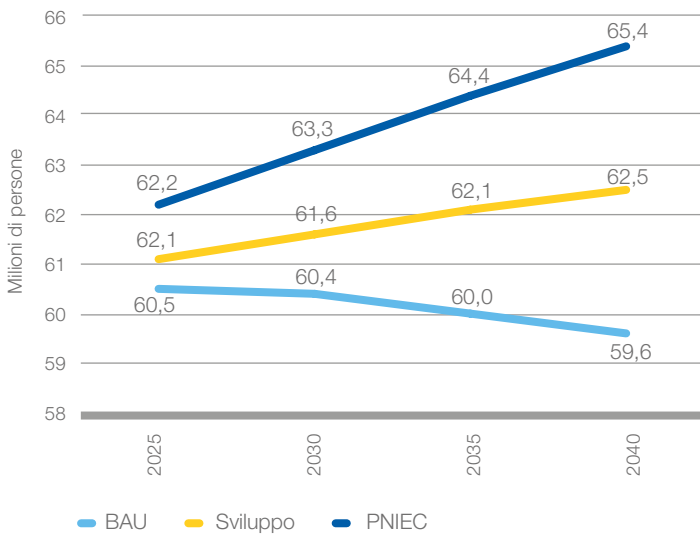


Figura 46 - Andamento Brent nei diversi scenari

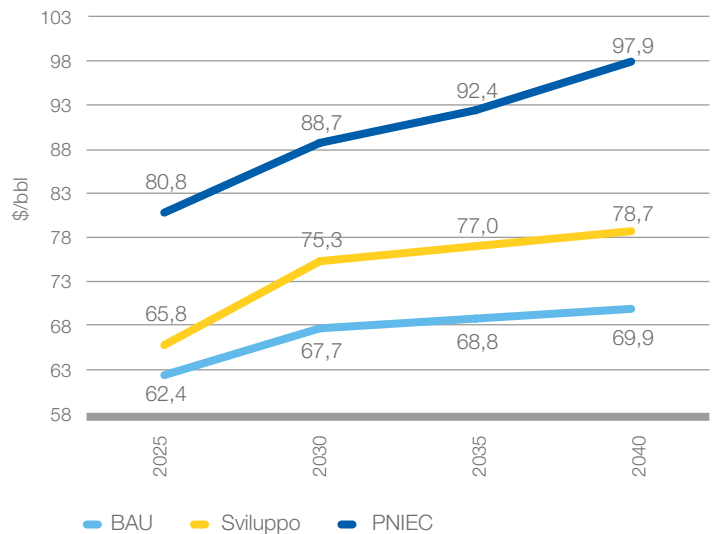


Figura 47 - Andamento gas (PSV) nei diversi scenari

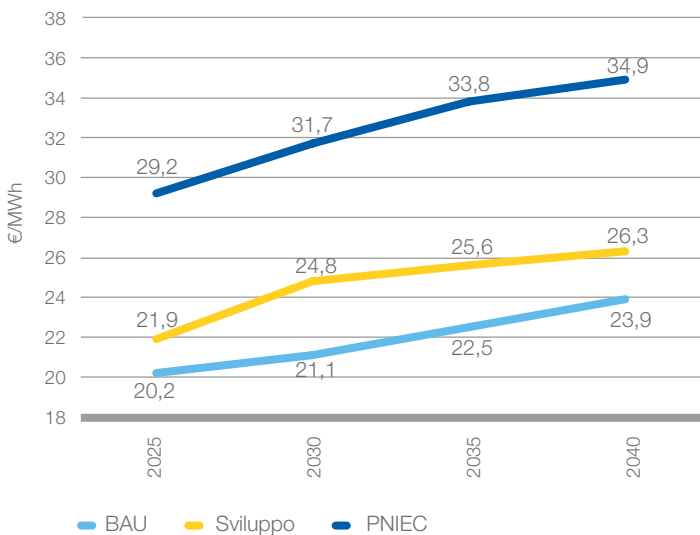
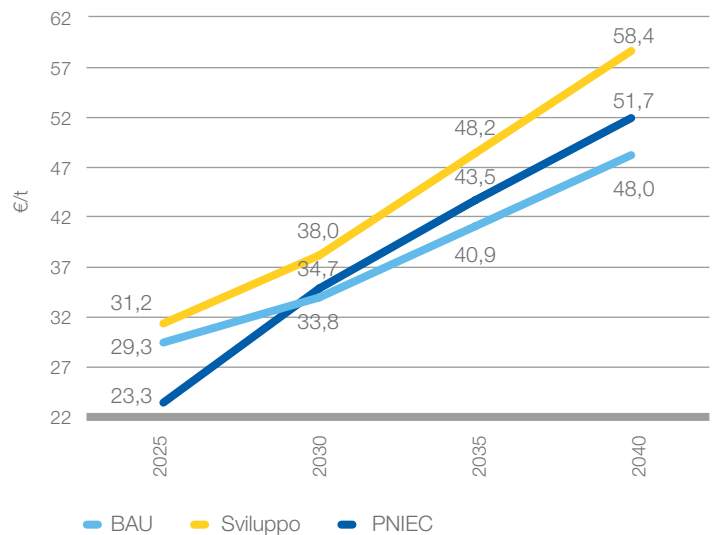


Figura 48 - Andamento CO2 nei diversi scenari



9.2 Total cost of ownership

Particolare attenzione è stata dedicata allo studio dei Total Cost of Ownership (TCO), che rappresentano il costo totale di una tecnologia durante l'intera vita utile della stessa, per unità di servizio garantito (cfr allegato 13.3.1.8 per la formula di calcolo del TCO). In particolare, lo studio è stato applicato ai settori residenziale e trasporti, caratterizzati da un'elevata diffusione di nuove tecnologie legate alla transizione energetica.

Le attività hanno previsto inizialmente una mappatura e una categorizzazione delle tecnologie utilizzate in questi settori, sulla

base del vettore energetico richiesto, della maturità delle stesse ed in certi casi anche della dimensione (e.g. diverse taglie di autovetture nel settore trasporti) o dell'ubicazione geografica (settore residenziale).

Nello specifico, osservando il settore dei trasporti (cfr Figura 49), la penetrazione delle tecnologie alimentate ad elettricità è considerata in crescita, principalmente per i mezzi di trasporto leggeri. Il metano (CNG, Compressed Natural Gas), invece, già largamente utilizzato in Italia per alimentare le autovetture e gli autobus, è ipotizzato penetrare maggiormente nel segmento dei mezzi pesanti, come camion e motrici.

Figura 49 - Caratterizzazione delle tecnologie nel settore Trasporti

Categoria		Idrogeno	Gasolio	Benzina	Ibrido	CNG	Elettricità	GPL	GNL
Due ruote		●	●	●	●	●	●	●	●
Auto piccole		●	●	●	●	●	●	●	●
Auto medie		●	●	●	●	●	●	●	●
Auto grosse		●	●	●	●	●	●	●	●
Autobus		●	●	●	●	●	●	●	●
Veicoli ind. leggeri		●	●	●	●	●	●	●	●
Camion		●	●	●	●	●	●	●	●
Motrici		●	●	●	●	●	●	●	●

● Commercialmente diffuso oggi
● In crescita
● Fuori mercato

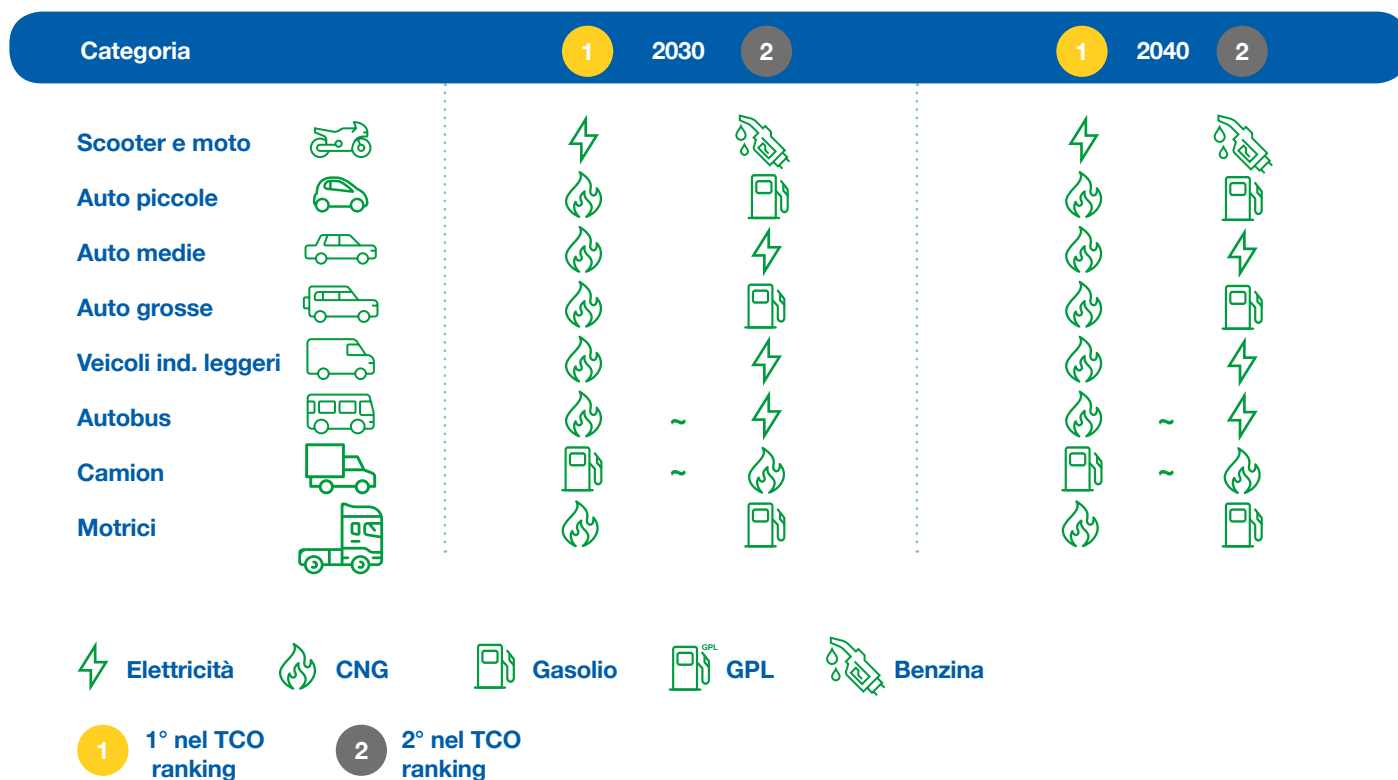
L'analisi dei TCO nel settore trasporti mostra come già al 2030, per gli scenari Centralized e Decentralized, i vettori energetici tradizionali come benzina e gasolio risultino essere meno convenienti degli altri (cfr Figura 50) e vengano rimpiazzati da tecnologie elettriche per scooter e moto, tecnologie a metano ed elettriche per auto medie, veicoli industriali leggeri e autobus e tecnologie principalmente

a metano per auto grosse e motrici. I driver di peso nel calcolo dei TCO nel caso dei trasporti sono rappresentati dai costi dei vettori energetici e dal costo delle batterie delle auto elettriche, in continua discesa. Per quest'ultimo in particolare, sono stati considerati i dati di Bloomberg New Energy Finance¹ e del Fraunhofer ISE².

¹ BNEF Lithium-ion battery costs and market, <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>

² what will the energy transformation cost? Pathways for transforming the German energy system by 2050, Fraunhofer ISE, novembre 2015.

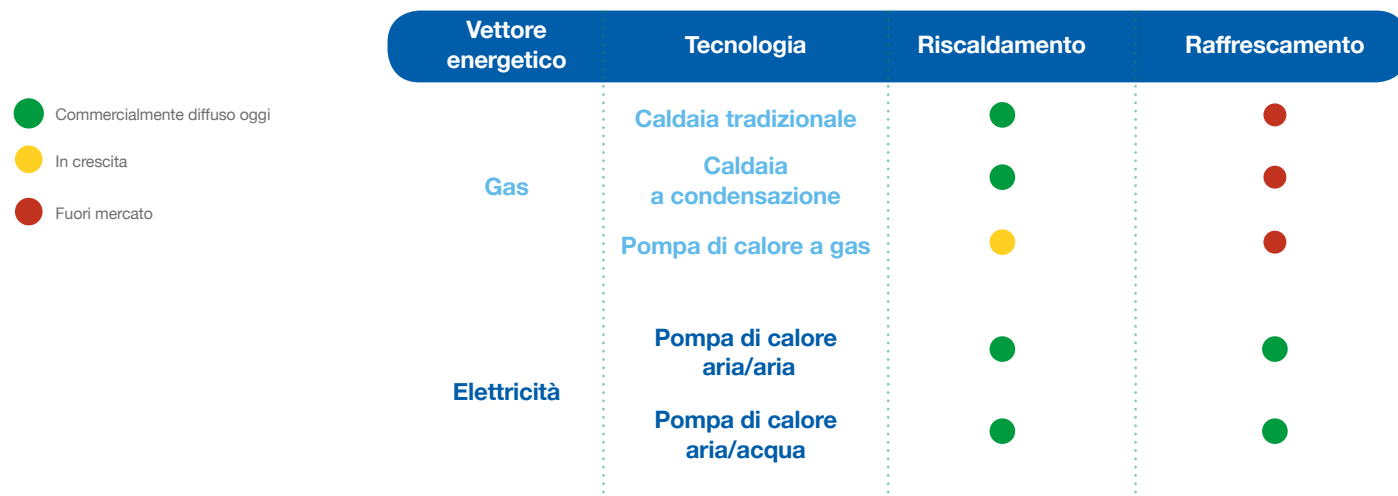
Figura 50 - Ranking TCO settore Trasporti



Per il settore residenziale, che comprende prevalentemente il servizio di riscaldamento, l'analisi dei TCO è stata condotta esclusivamente per quelle tecnologie (pompe di calore e caldaie a gas) che si suppone siano le più comuni sul mercato negli anni orizzonte di studio (cfr Figura 51). Le altre tecnologie (e.g. caldaie a gasolio), comunque presenti nel modello di domanda NECS, si

suppone vengano sostituite alla fine della loro vita utile proprio dalle tecnologie considerate in Figura 51. Tra queste, si prevede una forte diffusione delle pompe di calore elettriche (divise in aria/acqua e aria/aria) e a gas, con le prime attualmente in una fase di maturazione commerciale e tecnologica più avanzata.

Figura 51 - Caratterizzazione delle tecnologie nel settore Residenziale



³ Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050. D3.1 Technology assessment from 2030 to 2050.

Passando all'analisi dei TCO (cfr Figura 52), per le regioni del Centro e del Sud Italia la convenienza della pompa di calore elettrica rispetto alle altre tecnologie è evidente già dal 2030, mentre la pompa di calore a gas risulta più conveniente al Nord Italia per via del clima più freddo e umido. Per il riscaldamento residenziale, i driver principali

dei TCO sono rappresentati sia dai costi dei vettori energetici, sia dai Capex delle pompe di calore elettriche e a gas, nonché dai loro progressi tecnologici in termini di efficienza. Per quest'ultimo in particolare, sono stati considerati i dati di e-HIGHWAY 2050³ e di Assoclisma.

Figura 52 - Ranking TCO Riscaldamento settore Residenziale

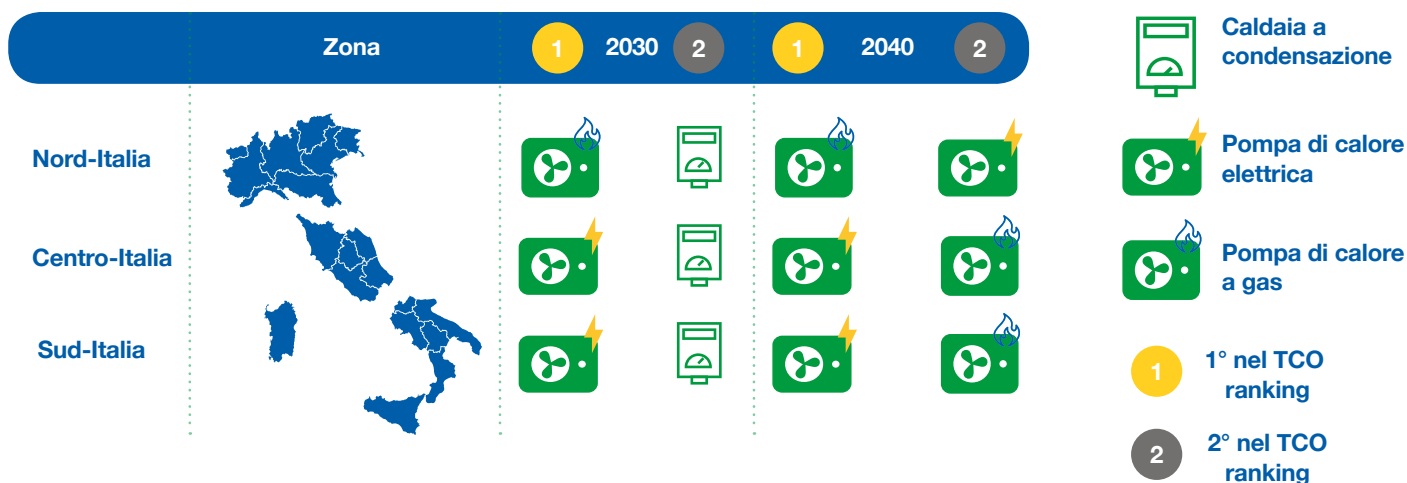
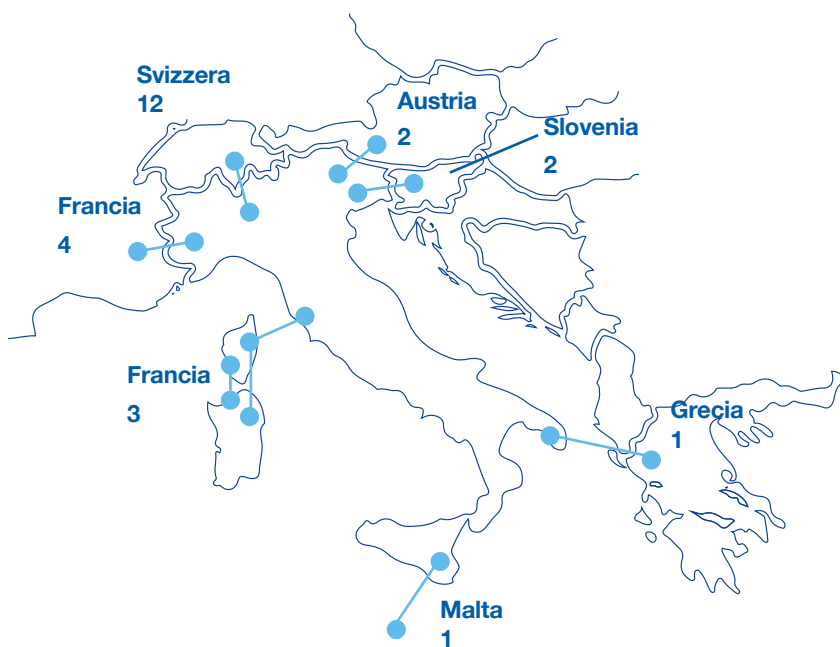


Figura 53 - Interconnessioni esistenti (Piano di Sviluppo 2019)



9.3 Elaborazione dell'offerta elettrica

9.3.1 Ipotesi sulle interconnessioni con l'estero

Allo stato attuale la capacità d'interconnessione italiana è principalmente localizzata sulla frontiera Nord del Paese (Figura 53), collegata con i quattro paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia. Delle 25 linee di interconnessione suddivise tra i vari livelli di tensione, 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'ultima linea transfrontaliera a entrare in servizio nel 2012.

Il valore complessivo della capacità di scambio sulla frontiera Nord (Net Transfer Capacity – NTC) per l'anno 2018 è nel range 6.300 MW e 8.400 in import e fra i 3.000 MW e i 3.900 in export.

Sono in fase di realizzazione o di progettazione preliminare: il collegamento

HVDC Piossasco-Grand'Île (Italia-Francia), il collegamento HVDC Villanova-Tivat (Italia-Montenegro), il collegamento 132 kV Parti di Vizze/Brennero (Italia-Austria), il collegamento Sardegna-Corsica-Italia continentale SACOI3 (Italia-Francia), il collegamento Italia-Tunisia (progetto ELMED).

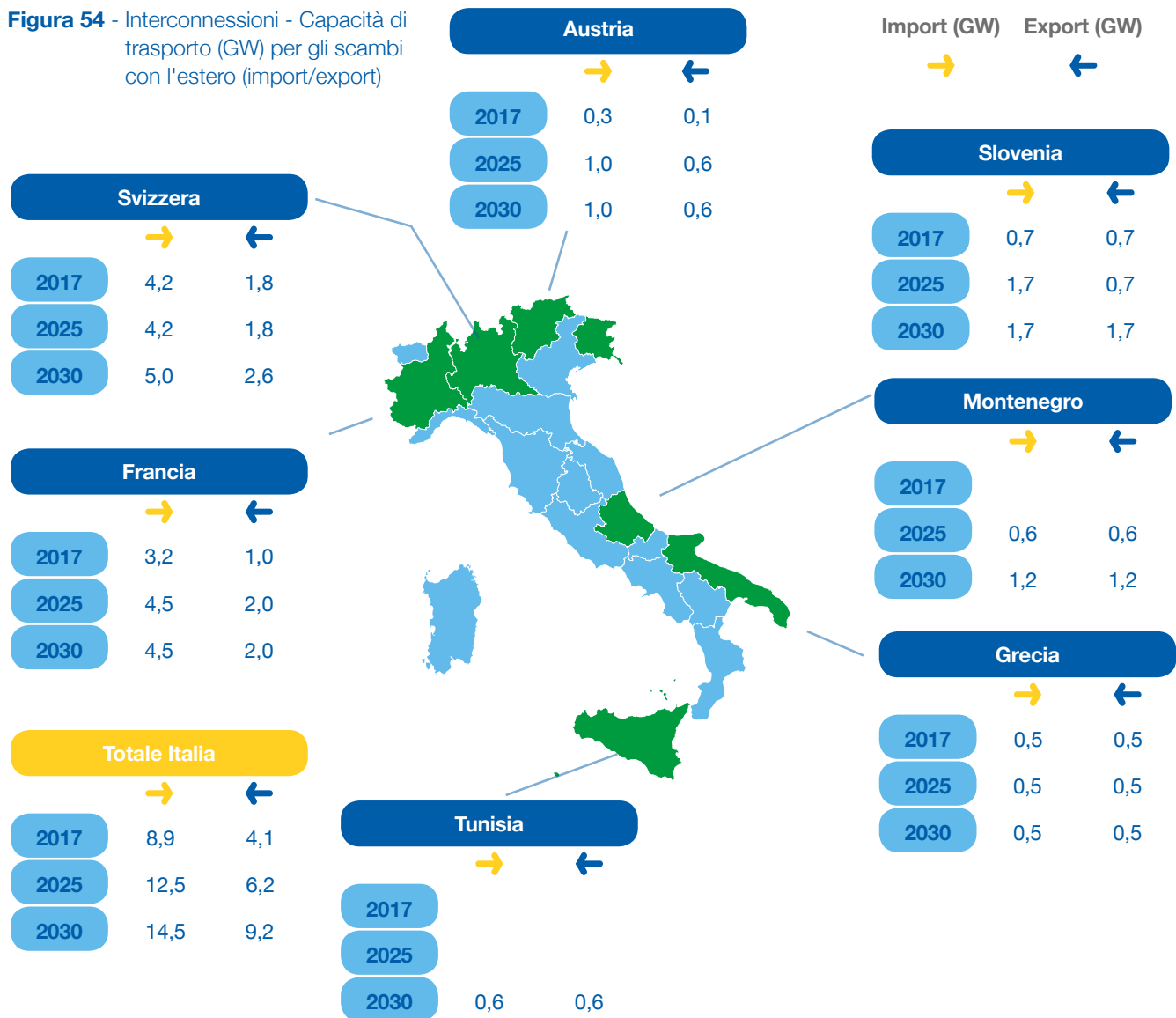
Inoltre, in attuazione di quanto previsto dalla Legge 99/2009, Terna ha individuato, in collaborazione con i TSO dei Paesi confinanti, nuovi possibili interconnectors, finanziati (in tutto o in parte) da soggetti privati selezionati sulla base di quanto previsto dalle stesse disposizioni di legge. In particolare, i progetti di

interesse riguardano le frontiere con Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Montenegro. La verifica dell'incremento della capacità di interconnessione o di trasporto interzonale (in entrambe le direzioni) è effettuata tramite l'analisi di Load Flow⁴ nel Piano di Sviluppo 2019. Quindi, per gli anni per cui non sia stata precedentemente fatta un'analisi costi-benefici, non si prevedono ulteriori incrementi di capacità di interconnessione.

Nella Figura 54 sono elencate le capacità di interconnessioni attuali e quelle future. Tra il 2030 e il 2040 non sono previsti ulteriori interventi di interconnessione.

⁴ Analisi in regime statico, condotta mediante strumenti in grado di eseguire un calcolo di Load Flow analizzando una o più condizioni rappresentative del funzionamento del sistema elettrico in situazioni ritenute particolarmente indicative.

Figura 54 - Interconnessioni - Capacità di trasporto (GW) per gli scambi con l'estero (import/export)



9.3.2 Ipotesi sulle interconnessioni interne

La configurazione zonale utilizzata nelle analisi è quella ad ora vigente che prevede l'articolazione ed i limiti di scambio mostrati nella figura 54bis. I valori previsionali sono correlati ad alcuni interventi di sviluppo della rete elettrica come di seguito evidenziati:

- la sezione Nord-Centro Nord interessata dallo sviluppo della rete di trasmissione 380 kV tramite la realizzazione di un collegamento fra le stazioni di Colunga e Calenzano;
- la sezione Centro Nord-Centro Sud interessata da una serie di attività volte alla rimozione di limitazioni esistenti sull'attuale infrastruttura e dallo sviluppo di un nuovo collegamento HVDC;
- la sezione Centro Sud-Sud interessata dalle nuove linee 380 kV "Foggia-Villanova", "Deliceto-Bisaccia" e "Montecorvino-Avellino-Benevento";
- il collegamento della Sardegna con la Sicilia e il continente attraverso il potenziamento della rete interna e la realizzazione di nuovi collegamenti HVDC.

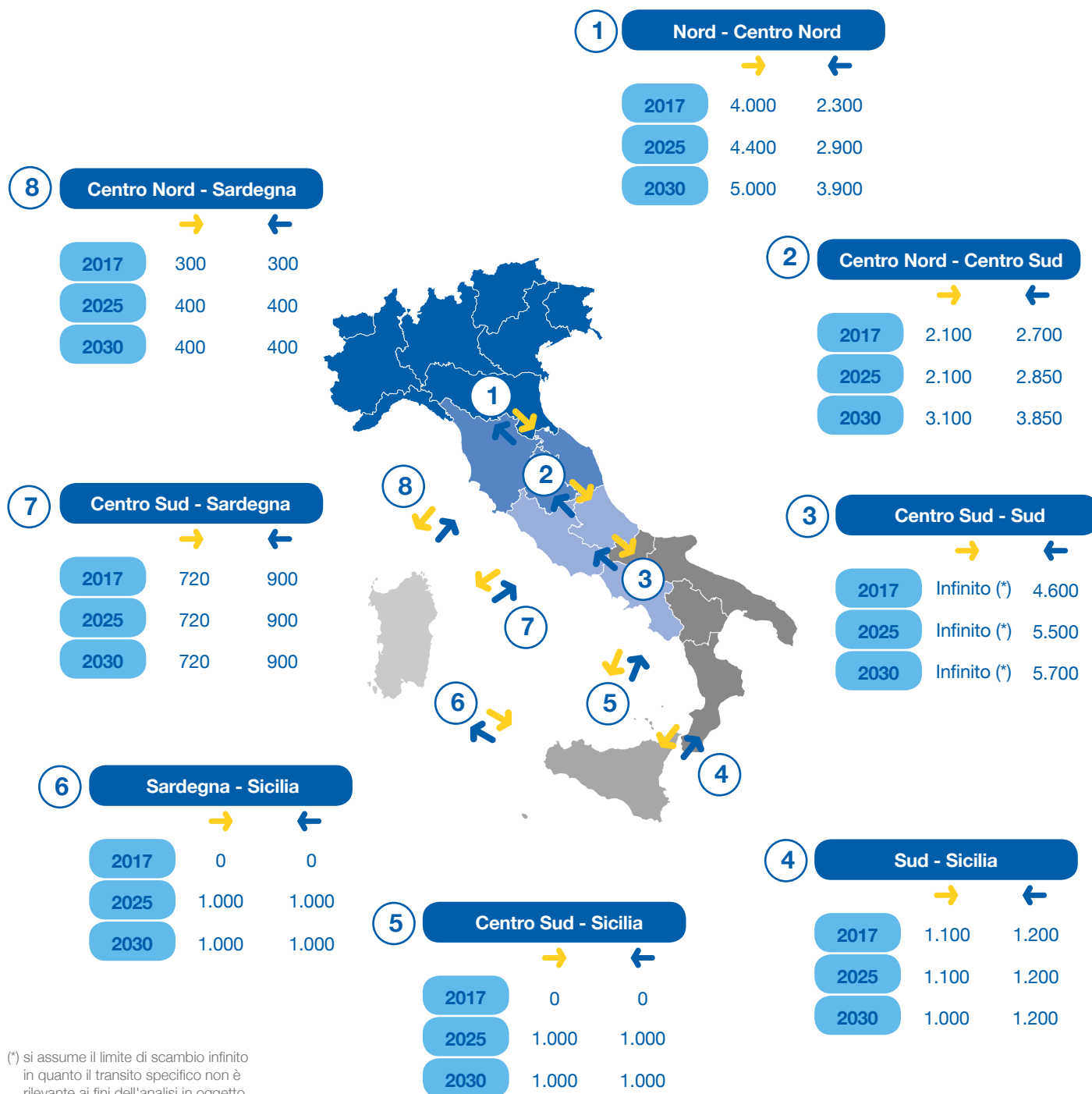
Anche in questo caso tra il 2030 e il 2040 non sono previsti ulteriori interventi di interconnessione tra zone interne.

9.3.3 Altre ipotesi

Per gli studi di mercato sono stati inoltre definiti i seguenti input:

- carico zonale orario (valutato con l'utilizzo del tool Trapunta, v. Allegato 13.3.2);
- profilazione rinnovabili: sono modellate imponendo dei profili di generazione per ogni tecnologia e per ogni zona di mercato;
- generazione termoelettrica: per ogni impianto termico è definita una lista di caratteristiche: potenza minima e massima, mix di combustibili, Heat Release Rate per ogni combustibile del mix, tasso di chiusura forzata o schedulata, tasso di flessibilità, costi start-up, rendimento, etc. I rendimenti del parco di generazione utilizzati per le analisi di mercato rappresentano i rendimenti effettivi degli impianti (ricavati a seguito di analisi di dettaglio), che differiscono dai valori teorici utilizzati da ENTSO-E;
- prezzi dei combustibili e della CO₂;
- generazione idroelettrica: viene modellata tenendo conto degli impianti di pompaggio, a bacino e fluente. Ogni impianto è definito diversamente per zona di mercato.

Figura 54 bis - Limiti di scambio interzonali (MW)



9.4 Elaborazione dell'offerta gas

9.4.1 Ipotesi sulle interconnessioni

Essendo l'Italia il mercato di consumo finale del gas che viene dal nord ovest europeo nonché del gas che viene dalla Russia risulta molto importante tener conto dello sviluppo infrastrutturale previsto per tutto il continente.

In considerazione di ciò, per le simulazioni relative alla definizione dell'offerta gas si è tenuto conto delle capacità ad oggi disponibili sulla rete europea, nonché della loro evoluzione, sulla base di uno scenario infrastrutturale che consideri anche le infrastrutture per le quali è stata intrapresa una decisione finale di investimento (scenario infrastrutturale "Low" del TYNDP 2018).

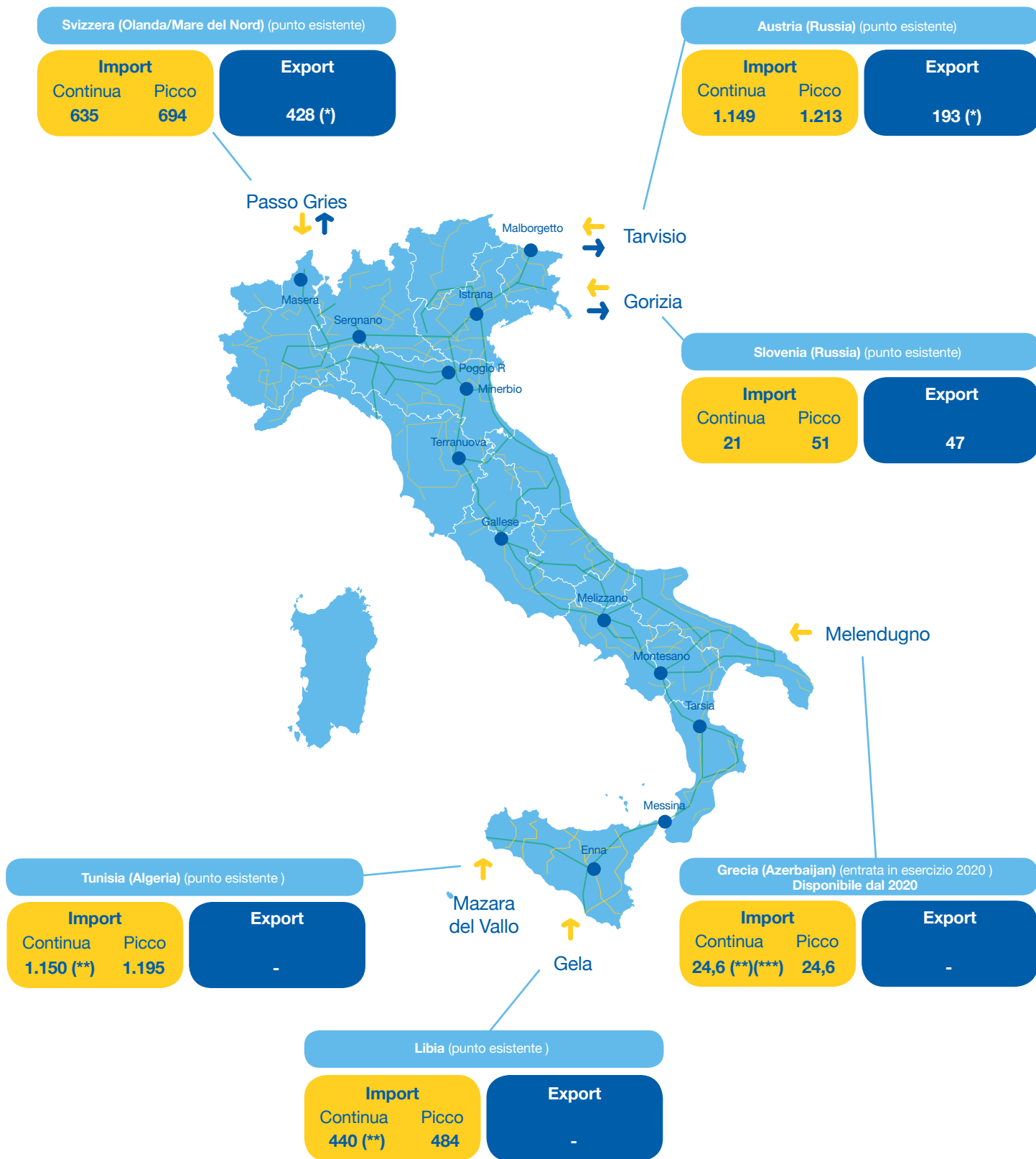
Le interconnessioni sono state considerate da un punto di vista economico mediante le tariffe di trasporto associate a ogni punto di interconnessione.

Nella figura che segue sono rappresentate le capacità di interconnessione (esprese in GWh/g) presenti sui vari punti di interconnessione Italiani considerate al fine del presente studio. Per un ulteriore approfondimento della metodologia utilizzata per le simulazioni dei flussi gas si rimanda all'allegato 13.3.4.

9.4.2 Altre ipotesi

- La domanda gas annuale è profilata a livello giornaliero secondo specifici profili di prelievo per settore.
- Gli stoccaggi vengono considerati con i rispettivi volumi e capacità di iniezione ed erogazione, in particolare gli stoccaggi gas italiani vengono modellizzati tenendo conto dell'offerta di gas a disposizione, nel rispetto della normativa italiana in vigore.
- Il GNL viene modellizzato a livello mondiale tenendo conto della potenziale disponibilità della risorsa e della domanda mondiale che potrebbe assorbirla.

Figura 55 - Sistema gas: capacità ai punti di interconnessione con l'estero (GWh/g)



(*) La massima capacità contemporanea in export di Tarvisio e Passo Gries è 428 GWh/g.

(**) La massima capacità contemporanea di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno è di 1.371 GWh/g (picco, pari a 1.460 GWh/g).

(***) Capacità richiesta mediante la procedura aperta del 21 settembre 2016.

Output



10.

10. Output

Il presente capitolo fornisce, per tutti gli scenari ed anni orizzonte oggetto di analisi, il dettaglio dei risultati delle attività di costruzione degli scenari. Il capitolo è articolato in quattro paragrafi principali: nel primo vengono riportati i risultati relativi alla domanda energetica previsionale, arrivando a fornire un dettaglio settoriale e focus specifici sulla diffusione di tecnologie; il secondo fornisce i dati relativi alla copertura della domanda elettrica e gas, con dettaglio degli scambi di elettricità tra zone di mercato italiane ed estere e dei prezzi; il terzo paragrafo, attraverso l'utilizzo di Sankey diagram, fornisce una visione dall'alto dell'evoluzione dei consumi di elettricità e gas. Infine, l'ultimo paragrafo verifica, per tutti gli scenari, il raggiungimento dei target previsti al 2030 e 2040.

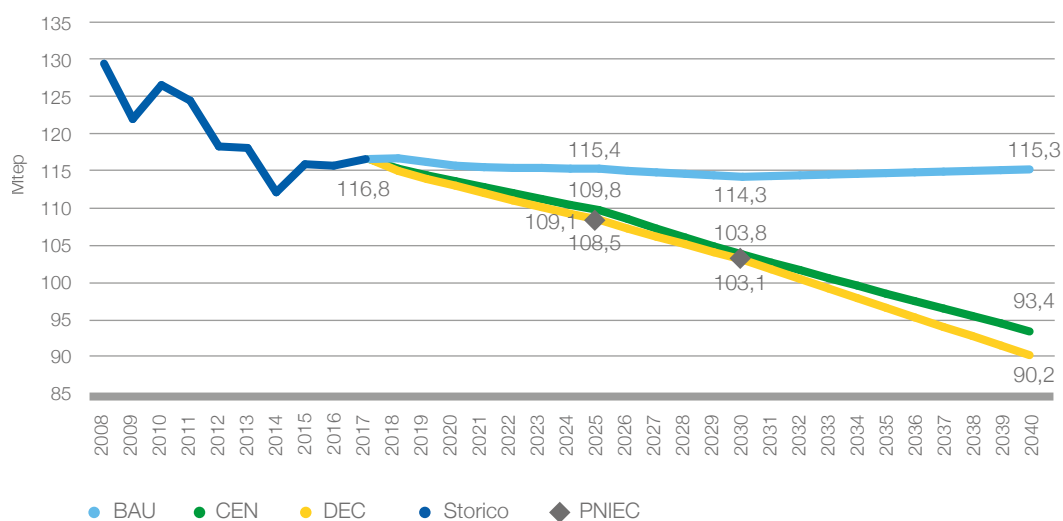
10.1 Domanda

10.1.1 Risultati complessivi

10.1.1.1 Consumi energetici per usi finali

In Figura 56 viene riportato l'andamento del consumo di energia per usi finali espresso in Mtep per lo scenario BAU, gli scenari di sviluppo e il PNIEC (al 2025 e al 2030). Lo scenario BAU mantiene consumi per usi finali pressochè costanti fino al 2040, per effetto delle scarse misure di efficienza energetica, che controbilanciano la crescita moderata dell'economia.

Figura 56 - Consumi di energia per usi finali¹ (Mtep - fonte valore storico ricavato dal Bilancio Energetico Nazionale A.A.V.V)



¹ Dati storici ricavati dai Bilanci Energetici Nazionali, esclusi usi non energetici e bunkeraggi

Gli scenari di sviluppo, al contrario, considerano il regime obbligatorio di efficienza energetica previsto dalla Direttiva 2018/2002/UE e mostrano un andamento decrescente (CAGR di circa -1,0% al 2040), allineandosi, al 2030, al valore di consumi finali previsto dal PNIEC di 103,8 Mtep. Come riportato con maggiore chiarezza nei prossimi grafici, lo scenario DEC si attesta nel lungo termine a valori di consumi finali leggermente più bassi rispetto al CEN, in virtù della maggiore penetrazione del vettore elettrico, intrinsecamente più efficiente.

La Figura 57 mostra la composizione percentuale della domanda per usi finali nello scenario Business as Usual. Come si osserva, la composizione percentuale delle fonti si mantiene pressochè costante tra il 2017 e il 2040, con un lieve decremento dei consumi di altri combustibili fossili in favore di elettricità e gas, che offrono maggior efficienza e livelli di emissione inferiori.

La Figura 58 mostra invece la composizione percentuale della domanda per usi finali relativa agli scenari di sviluppo e al PNIEC.

Figura 57 - Composizione percentuale della domanda di energia per usi finali² – Scenario BAU (%)

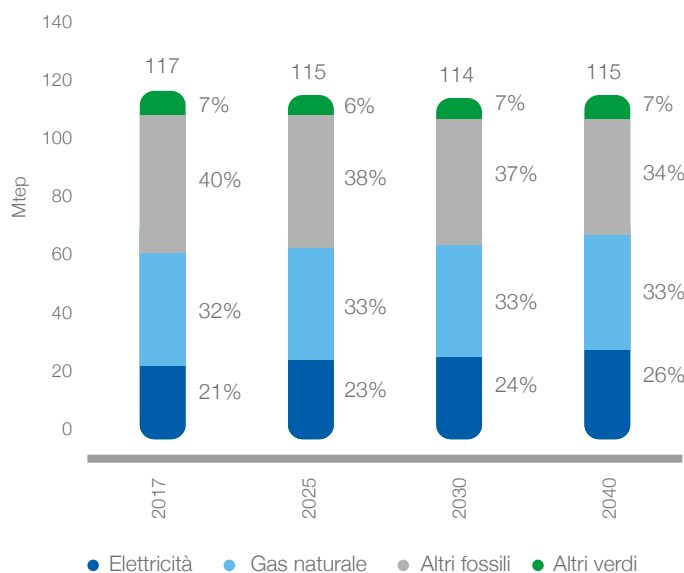
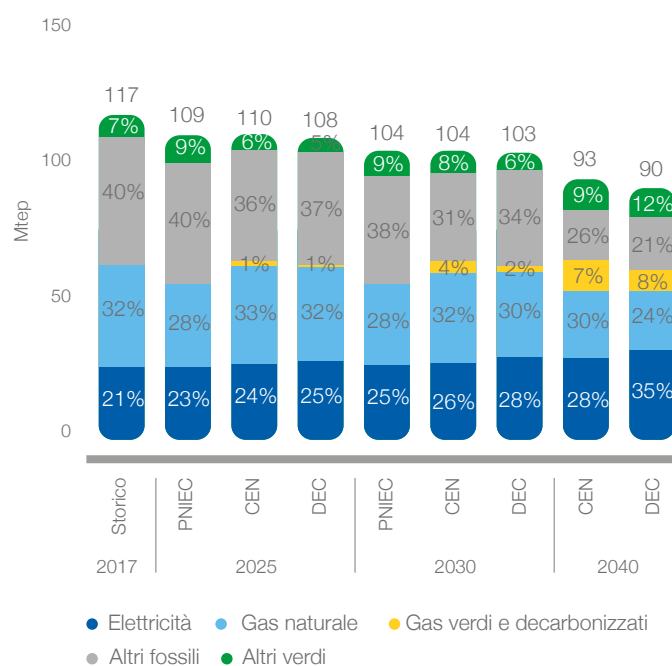


Figura 58 - Composizione percentuale della domanda di energia per usi finali² – Scenari di sviluppo (%)



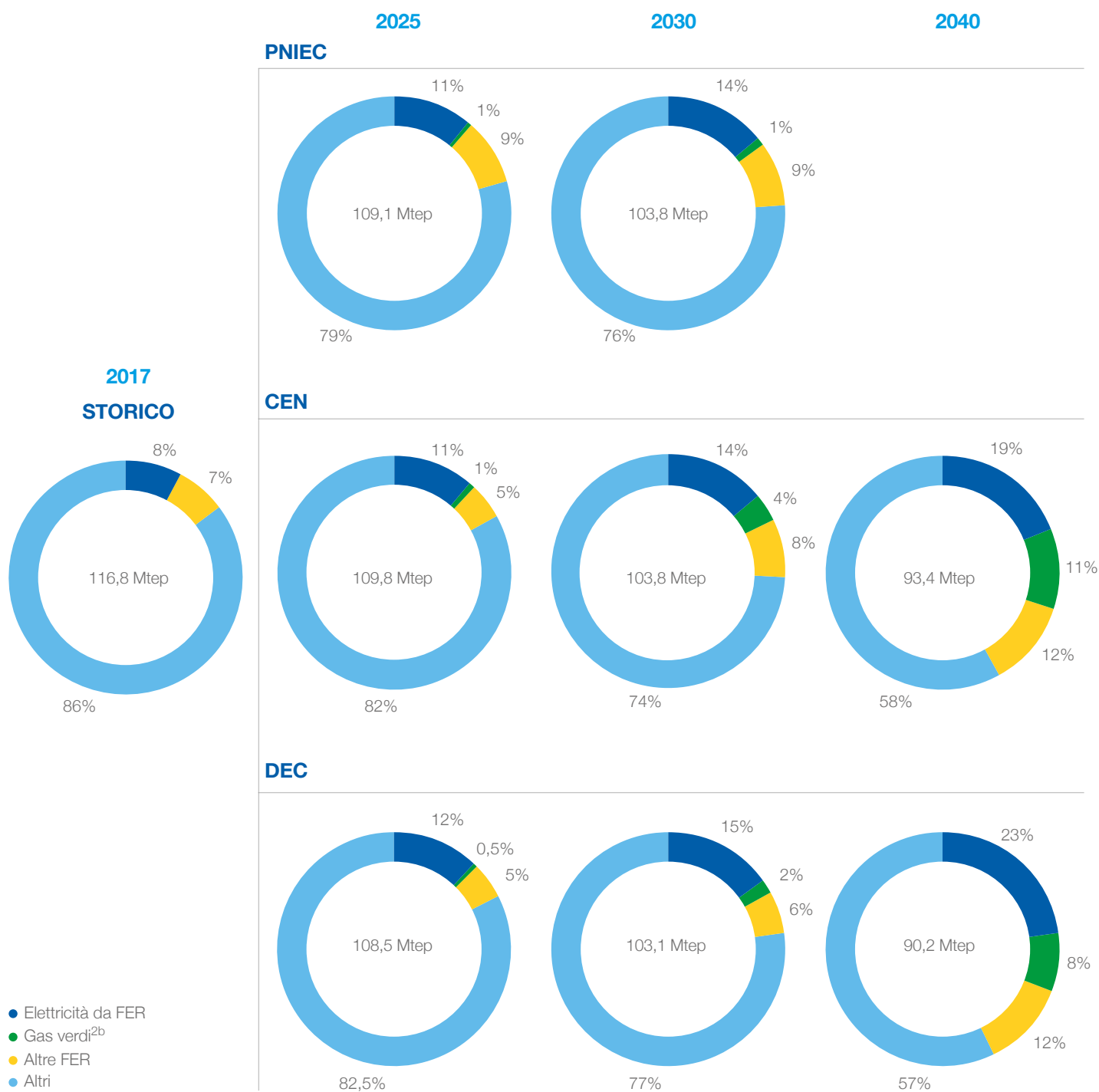
A fronte di una contrazione dei consumi di combustibili fossili, tra il 2017 e il 2040 lo scenario CEN vede una maggiore penetrazione di combustibili gassosi, in particolare gas verdi e decarbonizzati, mentre lo scenario DEC vede una maggiore penetrazione del vettore elettrico, che passa dal 21% attuale (fonte BEN 2017) al 35%. Lo scenario PNIEC vede una minore contrazione dei combustibili fossili rispetto agli scenari

sviluppo, contestualmente a una minor quota di gas sugli usi finali.

Complessivamente, passando dal 2017 al 2040, si nota una forte compressione del consumo di combustibili fossili, che si riflette anche nell'evoluzione della quota di rinnovabili sul totale, riportata, per i casi di sviluppo e il PNIEC, nella Figura 59 che segue.

² I gas verdi e decarbonizzati includono: biometano, metano sintetico ed idrogeno; Gli altri fossili includono tutti i combustibili fossili diversi dal gas metano; gli altri verdi includono biocarburanti, biomasse, solare termico, geotermico; la fonte dei dati storici è il Bilancio Energetico Nazionale 2017.

Figura 59 - Composizione della domanda di energia per usi finali con dettaglio della quota FER effettiva^{2a} – Scenari di sviluppo e PNIEC (%)



- Elettricità da FER
- Gas verdi^{2b}
- Altre FER
- Altri

^{2a} Dato storico ricavato da Bilancio Energetico Nazionale 2017.

^{2b} Gas da fonte rinnovabile: biometano, metano sintetico e idrogeno.

In tutti gli scenari e anni orizzonte si nota una forte crescita delle rinnovabili, sia elettriche che termiche. Gli scenari CEN e DEC puntano verso una rilevante diffusione delle FER elettriche e dei combustibili verdi;

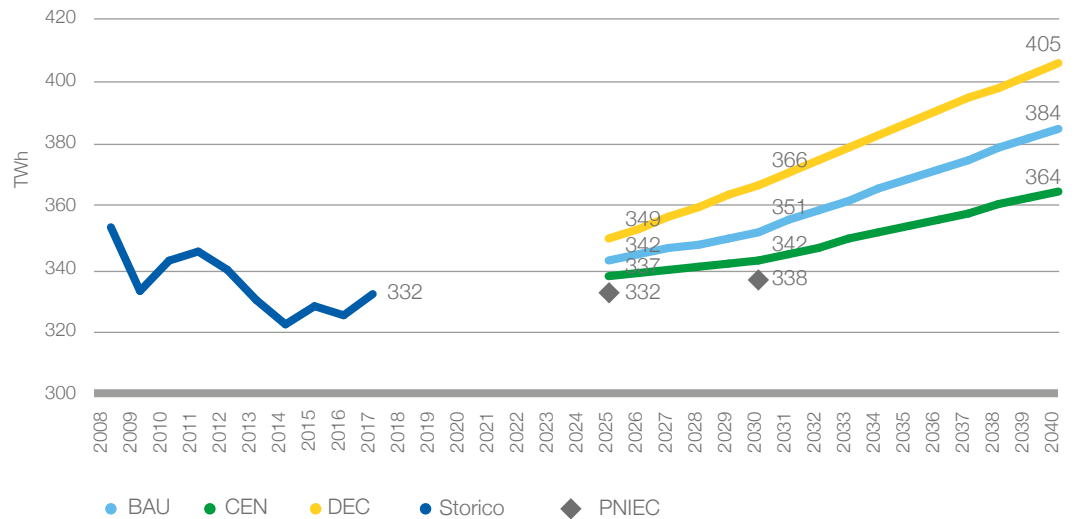
le prime sono maggiori nel DEC; i secondi nel CEN. Il PNIEC al 2030 mostra una penetrazione di FER elettriche paragonabile agli altri due scenari, a fronte però di un minor ricorso a gas verdi.

10.1.1.2 Consumo Interno Lordo di elettricità

La Figura 60 sottostante mostra il Consumo Interno Lordo (CIL) di elettricità previsto nei vari scenari sviluppati e nel PNIEC. Per CIL di elettricità⁴ si intende il consumo

elettrico per usi finali, inclusivo delle perdite di trasmissione e dei consumi per ausiliari ed energy branch (i.e. ausiliari del settore termoelettrico, consumi dei sistemi di accumulo ed altri consumi per la produzione di energia elettrica).

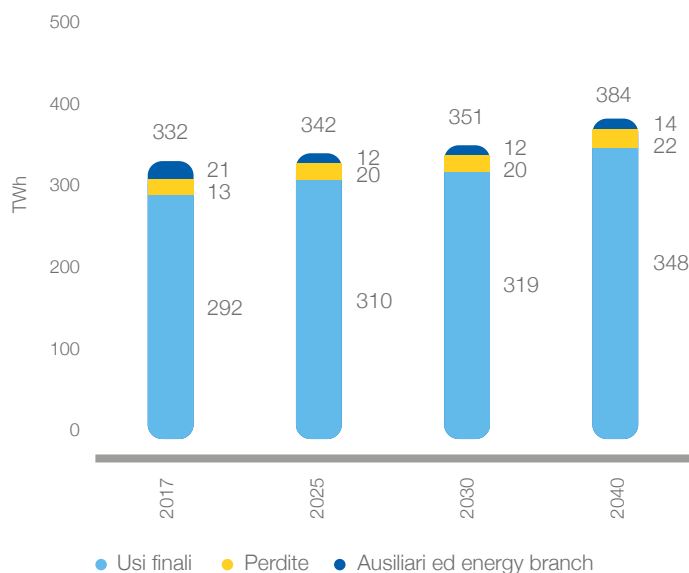
Figura 60 - Consumo interno lordo di elettricità (TWh)⁵



Il consumo di elettricità cresce in tutti gli scenari rispetto al valore del 2017; in particolare lo scenario CEN risulta allineato al PNIEC mentre lo scenario DEC presenta tassi di crescita più sostenuti. Il trend dello scenario BAU si colloca a metà strada tra i due scenari di sviluppo.

Le figure sottostanti (Figura 61, Figura 62) mostrano la composizione del CIL di elettricità rispettivamente per il BAU e per gli scenari di sviluppo. La somma tra consumi per usi finali e perdite di trasmissione è detta "Fabbisogno di elettricità".

Figura 61 - Componenti del consumo interno lordo di elettricità - Scenario BAU (TWh)



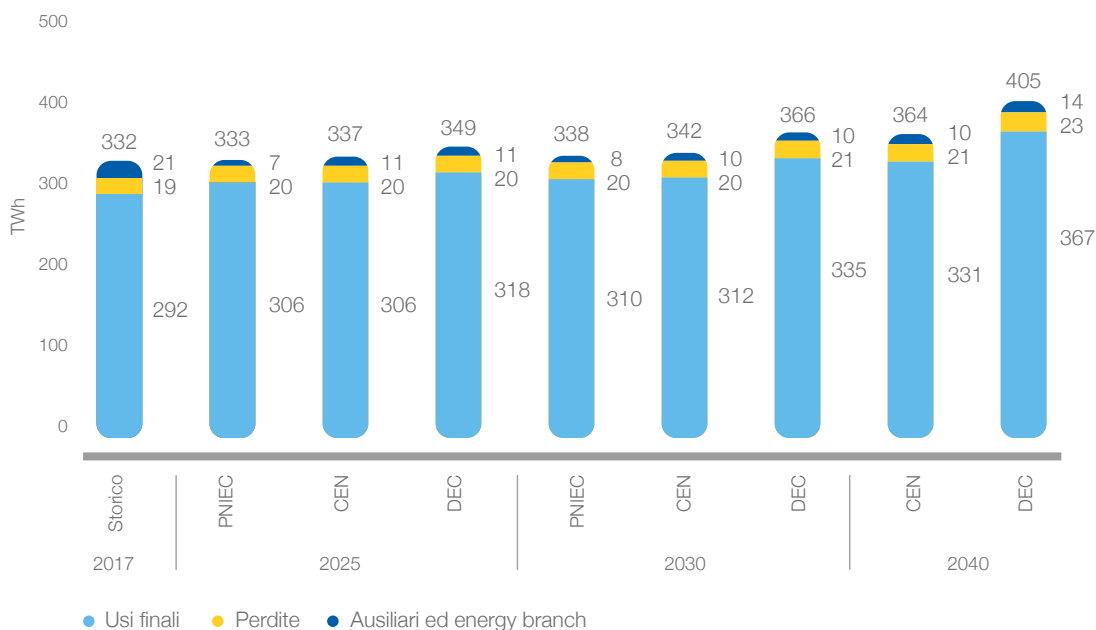
⁴ Consumo Interno Lordo di elettricità (CIL): è pari alla produzione lorda di energia elettrica, al netto della produzione da pompaggi, più il saldo scambi con l'estero (o tra le regioni). Il CIL equivale al Consumo Finale Lordo di energia elettrica (CFL-E) introdotto della Direttiva 28/2009/CE.

⁵ Valore storico ricavato da dati Eurostat.

Nello scenario BAU il consumo di elettricità per usi finali cresce linearmente tra il 2017 e il 2040; al consumo per usi finali si aggiungono le perdite di trasmissione e distribuzione (stimate come quota percentuale del fabbisogno di elettricità) e le perdite per

ausiliari ed energy branch, in decrescita al 2030 per il *phase-out* economico del carbone e in leggero aumento al 2040, sia per l'aumento della generazione termoelettrica, che il maggior utilizzo dei sistemi di pompaggio.

Figura 62 - Componenti del consumo interno lordo di elettricità - Scenari PNIEC, CEN, DEC (TWh)



Per gli scenari di sviluppo i consumi di elettricità per usi finali riflettono l'andamento del consumo interno lordo osservato in Figura 60. Le perdite di trasmissione, come nel caso BAU, sono proporzionali al fabbisogno di elettricità. Anche in questo caso i consumi per ausiliari ed energy branch diminuiscono già al 2025 in virtù del *phase-out* del carbone ed aumentano leggermente al 2040 in virtù dei maggiori consumi dei sistemi di accumulo.

10.1.1.3 Punta della domanda elettrica

Di seguito si riporta l'analisi della curva monotona del fabbisogno di energia elettrica per gli scenari CEN e DEC (Figura 63) e il valore del fabbisogno massimo (punta della domanda) per tutti gli scenari e anni orizzonte analizzati (Figura 64).

L'anno 2015 è preso a riferimento per lo storico poiché rappresenta l'anno in cui si è registrato il picco massimo di fabbisogno pari a 60.491 MW.

Dall'analisi delle monotone di carico si evince come per gli scenari di sviluppo si attenda un aumento del valore del picco assoluto (circa 72 GW per il DEC 2040 con un aumento del +19%) ed un generale maggiore utilizzo dell'energia elettrica durante l'anno. Anche il valore minimo è atteso in aumento per effetto della carica dei veicoli elettrici durante la notte (circa 26 GW per il DEC 2040 con un aumento del +38% rispetto al valore registrato nel 2015).

Figura 63 - Monotona fabbisogno orario di energia elettrica

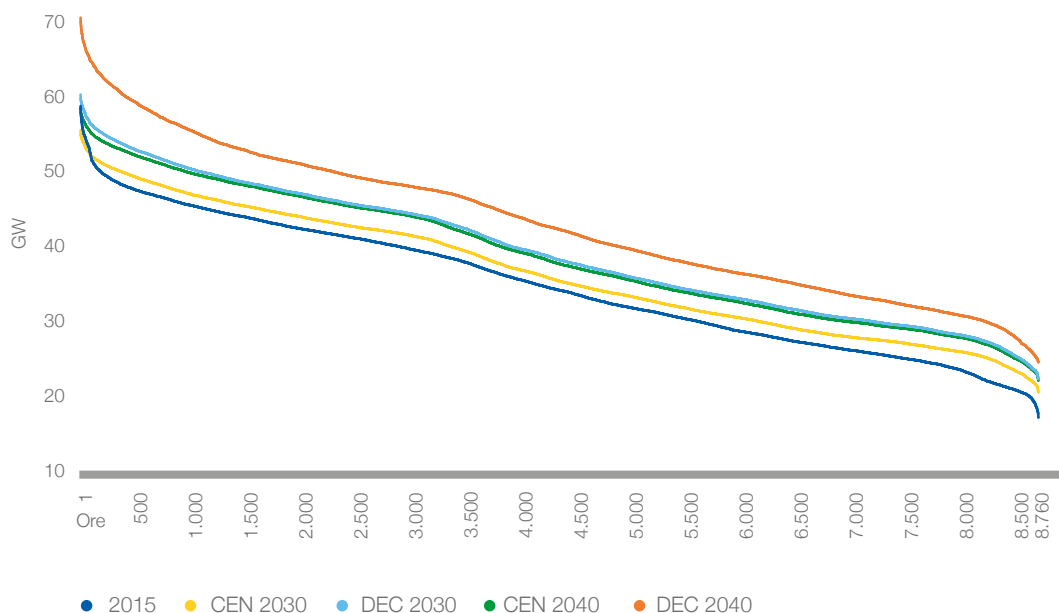
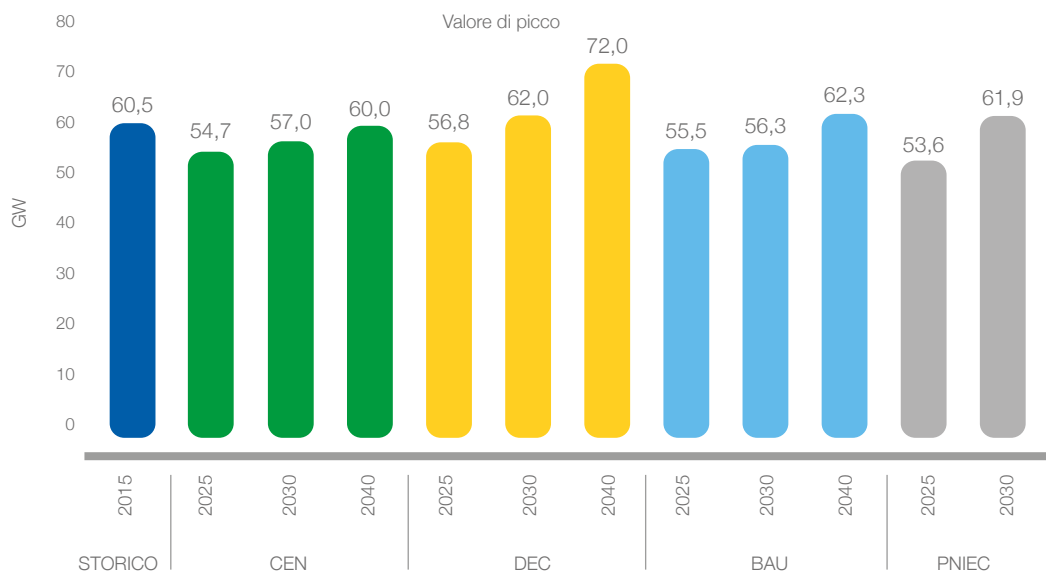


Figura 64 - Valori della punta di carico elettrico - Scenari CEN, DEC, BAU e PNIEC



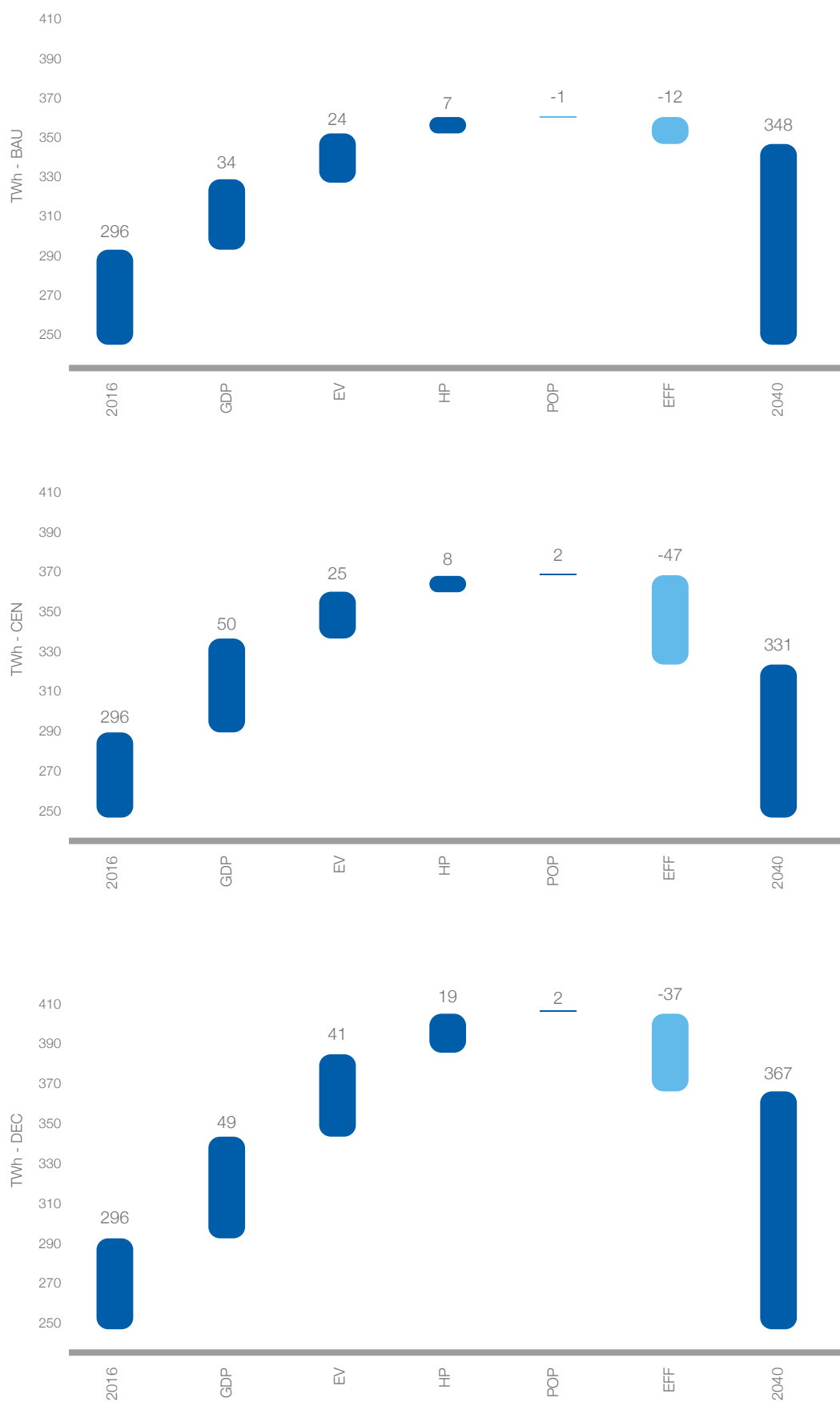
10.1.1.4 Decomposizione dei consumi di elettricità per usi finali

Per gli scenari BAU, CEN e DEC, i grafici che seguono in Figura 65 mostrano l'evoluzione dei consumi di energia elettrica per usi finali

tra il 2016 e il 2040 (al netto delle perdite di trasmissione), disaggregati secondo le principali componenti.

Per il caso BAU l'aumento complessivo dei consumi tra il 2016 e il 2040 è dovuto principalmente alla moderata crescita del Prodotto Interno Lordo (GDP) e alla diffusione

Figura 65 - Demand Decomposition Analysis (DDA) dei consumi finali di energia elettrica - Casi BAU, CEN, DEC

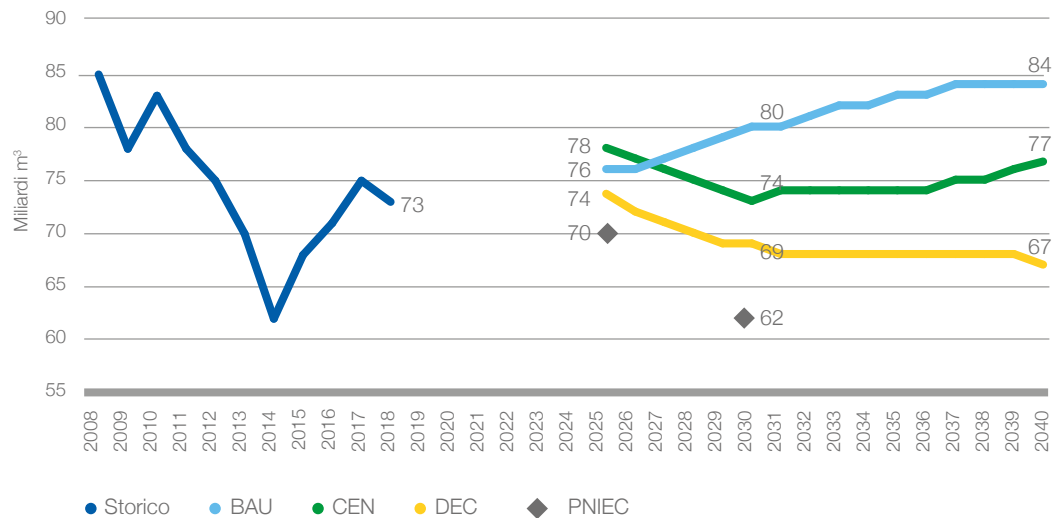


di veicoli elettrici (EV), compensati solo parzialmente dalle deboli misure di efficienza energetica previste (EFF, rappresenta una quota in sottrazione nel grafico). Per i casi di sviluppo il contributo del PIL all'aumento dei consumi risulta più incisivo, seguito dalla diffusione di veicoli elettrici e pompe di calore elettriche (HP) (in particolare nel DEC, caratterizzato da un maggiore tasso di elettrificazione). La variazione della popolazione (POP) ha invece un impatto minimo sulla crescita o decrescita dei consumi in tutti gli scenari.

10.1.1.5 Consumo di gas

La Figura 66 seguente mostra i trend relativi alla domanda di gas per i vari scenari. I valori riportati includono i consumi degli usi finali e per la generazione elettrica, i consumi di gas dell'energy branch, gli usi non energetici, i bunkeraggi e i consumi e le perdite del sistema gas⁶. Si noti che i valori riportati includono sia il gas naturale che i gas verdi e decarbonizzati assimilabili al gas naturale, quali biometano, metano sintetico e idrogeno. Tutti i valori sono espressi in condizioni standard (15°C a 1 atm) e a Potere Calorifico Superiore (PCS) 38,1 MJ/m³, Potere Calorifico Inferiore (PCI) 34,3 MJ/m³.

Figura 66 - Domanda di gas (miliardi m³)⁷



La domanda di gas mostra un andamento crescente nello scenario BAU, un andamento costante nello scenario CEN e un andamento decrescente nello scenario DEC; al 2025 si nota un generale aumento dei consumi di gas rispetto all'andamento medio degli ultimi anni a causa del *phase-out* degli impianti termoelettrici a carbone, la cui mancata generazione viene compensata in parte da rinnovabili e import, in parte da impianti CCGT e OCGT. Rispetto al PNIEC, che

considera un limitato contributo di gas verdi e decarbonizzati, la domanda complessiva di gas al 2030 risulta significativamente superiore in tutti gli scenari.

Gli istogrammi riportati in Figura 67 e in Figura 68 riportano l'evoluzione del mix di combustibili gassosi immessi nel sistema energetico italiano rispettivamente per fonte e per uso nel caso BAU.

⁶ I consumi e perdite del sistema gas includono i consumi per upstream, i consumi di centrali di compressione e di stoccaggio, gli autoconsumi degli impianti GNL, i consumi e perdite di rete.

⁷ Dati storici ricavati dai Bilanci Energetici Nazionali

Figura 67 - Evoluzione della domanda di gas naturale - Scenario BAU

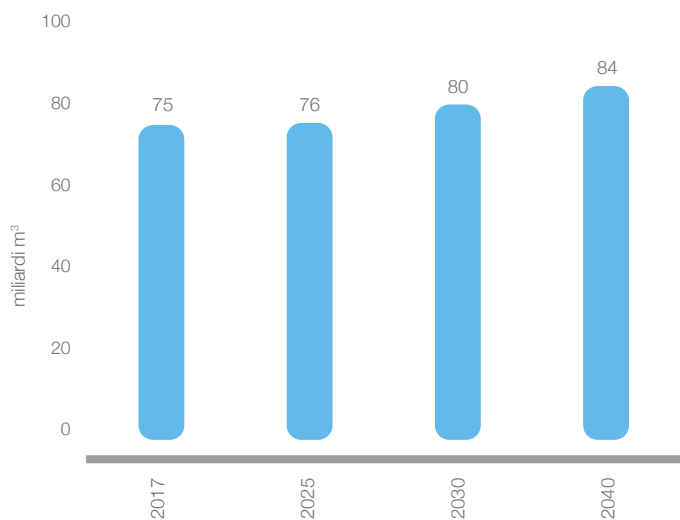
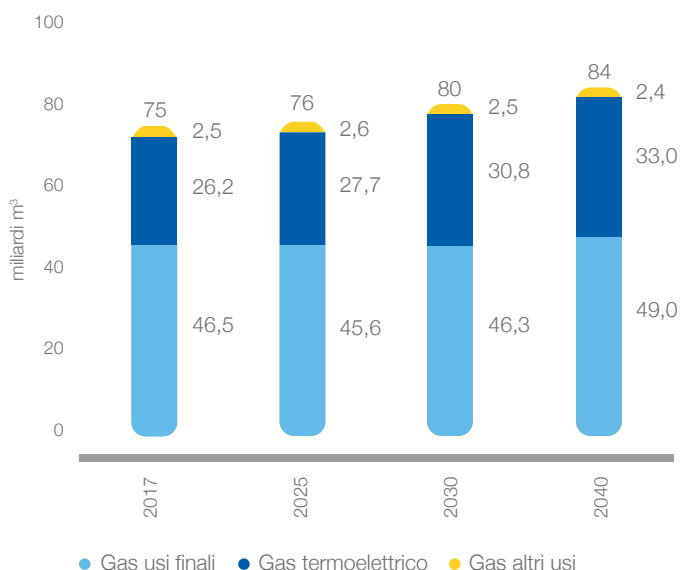


Figura 68 - Domanda di gas, scomposizione per utilizzo - Scenario BAU



Dai grafici si evince come per questo scenario non sia stata prevista la diffusione di combustibili gassosi verdi e decarbonizzati. L'utilizzo del gas naturale negli usi finali rimane piuttosto costante tra il 2017 e il 2040, mentre cresce il consumo relativo alla generazione di elettricità.

tra il 2017 e il 2040; a una diminuzione del gas naturale corrisponde un aumento dei gas verdi e decarbonizzati (biometano, metano sintetico e idrogeno). Al 2030 gli scenari sviluppo mostrano una più alta penetrazione dei gas verdi e decarbonizzati rispetto al PNIEC, raggiungendo nel CEN 8 miliardi m³ di biometano contro 1 miliardo m³ del PNIEC. Per una trattazione più esaustiva dei gas verdi e decarbonizzati si rimanda al § 10.2.2.2.

⁷ I gas verdi e decarbonizzati includono biometano, metano sintetico e idrogeno.

⁸ Il gas termoelettrico include consumi per ausiliari di centrale; Gas altri usi include usi non energetici, bunkeraggi, consumi e perdite.

Passando agli scenari di sviluppo e al PNIEC, dalla Figura 69 si nota come la composizione della domanda di gas vari significativamente

Figura 69 - Evoluzione della domanda di gas - Scenari di sviluppo e PNIEC⁷

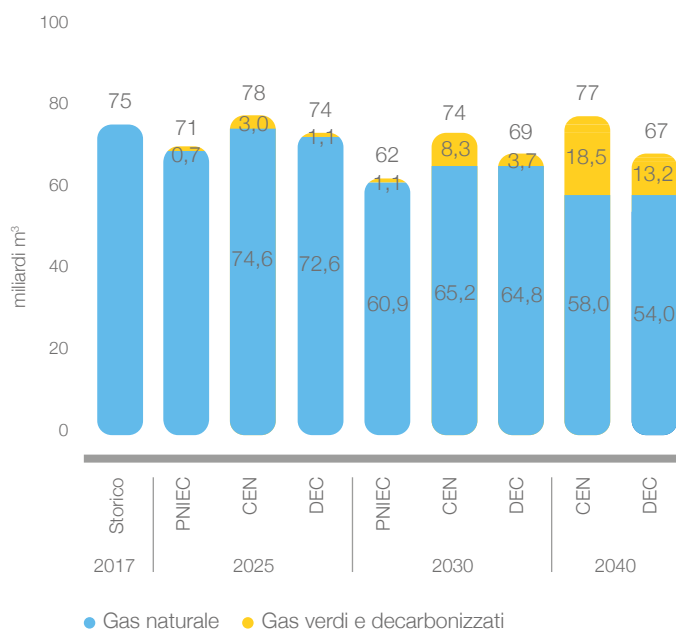
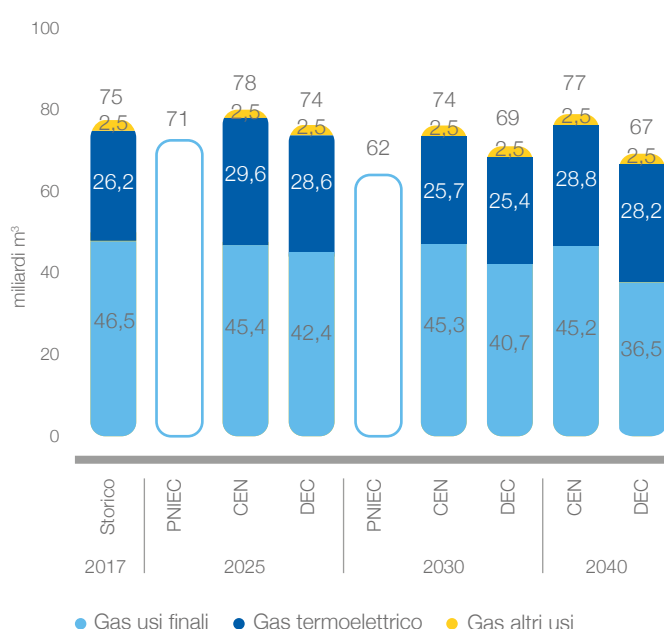


Figura 70 - Domanda di gas⁸, composizione per uso - Scenari di sviluppo e PNIEC



Andando a vedere la composizione per uso (vd Figura 70), lo scenario DEC mostra una significativa contrazione dei consumi di gas per usi finali al 2040, mentre entrambi gli scenari di sviluppo mostrano consumi legati al settore termoelettrico paragonabili e lievemente superiori ai valori attuali. In tal senso, si ricorda che la variazione di mix verso l'utilizzo di gas verdi o decarbonizzati coinvolge anche il settore termoelettrico, che risulta inoltre caratterizzato da un rilevante utilizzo delle tecnologie di Carbon Capture & Storage (CCS).

10.1.1.6 Punta della domanda gas

Per valutare la punta di domanda gas si considerano differenti scenari di consumo giornaliero che tengono conto della stagionalità dei consumi. In particolare, vengono considerati uno scenario di domanda di punta invernale in condizioni eccezionali (inverno con probabilità di accadimento 1 su 20 anni) come rappresentativo della domanda di picco ed uno scenario di domanda media estiva per la domanda fuori picco.

Nei seguenti grafici si riporta la domanda di picco (cfr Figura 71) e fuori picco (cfr Figura 72) per gli scenari BAU, CEN e DEC in tutti gli anni orizzonte di studio. Nel primo grafico è evidente un calo della domanda in condizioni di freddo eccezionale al 2040 dovuto principalmente al calo dei consumi gas nel settore civile, settore che, come già accennato nel capitolo 7.3.1.2, maggiormente influenza la variabilità stagionale della domanda giornaliera di gas naturale. Il calo della punta civile viene in parte compensato dall'incremento della punta di gas per generazione termoelettrica, che, come si osserva, cresce nel lungo termine, raggiungendo nello scenario DEC al 2040 il valore di 162 milioni m³/giorno. Tutti i valori al 2040 appaiono superiori al massimo storico (127 Mm³/g) ed evidenziano la necessità di ulteriori approfondimenti in particolare su specifiche porzioni della rete gas, in relazione alla collocazione geografica della punta incrementale termoelettrica.

Figura 71 - Domanda giornaliera di gas in condizione di freddo eccezionale (picco) - Scenari BAU, CEN e DEC

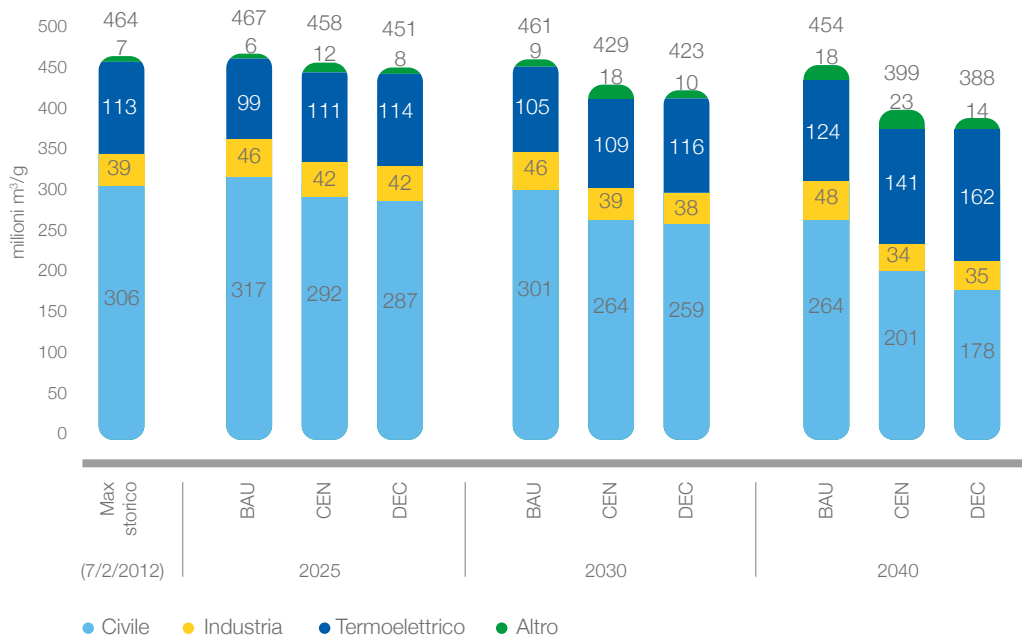
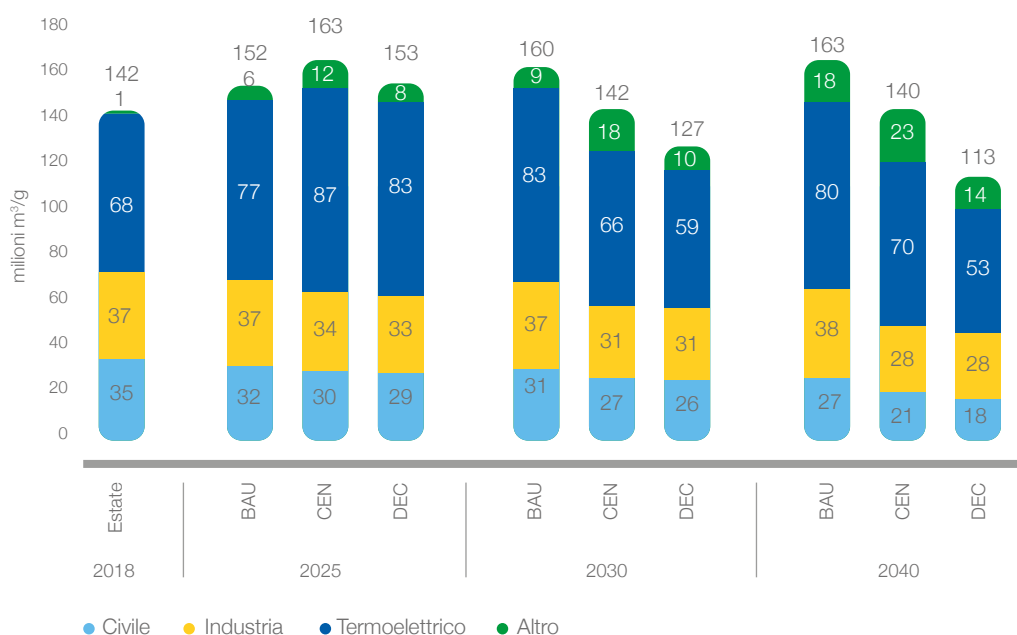


Figura 72 - Domanda giornaliera di gas media estiva (fuori picco) - Scenari BAU, CEN e DEC



Quanto sopra esposto evidenzia come gli impianti termoelettrici a gas, e quindi di conseguenza l'intero sistema gas, saranno chiamati a fornire una flessibilità sempre maggiore per garantire la stabilità della rete elettrica.

Gli scenari di produzione elettrica di lungo termine (2030 e 2040) sono inoltre caratterizzati da una crescente presenza delle fonti di energia rinnovabili, gran parte delle quali contraddistinte da una marcata non programmabilità. Come meglio descritto nei § 10.2.1.1 e 10.2.1.2, al 2040 lo scenario DEC prevede infatti 70 GW di fotovoltaico e 25 GW di eolico, mentre lo scenario CEN prevede 51 GW di fotovoltaico e 22 GW di eolico, con una produzione rispettivamente di 154 TWh per il DEC e di 121 TWh per il CEN rispetto ai circa 42 TWh del 2017 per

una potenza installata complessiva di circa 30 GW. In tali scenari la generazione a gas sarà chiamata ad offrire servizi di flessibilità caratterizzati da rapidità di intervento per coprire la variabilità della produzione di eolico e fotovoltaico sia a livello giornaliero che infra-giornaliero.

Per valutare gli effetti di tale variabilità ci si è riferiti a una condizione di "Dunkelflaute" (cfr Tabella 12) analoga a quella registrata in Germania nel gennaio 2017, quando per oltre una settimana la produzione eolica e fotovoltaica sono scese complessivamente al 10% della produzione normale. Le simulazioni condotte mostrano una necessità crescente di domanda giornaliera di gas termoelettrica per coprire la ridotta produzione da rinnovabili, che in una condizione di particolare criticità potrebbero sommarsi alla punta invernale di freddo eccezionale.

Tabella 12 - Flessibilità in termini di milioni di m³/giorno che il sistema gas deve garantire per compensare la mancata produzione rinnovabile non programmabile

	CEN		DEC	
	Generazione media a gennaio PV + Wind GWh/g	Flessibilità richiesta alla generazione a gas "Dunkelflaute" Mm ³ /g	Generazione media a gennaio PV + Eolico GWh/g	Flessibilità richiesta alla generazione a gas "Dunkelflaute" Mm ³ /g
2030	224	38	267	46
2040	295	51	368	63

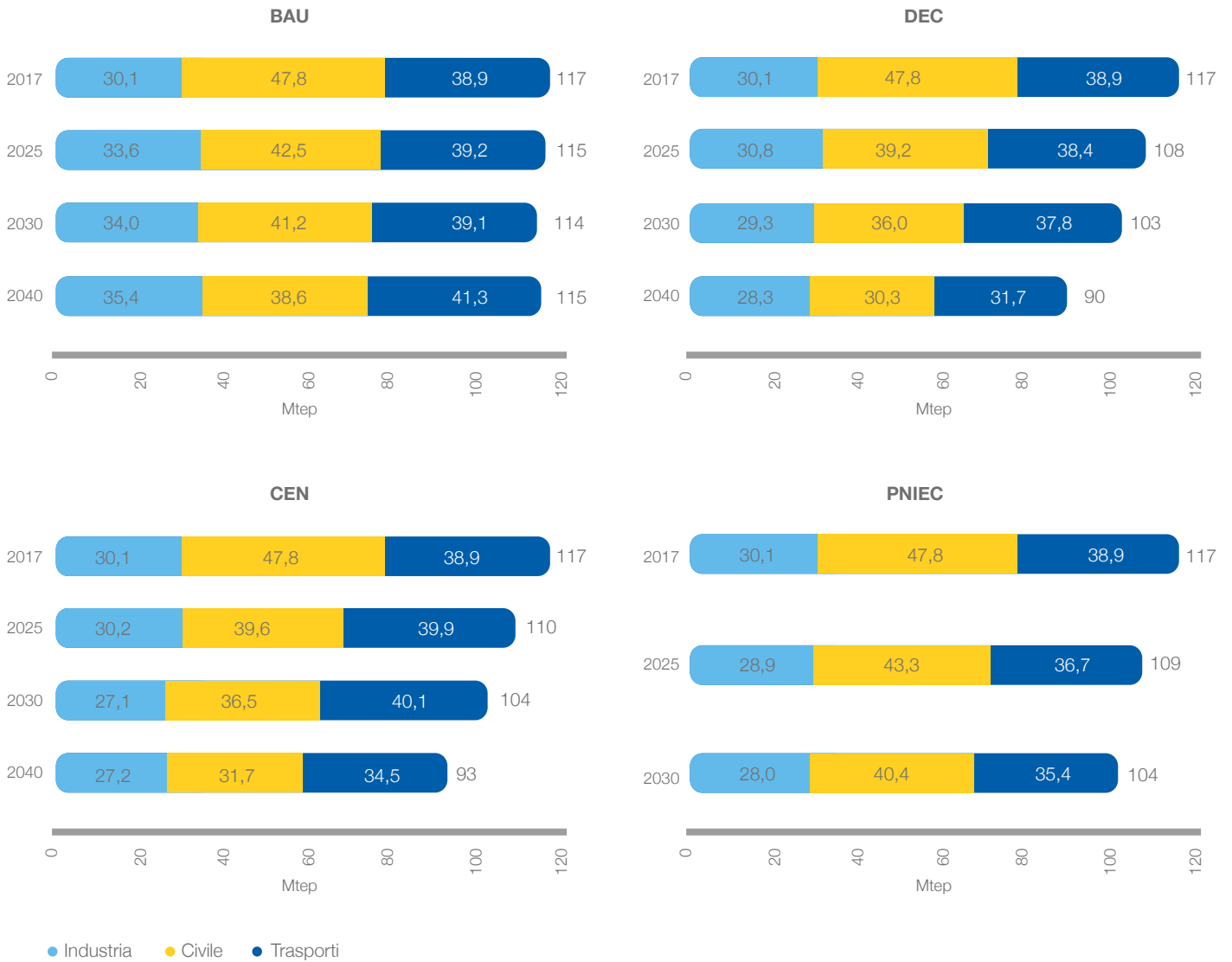
10.1.2 Risultati settoriali

Questa sezione riporta i consumi energetici legati ai singoli settori merceologici considerati nel processo di previsione della

domanda. I grafici in Figura 73 mostrano l'evoluzione dei consumi settoriali per tutti gli scenari e gli anni orizzonte analizzati.

⁹ Dati storici ricavati dal Bilancio Energetico Nazionale 2017.

Figura 73 - Evoluzione dei consumi energetici settoriali nello scenario BAU e negli scenari di sviluppo (Mtep)⁹



Tra il 2017 e il 2040, lo scenario BAU vede una importante contrazione dei consumi legati al settore civile (residenziale + terziario), a cui si affianca però un aumento dei consumi industriali e del settore dei trasporti. Il decremento nel civile è legato principalmente allo switching tecnologico da caldaie tradizionali verso caldaie a condensazione e pompe di calore, oltre che all'implementazione, seppur modesta, di misure di efficienza energetica, sfavorite però da un basso tasso di ristrutturazione edilizia. La modesta crescita del PIL (che provoca un aumento, seppur lieve, dei consumi) e le deboli misure di efficienza energetica provocano un aumento dei consumi nel settore industriale. Infine, il settore dei trasporti, caratterizzato da una richiesta di mobilità crescente, da nessuna modifica modale nell'utilizzo dei mezzi di trasporto e da una modesta diffusione dei veicoli elettrici, mostra consumi piuttosto costanti tra il 2017 e il 2040.

Negli scenari di sviluppo, contrariamente al BAU, i consumi settoriali mostrano, nel lungo termine, una forte contrazione, trainata, sia per il CEN che per il DEC, dal settore civile. Rispetto al BAU, questo settore è caratterizzato da tassi di ristrutturazione molto alti (superiori all'1% del parco immobiliare al 2030), oltre che dal rigido rispetto di obblighi di efficienza energetica (i.e. near-Zero Energy Buildings), che impongono una forte riduzione del fabbisogno energetico degli edifici. Alla riduzione dei consumi nel settore civile si affiancano la contrazione nel settore dei trasporti, più forte nel DEC per la maggiore penetrazione dei veicoli elettrici, e nel settore industriale, più spinta nel CEN.

L'efficientamento dello scenario PNIEC, rispetto agli scenari di sviluppo, punta maggiormente sul settore dei trasporti rispetto al settore civile. In tal senso, è

opportuno precisare che gli scenari CEN e DEC prevedono tassi di crescita della mobilità passeggeri e trasporti più sostenuti rispetto al PNIEC al 2030 e che le modifiche modali verso un maggior uso di mezzi pubblici e servizi di car sharing e car pooling avvengono solo dopo il 2030.

Nei paragrafi che seguono si riportano per gli scenari BAU, CEN e DEC maggiori informazioni legate alla valutazione dei consumi settoriali previsionali, oltre all'evoluzione del mix energetico settoriale e al dettaglio della diffusione di tecnologie nel settore civile e trasporti. Quando disponibile è fornito il confronto con lo scenario PNIEC.

10.1.2.1 Industria

In tutti gli scenari di sviluppo la contrazione dei consumi del settore industriale risulta piuttosto limitata, raggiungendo al massimo un 10% di riduzione nello scenario CEN rispetto ai valori attuali. Questo è dovuto in parte alla forte crescita economica prevista negli scenari di sviluppo (che si traduce in un aumento della domanda e quindi dei consumi industriali) e in parte alle difficoltà nel ridurre ulteriormente i consumi tramite misure di efficienza energetica. Il settore industriale è, infatti, fra tutti, quello che negli ultimi anni ha beneficiato maggiormente di interventi di contenimento dei consumi tramite il meccanismo incentivante dei Titoli di Efficienza Energetica.

La rivoluzione nel settore è soprattutto legata al cambiamento del mix di combustibili. Come riportato in Tabella 13, si nota un graduale aumento dei consumi elettrici (soprattutto nel DEC) e dei consumi di gas verdi e decarbonizzati (soprattutto nel CEN), a discapito di gas naturale ed in particolare dei combustibili fossili, che vedono il loro impiego al 2040 ridotto di più del 70%, sia nello scenario CEN, sia nello scenario DEC.

Tabella 13 - Evoluzione dei consumi per fonte – Settore industriale

Industria – Consumi per fonte (Mtep)	2017 (BEN)	BAU			CEN			DEC		
		2025	2030	2040	2025	2030	2040	2025	2030	2040
Elettricità	9,9	10,9	10,9	11,3	11,2	11,4	12,7	11,5	12,2	13,4
Gas naturale	12,6	12,6	12,8	13,3	11,5	9,9	7,4	11,4	10,1	7,6
Gas verdi e decarbonizzati	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0	3,1	0,2	0,5	2,5
Altri fossili	7,4	7,5	7,9	8,5	5,3	2,2	1,3	6,2	4,1	2,0
Altri verdi	0,2	2,6	2,4	2,3	2,1	2,6	2,8	1,5	2,4	2,8
Totale	30,1	33,6	34,0	35,4	30,3	27,1	27,2	30,8	29,3	28,3

Al 2040 il settore industriale raggiunge pertanto una quota di rinnovabili sui consumi totali pari a circa il 50% sia nello scenario CEN che nello scenario DEC, partendo dall'attuale 12%.

10.1.2.2 Civile

Come anticipato in Figura 73, il settore civile vede una significativa riduzione dei consumi in tutti gli scenari. Lo scenario DEC mostra la decrescita più importante, con una riduzione del 37,5% rispetto ai valori del 2017. Il trend è giustificato principalmente dai seguenti fattori:

- tasso di ristrutturazione edilizia molto elevato (circa 1% annuo) rispetto al valore SEN dello 0,56%;
- switching tecnologico verso tecnologie di riscaldamento più efficienti (caldaie a

condensazione e pompe di calore elettriche e a gas);

- switching tecnologico verso elettrodomestici più efficienti;
- applicazione della Direttiva UE 2018/844 del 30 maggio 2018 relativamente ai near-Zero Energy Buildings (n-ZEB), che impone vincoli molto stringenti in termini di riduzione del fabbisogno termico e contenimento dei consumi per gli edifici sottoposti a ristrutturazione rilevante.

Come riportato in Tabella 14, per merito delle misure elencate, i consumi di elettricità, gas naturale e fossili risultano tutti in diminuzione rispetto al 2017 in tutti gli scenari. Negli scenari di sviluppo e in particolare nel CEN, parte dei consumi di gas naturale viene sostituita da gas verdi e decarbonizzati.

Tabella 14 - Evoluzione dei consumi per fonte – Settore civile

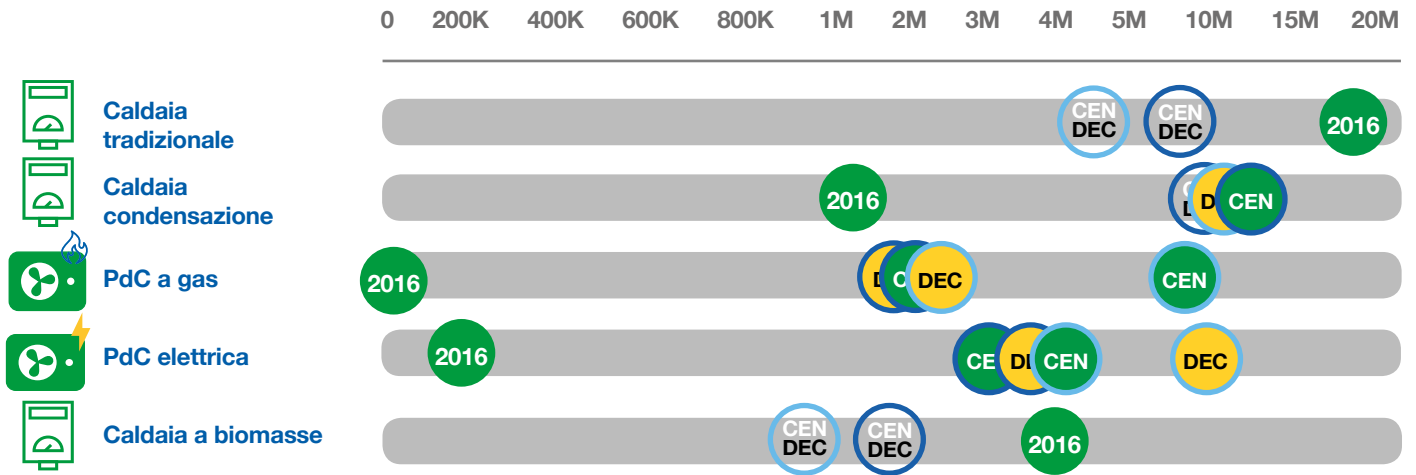
Civile – Consumi per fonte (Mtep)	2017 (BEN)	BAU			CEN			DEC		
		2025	2030	2040	2025	2030	2040	2025	2030	2040
Elettricità	14,2	14,3	14,6	15,0	13,4	13,1	12,5	13,5	13,2	13,3
Gas naturale	23,9	22,8	21,4	18,1	20,9	17,6	10,4	20,5	17,9	9,6
Gas verdi e decarbonizzati	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,2	3,6	0,1	0,7	2,4
Altri fossili	2,8	1,4	1,7	1,4	1,5	1,1	0,9	1,5	1,3	1,1
Altri verdi	6,8	4,1	3,6	4,0	3,6	3,4	4,4	3,6	2,9	3,9
Totale	47,8	42,5	41,2	38,6	39,6	36,5	31,7	39,2	36,0	30,3

¹⁰ Si noti che il numero di pompe di calore riportato considera solo il settore del riscaldamento residenziale; le pompe di calore per raffrescamento non sono riportate in questo confronto.

La quota di FER associate al settore civile passa quindi dall'iniziale 24% a circa il 50% del CEN e del DEC al 2040, grazie alla diffusione di gas verdi e decarbonizzati e alla penetrazione delle FER elettriche.

La Figura 74 in basso riporta l'evoluzione tra il 2016 e il 2040 della diffusione delle principali tecnologie per il riscaldamento degli ambienti per il solo settore residenziale¹⁰ per i casi di sviluppo.

Figura 74 - Evoluzione della diffusione delle tecnologie di riscaldamento - Scenari di sviluppo



○ Diffusione al 2030

○ Diffusione al 2040

CEN: scenario centralized
DEC: scenario decentralized

Il trend complessivo è comune a entrambi gli scenari: le caldaie tradizionali (a gasolio, gpl e gas naturale) vengono sostituite da tecnologie più efficienti – caldaie a condensazione, pompe di calore elettriche e pompe di calore a gas – con diffusione differente a seconda del tasso di ristrutturazione edilizia e in allineamento alle storyline. In particolare, lo scenario DEC punta maggiormente alla diffusione di pompe di calore elettriche (con tassi di sostituzione maggiori dopo il 2030); lo scenario CEN punta invece alla diffusione di pompe di calore a gas e caldaie a condensazione. Lo scenario BAU, i cui valori di diffusione sono riportati nell'allegato 13.4.1, mostra tassi di switching più bassi e maggiormente orientati verso l'utilizzo di caldaie a condensazione.

10.1.2.3 Trasporti

Il consumo nel settore dei trasporti evolve in funzione dei seguenti parametri:

- domanda di mobilità passeggeri (espressa in miliardi di passeggeri km – [Gp x km]);
- domanda di mobilità merci (espressa in miliardi di tonnellate km – [Gt x km]);
- tasso di riempimento dei veicoli;
- variazioni modali nell'utilizzo dei veicoli, che riflettono l'introduzione di servizi di car sharing/car pooling;
- switching tecnologico verso veicoli a minori consumi e a minor impatto ambientale.

Gli scenari di sviluppo condividono le stesse ipotesi in termini di domanda di mobilità passeggeri e merci, tasso di riempimento dei veicoli e modifiche modali nell'utilizzo dei veicoli. Al 2030 le domande di

mobilità passeggeri e merci sono imposte rispettivamente a 1.134 Gpkm e 328 Gtkm, più elevate rispetto al PNIEC (che considera rispettivamente 1.044 Gpkm e 263 Gtkm) e non si osservano particolari modifiche modali nell'utilizzo dei veicoli. Al 2040 la domanda di mobilità cresce in misura minore, ma ci si sposta gradualmente verso un maggior utilizzo di mezzi pubblici e verso la maggiore condivisione dei veicoli. Nello scenario BAU non sono invece previste modifiche modali nell'utilizzo dei veicoli per tutto l'intervallo di analisi.

Per quanto riguarda la diffusione tecnologica, gli scenari CEN e DEC prendono strade diverse: lo scenario CEN mostra una maggiore penetrazione di veicoli alimentati a gas naturale e a gas verdi (biometano, idrogeno e metano sintetico); lo scenario DEC, in allineamento con la storyline, mostra una maggiore diffusione dei veicoli elettrici. Tale orientamento è ben visibile nell'evoluzione del mix energetico riportata in Tabella 15 e nei successivi dati sulla diffusione delle diverse tipologie di veicoli.

Tabella 15 - Evoluzione dei consumi per fonte – Settore trasporti (Mtep)

Trasporti – Consumi per fonte (Mtep)	2017 (BEN)	BAU			CEN			DEC		
		2025	2030	2040	2025	2030	2040	2025	2030	2040
Elettricità	1,0	1,5	2,1	3,5	1,7	2,3	3,3	2,3	3,4	4,9
Gas naturale	0,9	2,2	3,5	7,2	3,5	5,3	6,7	2,7	3,4	4,4
Gas verdi e decarbonizzati	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,8	4,4	0,1	0,6	2,5
Altri fossili	36,0	35,5	32,5	29,0	33,3	28,6	16,1	33,0	29,2	15,9
Altri verdi	1,1	0,2	1,0	1,5	0,3	2,2	4,0	0,3	1,2	4,0
Totale	38,9	39,2	39,1	41,3	40,0	40,1	34,5	38,4	37,8	31,7

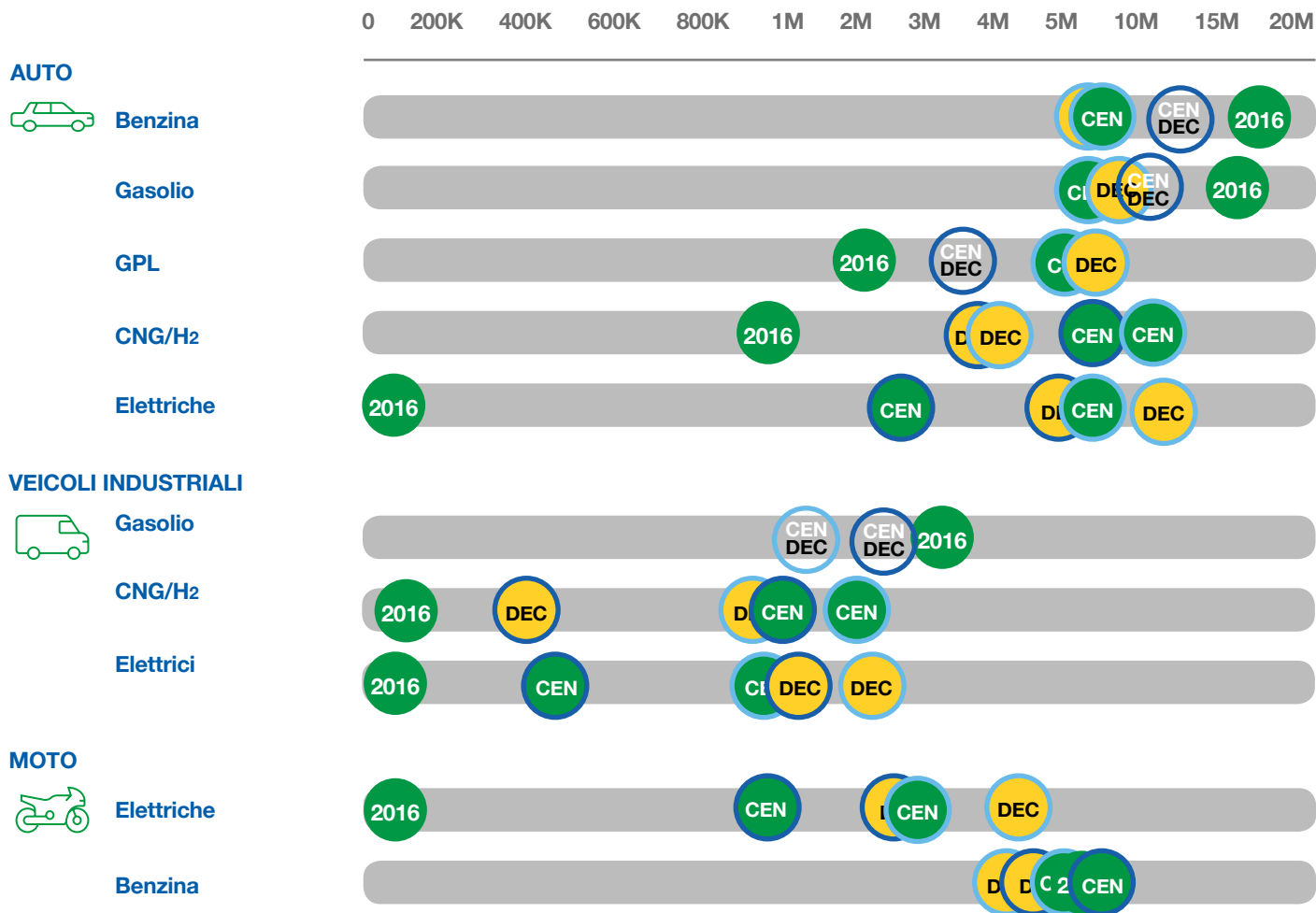
Come riscontrabile nella Tabella 15, negli scenari di sviluppo si nota un significativo aumento dei consumi elettrici (in particolare nel DEC) e dei consumi di gas naturale e di gas verdi e decarbonizzati (in particolare nel CEN) a sfavore dei combustibili fossili convenzionali (gasolio e benzina). La quota rinnovabile effettiva¹¹ passa da circa il 4% del 2017 al 27,4% del CEN e al 29% del DEC al 2040. Nello scenario BAU, caratterizzato

da un tasso di switching molto più basso, la quota rinnovabile effettiva raggiunge solo l'8% al 2040.

Gli schemi riportati in Figura 75 e Figura 76 mostrano l'evoluzione del parco veicolare tra il 2016 e il 2040 per le principali tipologie di veicoli per gli scenari di sviluppo. L'evoluzione del numero di veicoli riflette perfettamente quanto già osservato nella Tabella 15.

¹¹ Calcolata come semplice rapporto tra i consumi da fonti rinnovabili e il totale dei consumi del settore trasporti. Per il calcolo della quota rinnovabili FER-T secondo Direttiva FER II si veda il paragrafo.

Figura 75 - Evoluzione del parco veicolare negli scenari di sviluppo - Veicoli leggeri (unità)



○ Diffusione al 2030

○ Diffusione al 2040

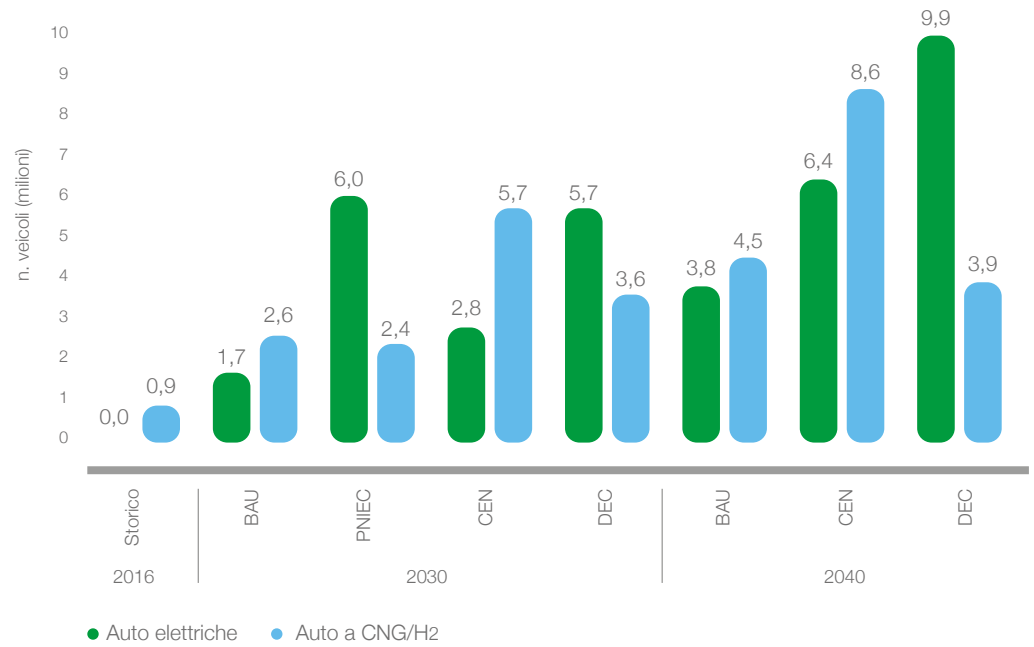
CEN: scenario centralized
DEC: scenario decentralized

Per quanto riguarda i veicoli leggeri, come riportato in Figura 75, si nota una forte dismissione di veicoli alimentati a gasolio e benzina, a favore di veicoli elettrici (in particolare nel DEC) e a gas naturale e a gas verdi decarbonizzati (in particolare nel CEN). Focalizzandosi sul settore auto, in Figura 76 è riportata l'evoluzione del numero di auto

elettriche e a CNG/H2 per tutti gli scenari analizzati. Lo scenario DEC è allineato al PNIEC 2030 in termini di diffusione delle auto elettriche, mentre mostra diffusione di auto a CNG/H2 leggermente superiore. La diffusione dei veicoli per lo scenario BAU è riportata nell'allegato 13.4.2.

¹² Il valore PNIEC di auto elettriche include 1,6 milioni di veicoli elettrici puri.

Figura 76 - Diffusione di auto elettriche e auto a CNG/H₂¹²



In Figura 77 si riporta infine l'evoluzione della diffusione dei principali mezzi di trasporto pesanti negli scenari di sviluppo. Mentre autobus e camion di media percorrenza mostrano, per entrambi gli scenari, dinamiche simili a quelle osservate per i veicoli leggeri (i.e. uscita dei veicoli a gasolio in favore di veicoli elettrici e a gas), per le motrici a lunga percorrenza non si prevede la diffusione di veicoli elettrici; in questo caso la diminuzione delle motrici a gasolio è compensata da motrici a CNG/H₂. Cfr allegato 13.4.2 per la diffusione dei veicoli pesanti relativa allo scenario BAU.

Figura 77 - Evoluzione del parco veicolare negli scenari di sviluppo - Veicoli pesanti
(unità x 1.000)



○ Diffusione al 2030

○ Diffusione al 2040

CEN: scenario centralized
DEC: scenario decentralized

10.2 Offerta

10.2.1 Energia elettrica

10.2.1.1. Evoluzione della capacità installata

Lo scenario BAU si caratterizza per un decommissioning economico degli impianti a carbone che prevede la dismissione dei soli impianti che risultino, per i vari anni orizzonte, in condizioni di missing money. In riferimento alla Figura 78, dall'analisi economica effettuata si prevede la chiusura progressiva di impianti a carbone fino ad un decommissioning completo al 2040. Già al 2025 si verifica invece lo switch di combustibile per gli impianti del tipo Altro-Non-RES¹³ che risultano quindi composti per il 75% da impianti che utilizzano gas. Si

nota, inoltre, un aumento, seppur ritardato, della capacità installata rinnovabile eolica e fotovoltaica, che tuttavia non permette di soddisfare i target di copertura FER.

Passando agli scenari di sviluppo il *phase-out* del carbone previsto al 2025 comporta la dismissione completa di 8 GW di impianti e la conversione, come nel caso BAU, fino al 75% di impianti a Altro-non-RES ad impianti a gas; percentuale che raggiunge il 100% nello scenario PNIEC. Per quanto riguarda le rinnovabili non programmabili, gli scenari di sviluppo mostrano un aumento significativo della capacità installata di impianti sia fotovoltaici che eolici¹⁴.

Lo scenario DEC, caratterizzato da una domanda elettrica più elevata, mostra valori

¹³ Gli impianti Altro-non-RES attualmente risultano essere pari a 6,2 GW. In tutti gli scenari si prevede il passaggio del 75% di questi impianti a combustibile a gas.

¹⁴ Per gli impianti rinnovabili non programmabili si suppone una suddivisione zonale proporzionale a quella attuale. In particolare, gli impianti eolici vengono prevalentemente costruiti al Sud, con una bassa penetrazione al Nord; gli impianti fotovoltaici, invece vengono costruiti prevalentemente al Nord.

di capacità installata (Figura 78) di fonti rinnovabili non programmabili allineati al PNIEC al 2030 e in forte crescita al 2040, con 70 GW di fotovoltaico e 25 GW di eolico. Lo scenario CEN, caratterizzato da una minore capacità installata FER complessiva, riesce comunque a raggiungere i target di copertura FER tramite utilizzo di biometano negli impianti termoelettrici a gas in sostituzione del gas naturale.

Si noti infine che l'atteso aumento di capacità rinnovabile non programmabile comporta crescenti esigenze di flessibilità, che si traducono nella necessità di mantenere a 50 GW¹⁵ la capacità di impianti termoelettrici programmabili su tutti gli anni orizzonte e per tutti gli scenari (a cui si aggiungono circa 5-6 GW di impianti a biomasse e geotermici in funzione dello specifico scenario).

Figura 78 - Evoluzione della capacità installata

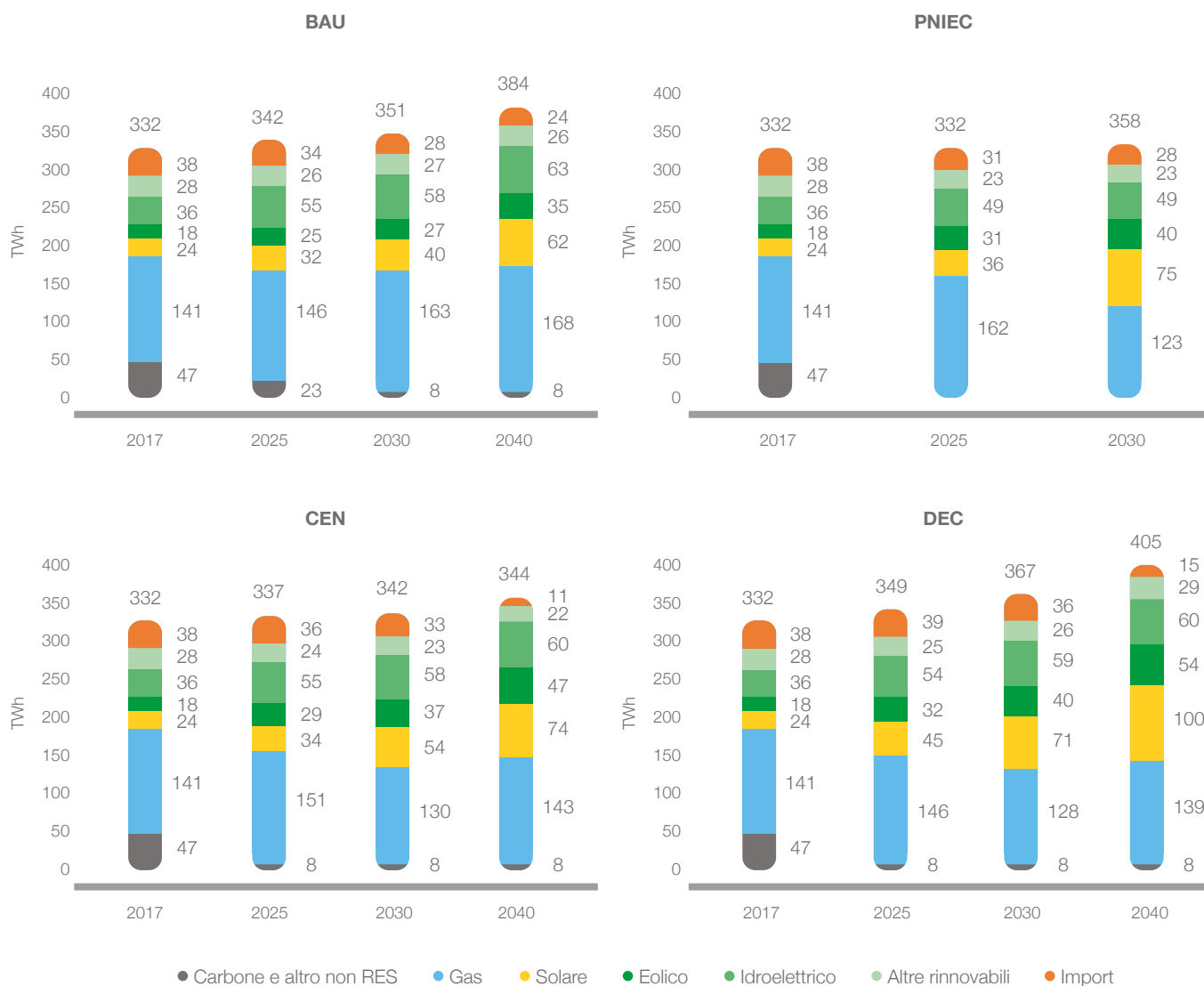


10.2.1.2 Evoluzione della generazione elettrica

Per quello che riguarda il mix di generazione (cfr Figura 79), nello scenario BAU il termoelettrico continua ad essere la maggior fonte di generazione di energia elettrica, coprendo più del 50% della produzione,

con il gas che passa dai 141 TWh del 2017 a 170 TWh al 2040. La produzione da rinnovabile non programmabile, comunque in crescita durante l'intervallo considerato, non è sufficiente a raggiungere i target di copertura FER, raggiungendo al 2040 una produzione totale di 186 TWh, di cui 63 TWh da fotovoltaico e 35 TWh da eolico.

Figura 79 - Evoluzione della generazione e saldo import



Per lo scenario PNIEC, la produzione da gas risulta essere in calo, passando dai 141 TWh attuali a 123 TWh al 2030, mentre la produzione da fonti rinnovabili cresce fino a 187 TWh dagli attuali 106 TWh.

Negli altri scenari di sviluppo, invece, la generazione da gas resta pressoché costante tra il 2017 e il 2040, con un aumento al 2025 (in particolare nello scenario CEN) a causa del

phase-out del carbone e della conversione di gran parte degli Altro non RES ad impianti che bruciano gas. Il Decentralized, in linea con le storyline e con la capacità installata, presenta valori di generazione rinnovabile in linea con il PNIEC al 2030 e la più alta produzione da rinnovabile al 2040, con 100 TWh prodotti da fotovoltaico e 54 TWh da eolico. Si ricorda che quota parte della generazione termoelettrica classificata “a

gas” in figura proviene da combustione di biometano ed è quindi a tutti gli effetti una fonte di generazione rinnovabile; in particolare, lo scenario CEN vede una produzione elettrica da biometano di circa 26 TWh nel CEN e 22 TWh nel DEC. Infine, si ricorda che parte degli impianti termoelettrici a gas degli scenari di sviluppo al 2040 fanno uso della tecnologia CCS per contenere le emissioni di carbonio; complessivamente la quota parte di generazione coperta da CCS è di circa 41 TWh nel CEN e di circa 40 TWh nel DEC.

10.2.1.3 Evoluzione dei sistemi di storage

L'aumento di fonti rinnovabili non-programmabili fa nascere l'esigenza di sistemi di storage adatti ad accumulare energia quando la produzione rinnovabile

risulta più alta rispetto al fabbisogno. Nella Figura 80 è rappresentata l'evoluzione della capacità installata dei sistemi di accumulo nei vari scenari.

Nello scenario BAU, a causa della bassa penetrazione di impianti ad energia rinnovabile non programmabile, si prevede una capacità di accumulo costante fino al 2040, pari agli attuali 7,4 GW di impianti di pompaggio (di cui circa 4,5 GW di impianti puri e la restante parte di impianti misti). Non è invece prevista la diffusione di accumuli elettrochimici.

In allineamento con il PNIEC, gli scenari sviluppo al 2030 prevedono invece un aumento di capacità installata di accumuli utility-scale per ulteriori 6 GW, di cui pompaggi idrici puri per 4,5 GW nel CEN e 3

Figura 80 - Sistemi di accumulo



GW nel DEC e accumuli elettrochimici per la restante parte. Nello scenario PNIEC, ai 4,5 GW di pompaggi e agli 1,5 GW di accumuli utility-scale si aggiungono circa 4,5 GW di accumuli elettrochimici associati allo sviluppo del fotovoltaico small-scale (equivalenti a circa 15 GWh di energia accumulabile). Si ricorda in tal senso che il PNIEC mostra una capacità installata di FER non-programmabili pari al DEC, ma una domanda complessiva di energia elettrica di gran lunga inferiore, che giustifica la necessità di maggiori impianti di accumulo. Al 2040 la capacità installata di accumuli (in particolare elettrochimici) aumenta anche negli scenari di sviluppo, soprattutto nel DEC, a causa della maggiore diffusione di rinnovabili intermittenti e dei veicoli elettrici.

10.2.1.4 Scambi transfrontalieri

Il saldo import/export di energia elettrica dell'Italia negli ultimi due anni si è attestato intorno ai 37 TWh in import, valore in riduzione rispetto a quelli registrati nel quinquennio precedente stabilmente sopra i 40 TWh. Fermo restando l'obiettivo europeo di integrazione dei mercati, in futuro il saldo import/export dell'Italia sarà influenzato dall'evoluzione dei sistemi energetici degli stati con i quali l'Italia è interconnessa in relazione agli obiettivi specifici di decarbonizzazione e all'evoluzione del mix produttivo.

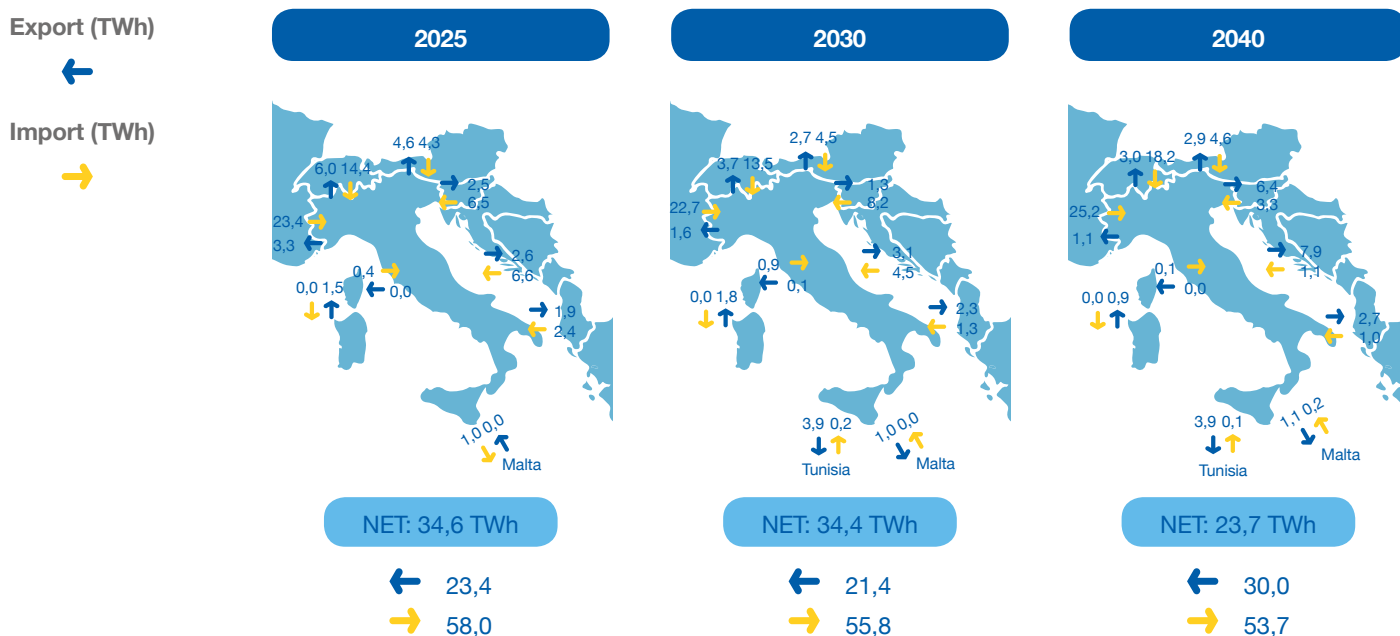
10.2.1.4.1 Scenario BAU

Dalle analisi nei diversi anni orizzonte di studio, nello scenario BAU si prevedono delle modifiche nei flussi come indicato di seguito (cfr Figura 81).

Si prevede un netto di Import/Export sostanzialmente costante tra il 2025 ed il 2030, dovuto al rallentato decommissioning di alcune tecnologie anche all'estero (ad es. nucleare in Francia e carbone in Germania).

Nel 2040 si prevede un aumento più significativo per i flussi di export rispetto a quelli di import che comporta una diminuzione del valore netto che si attesta a 23,7 TWh. Rispetto ai valori attuali di 37 TWh netto in import si registra la nuova interconnessione con la Tunisia (3,9 TWh di export, 0,1 TWh di import) ed una diversa distribuzione degli scambi con i paesi balcanici (Montenegro e Slovenia).

Figura 81 - Flussi transfrontalieri - Scenario BAU

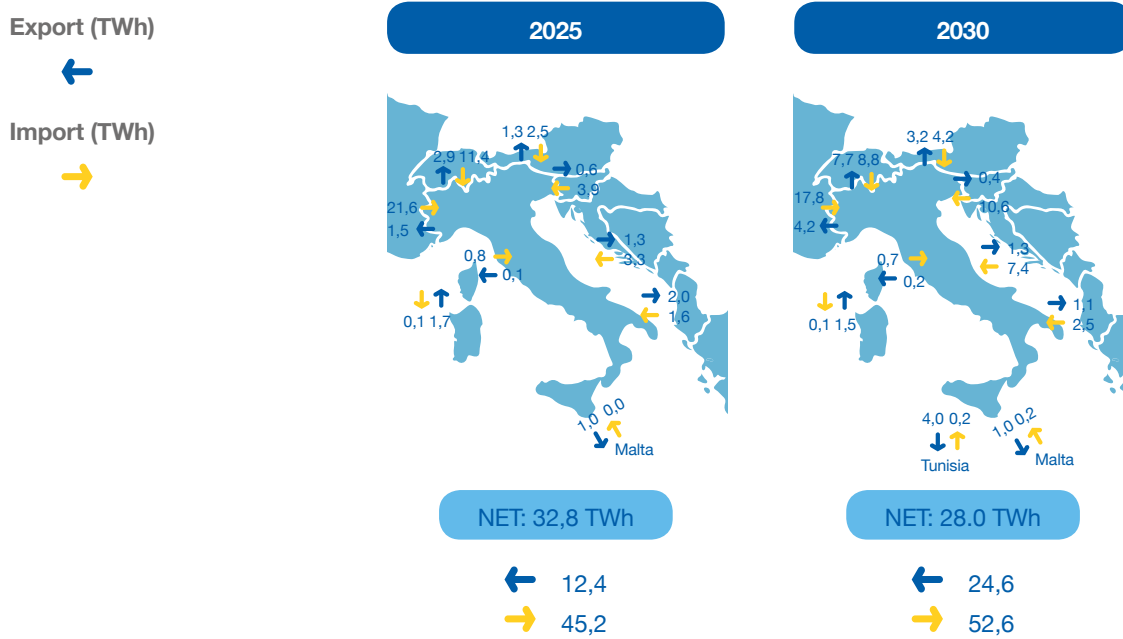


10.2.1.4.2 Scenario PNIEC

Nella Figura 82, sono rappresentati i flussi previsti negli scenari PNIEC. Per gli scambi con l'estero sono stati considerati i flussi indicati nel PNIEC opportunamente riproporzionati per il 2025. Nello scenario PNIEC, la modifica sostanziale

si riferisce ad un calo dell'import dalle interconnessioni del Nord Italia e da un aumento del netto Import/Export di 3,8 TWh per effetto dell'interconnessione con la Tunisia.

Figura 82 - Flussi transfrontalieri - Scenario PNIEC

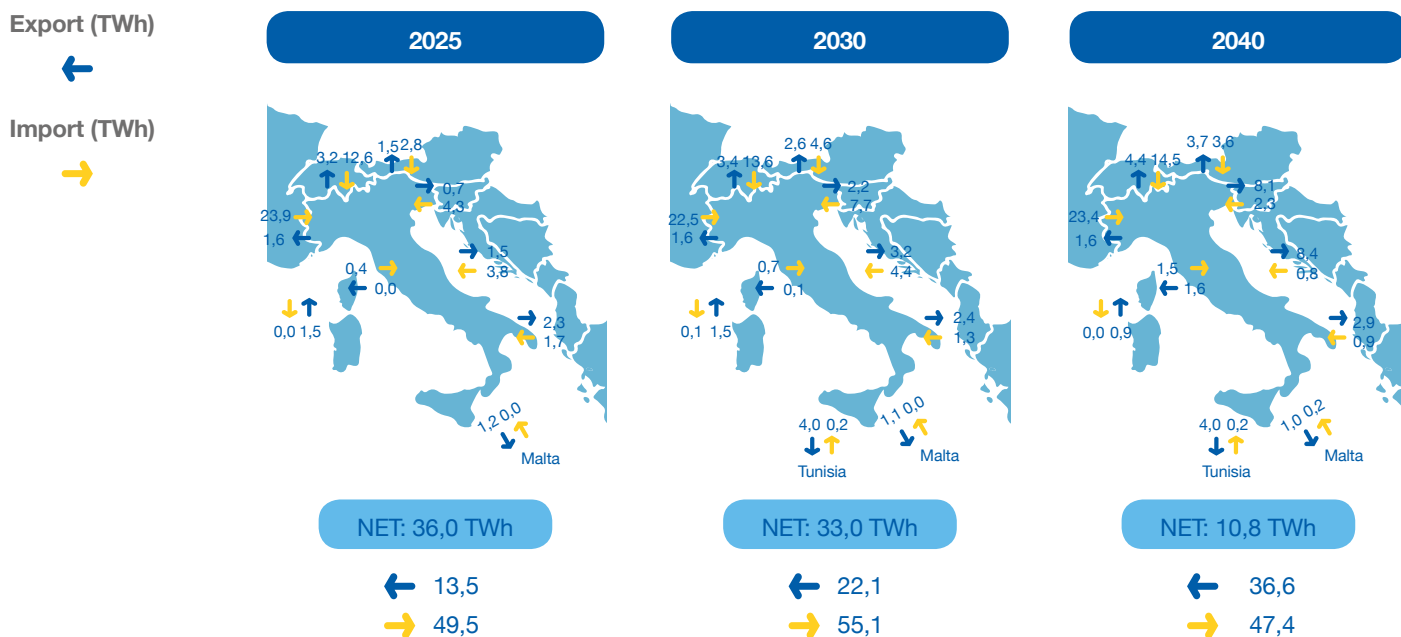


10.2.1.4.3 Scenario CEN

Nello scenario Centralized (cfr Figura 83) si registra un forte aumento dell'export (36,6 TWh al 2040), con l'import che presenta una dinamica meno marcata (47,4 TWh al 2040). Il valore netto Import/Export risulta quindi in calo, raggiungendo il valore di 10,8 TWh al 2040. Le modifiche negli scambi sono

dovute a paesi balcanici come la Slovenia ed il Montenegro che presentano un'inversione nei flussi (ciò dovuto principalmente al mix di generazione italiana più efficiente). Anche la nuova interconnessione con la Tunisia ricopre un ruolo fondamentale (4,0 TWh di export, 0,2 TWh di import).

Figura 83 - Flussi transfrontalieri - Scenario CEN



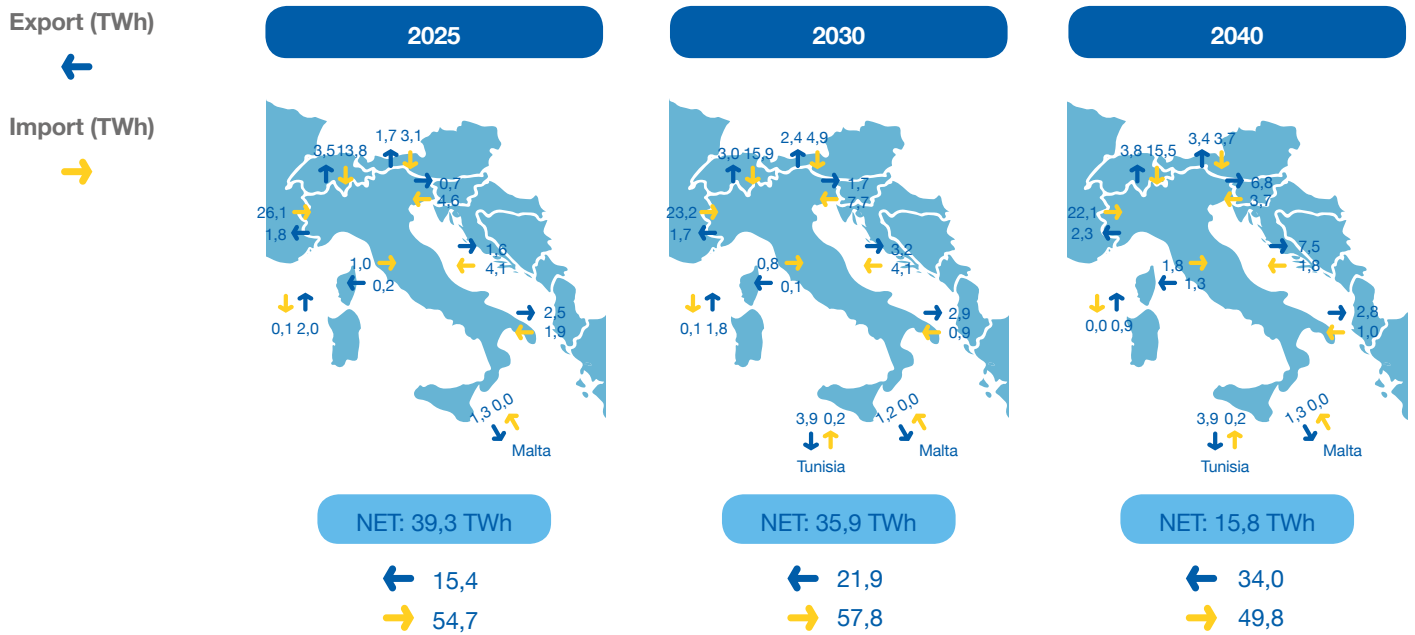
10.2.1.4.4 Scenario DEC

Per lo scenario Decentralized, si registra un forte decremento del saldo netto di energia (cfr Figura 84).

L'aumento dell'export, fino a valori pari a 34,0 TWh al 2040, affiancati ad una diminuzione dell'import, provocano una diminuzione

del valore netto che al 2040 si attesta a 15,8 TWh. Come nel caso Centralized, le maggiori discrepanze si notano per i paesi balcanici (Slovenia e Montenegro) e per l'interconnessione con la Tunisia (3,9 TWh in export, 0,2 TWh in import)

Figura 84 - Flussi transfrontalieri - Scenario DEC



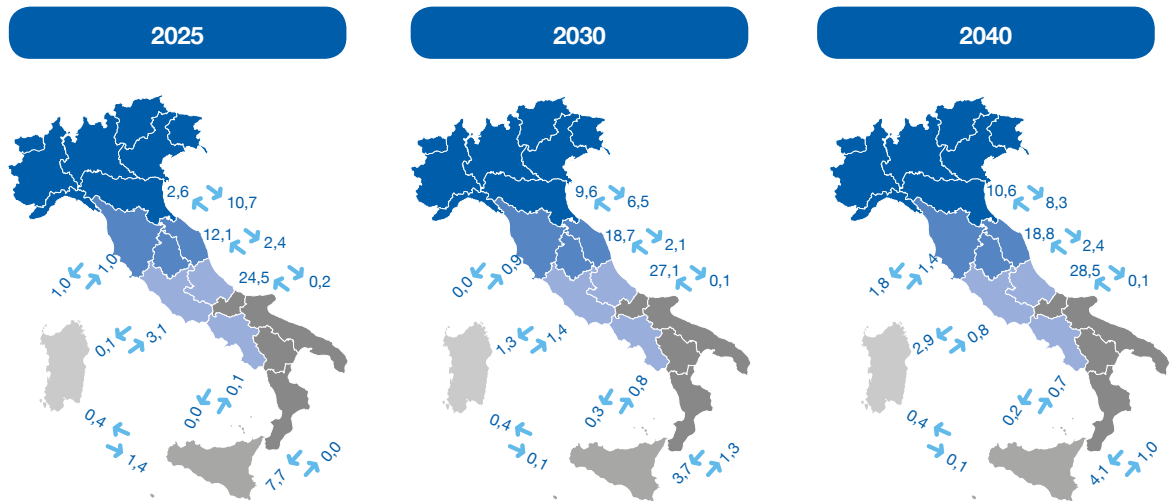
10.2.1.5 Scambi interzonal

10.2.1.5.1 Scenario BAU

La Figura 85 mostra l'evoluzione dei flussi interzonal nello scenario BAU. I flussi dal Sud verso il Nord tendono ad aumentare,

mentre si invertono i flussi dalla zona Centro-Nord a Nord. Ciò è dovuto all'aumento della domanda, in valori assoluti più alta al Nord, e alla riduzione dell'import netto.

Figura 85 - Evoluzione dei flussi interzonal - Scenario BAU (TWh)

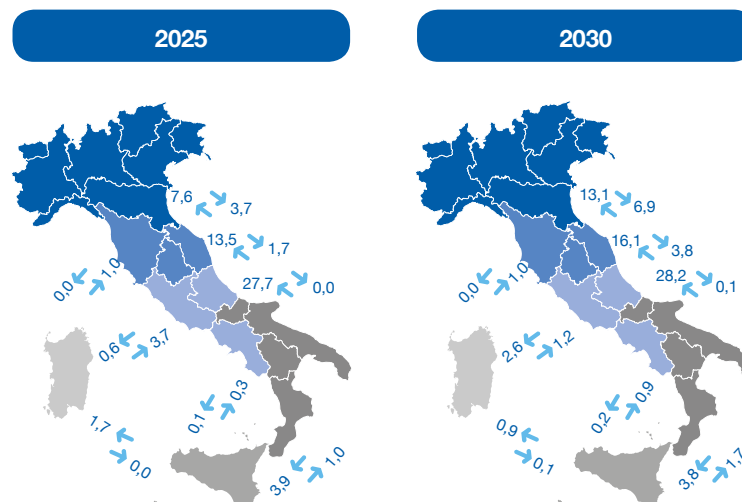


10.2.1.5.2 Scenario PNIEC

Nello scenario PNIEC i flussi interzonal (cfr Figura 86) non subiscono dei cambiamenti molto marcati.

Si notano flussi più altri tra Centro-Sud e Centro-Nord, che si riflettono anche sullo scambio tra Centro-Nord e Nord.

Figura 86 - Evoluzione dei flussi interzonal - Scenario PNIEC (TWh)

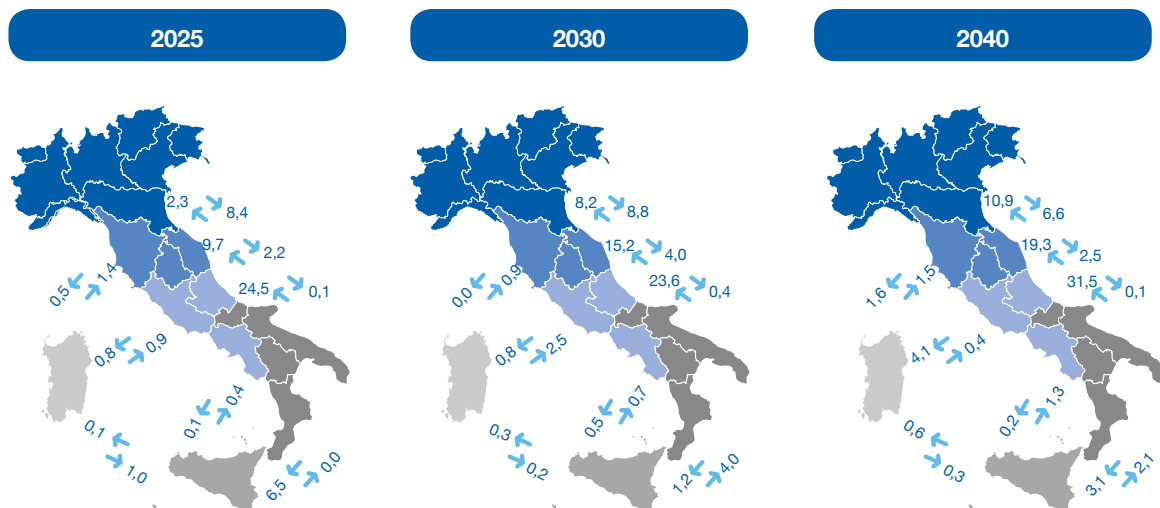


10.2.1.5.3 Scenario CEN

I flussi interzonalari nello scenario Centralized (cfr Figura 87) presentano un sostanziale aumento nella direzione Sud-Nord. Ciò è dovuto da un lato all'aumento della generazione da fonti rinnovabili e dall'altro ad una maggiore competitività degli impianti

italiani rispetto a quelli esteri. In particolare, si nota un aumento dei flussi tra le zone Sud e Centro-Sud (31,5 TWh al 2040) e da Centro-Sud e Centro-Nord (19,3 TWh al 2040).

Figura 87 - Evoluzione dei flussi interzonalari - Scenario CEN (TWh)

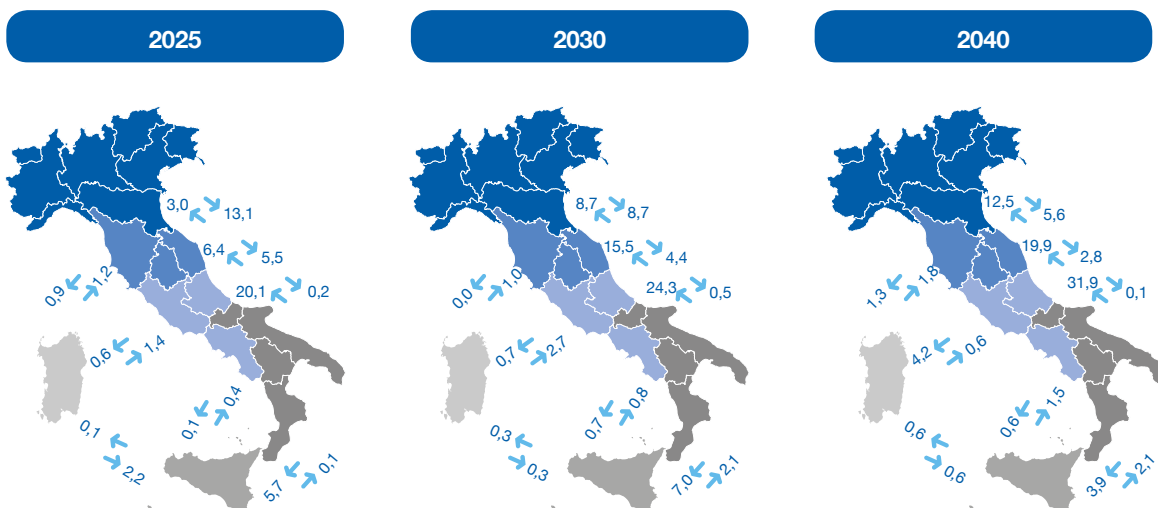


10.2.1.5.4 Scenario DEC

Anche i flussi interzonalari dello scenario Decentralized vengono influenzati dall'aumento della produzione rinnovabile e dalla diminuzione del saldo netto di import dall'estero (cfr Figura 88). Anche in questo caso si nota un aumento dei flussi da Sud verso Nord.

Anche in questo caso i flussi tra le zone di mercato Centro-Nord e Nord si invertono: aumentano i flussi da Centro-Nord a Nord (da 3,0 TWh nel 2025 a 12,5 TWh nel 2040), mentre diminuiscono quelli da Nord a Centro-Nord (da 13,3 TWh nel 2025 a 5,6 TWh al 2040).

Figura 88 - Evoluzione dei flussi interzonalari - Scenario DEC (TWh)



10.2.1.6 Ore di congestione

Le ore di congestione sono le ore in cui lo scambio tra due zone di mercato contigue si satura al massimo valore consentito per una gestione del sistema elettrico in sicurezza.

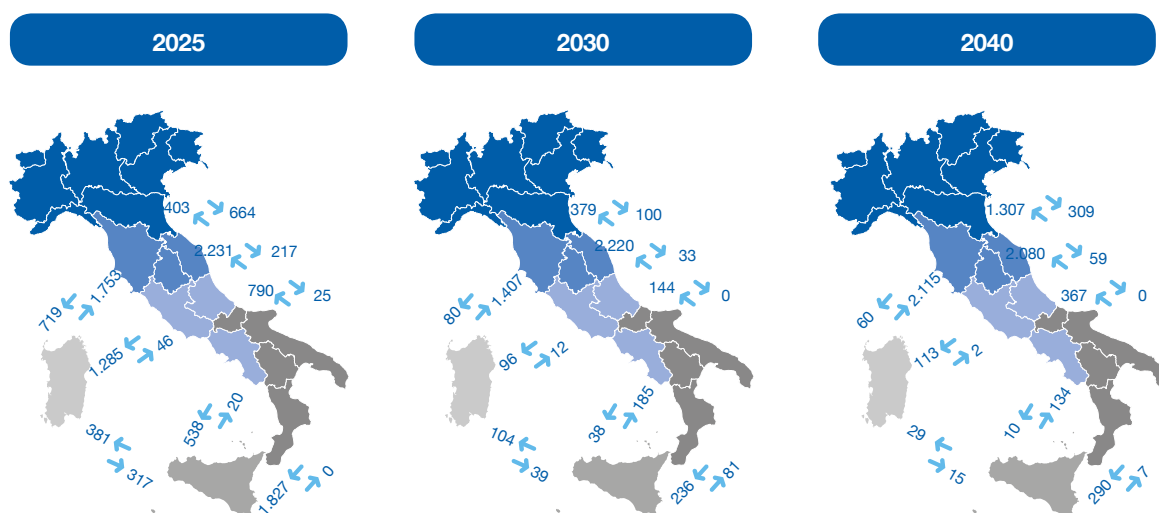
Lo scambio risulta congestionato quando la produzione più efficiente di una zona potrebbe coprire il carico della zona contigua ma lo scambio risulta già al massimo consentito. In questo caso si verifica lo splitting di prezzo tra le suddette zone.

10.2.1.6.1 Scenario BAU

Nella Figura 89 si nota l'evoluzione tra i vari anni orizzonte delle ore di congestione nello scenario BAU. Non si notano sostanziali cambiamenti, se non una diminuzione delle ore di congestione delle linee che vanno

verso le isole. Si evidenzia anche nello scenario BAU, quindi, l'effetto dell'aumento della produzione da rinnovabile, che porta le isole a essere più indipendenti rispetto a oggi.

Figura 89 - Evoluzione delle ore di congestione - Scenario BAU (h)

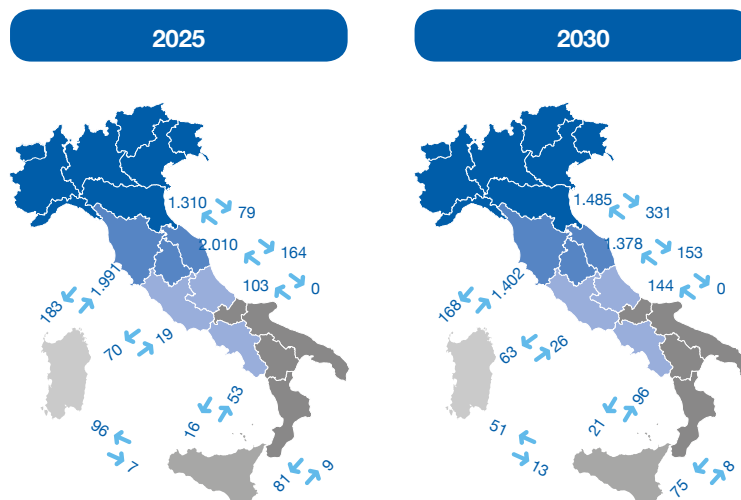


10.2.1.6.2 Scenario PNIEC

La Figura 90 mostra le ore di congestione nello scenario PNIEC. Non sono ancora visibili modifiche sostanziali tra le ore di

congestione dell'anno 2025 e 2030. Non risultano evidenze di linee congestionate né nelle simulazioni al 2025 né al 2030.

Figura 90 - Evoluzione delle ore di congestione - Scenario PNIEC (h)



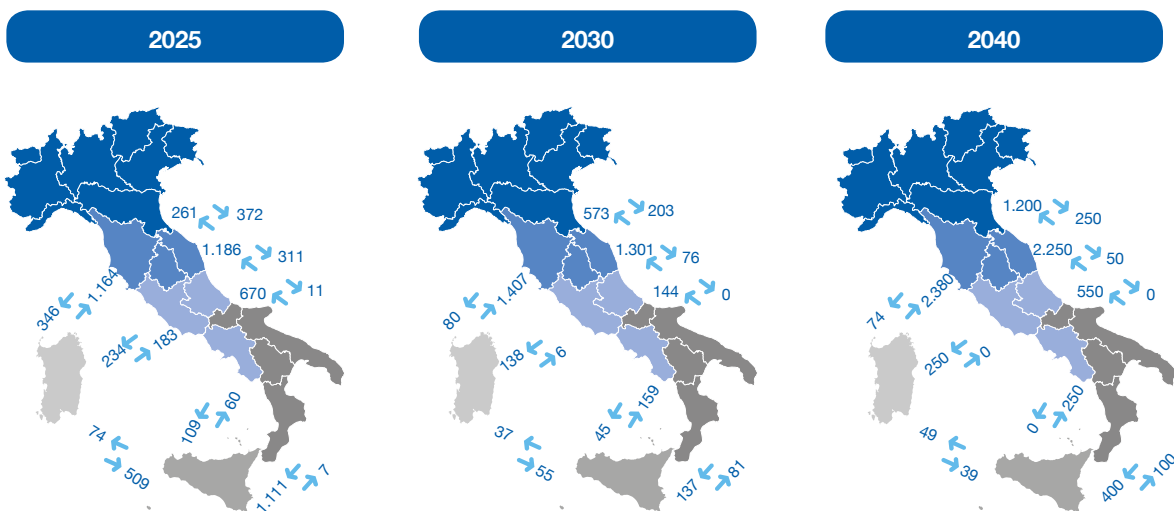
10.2.1.6.3 Scenario CEN

Nella Figura 91 sono mostrate le ore di congestione tra le zone di mercato nello scenario Centralized per gli anni 2025, 2030 e 2040.

In particolare, si nota che le ore di congestione tendono ad aumentare nel corso degli anni per i flussi che vanno verso Nord,

in particolare si nota un aumento delle ore di congestione tra la zona Centro-Sud e Centro Nord e Centro-Nord e Nord. Diminuiscono, invece le ore di congestione per le linee che vanno verso la Sicilia, grazie all'abbassamento dei prezzi nell'isola provocato dall'aumento delle rinnovabili.

Figura 91 - Evoluzione delle ore di congestione - Scenario CEN (h)

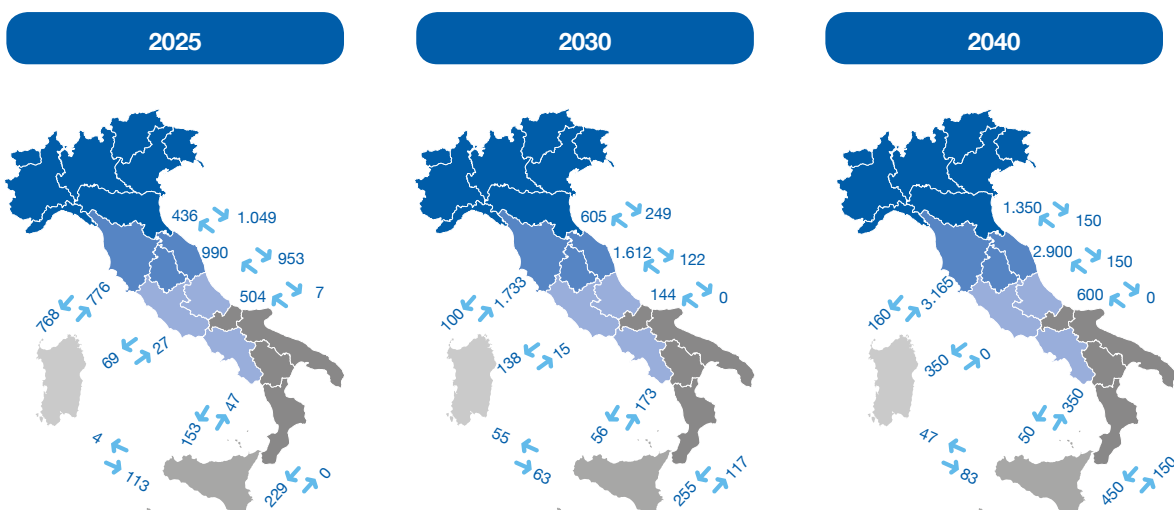


10.2.1.6.4 Scenario DEC

Nella Figura 92 le ore di congestione dello scenario Decentralized si presentano in crescita per i flussi che vanno verso Nord, mostrando un aumento sostanzioso per le linee Centro-Sud e Centro-Nord e Centro-Nord e Nord. Inoltre, si nota una decrescita

delle ore di congestione per le linee che vanno verso la Sicilia, grazie all'incremento della capacità installata rinnovabile che contribuisce ad una diminuzione del prezzo, con un allineamento al prezzo nazionale.

Figura 92 - Evoluzione delle ore di congestione - Scenario DEC (h)



10.2.1.7 Competitività economica

10.2.1.7.1 Prezzi dell'elettricità all'ingrosso

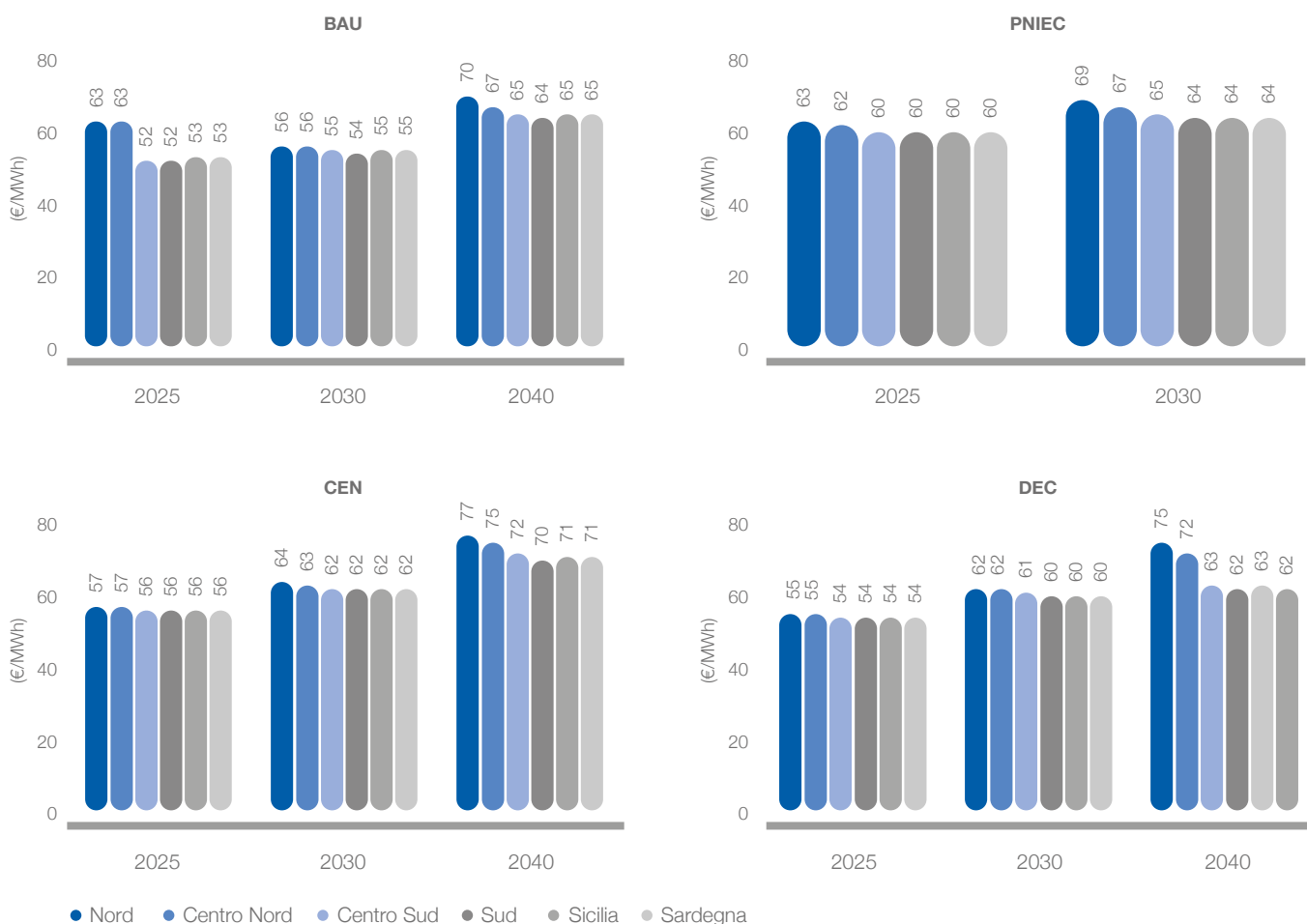
I prezzi dell'elettricità sono particolarmente sensibili alle variazioni del mercato elettrico. I driver principali della variazione del prezzo sono:

- capacità di connessione (sia con l'estero che tra le zone di mercato italiane) – la variazione è dettata dalle analisi alla base del Piano di Sviluppo Terna del 2018. Non si prevedono, quindi altri interventi dopo il 2030;
- i prezzi delle commodities;
- capacità installata – sia termoelettrica che rinnovabile;
- domanda zonale.

Nella Figura 93 sono rappresentati i prezzi zionali per i vari scenari per i vari anni orizzonte. In tutti gli scenari, compreso il PNIEC, oltre a un andamento crescente dei prezzi è visibile anche un aumento della differenza di prezzo tra le zone di

mercato dove le zone Nord e Centro-Nord hanno prezzi più alti rispetto alle altre. Tale differenza è ancor più marcata per lo scenario Decentralized al 2040. I driver che concorrono alla crescita del delta di prezzo sono l'aumento della domanda in valore assoluto (maggiore al Sud) e l'aumento delle rinnovabili, che crescono al Sud più velocemente della domanda e al Nord più lentamente. A questi fattori si aggiungono i limiti di scambio tra le zone di mercato italiane, per cui anche in questo caso, per le zone di Nord e Centro-Nord sono gli impianti termoelettrici più marginali a settare il prezzo. Facendo un focus sul 2040 per gli scenari di sviluppo, nella Figura 94 si riporta il prezzo zonale associato al delta rispetto al PUN. Nello scenario Decentralized le aree Nord e Centro-Nord mostrano un valore di PUN tra il 12% ed il 10% più basso rispetto al prezzo zonale e prezzi nettamente inferiori per il Sud e le isole, che, come accennato, hanno una penetrazione RES più rapida rispetto all'aumento della domanda. Meno marcate solo le differenze per il Centralized, che ha

Figura 93 - Andamento dei prezzi zionali



una penetrazione rinnovabile più contenuta. Guardando l'evoluzione dei prezzi rispetto al PUN (cfr Figura 95) si notano delle variazioni significative rispetto ai valori attuali. Storicamente si notano prezzi più alti del PUN in Sicilia, mentre per Nord e Centro-

Nord i prezzi risultano più bassi. Nel corso degli anni si assiste invece ad un'inversione di tendenza, con prezzi al Nord e Centro-Nord più alti del PUN e con la Sicilia che presenta prezzi nettamente più bassi, soprattutto per il Decentralized al 2040.

Figura 94 - Prezzi zonal (€/MWh) e variazione rispetto al PUN (%) per gli scenari di sviluppo 2040

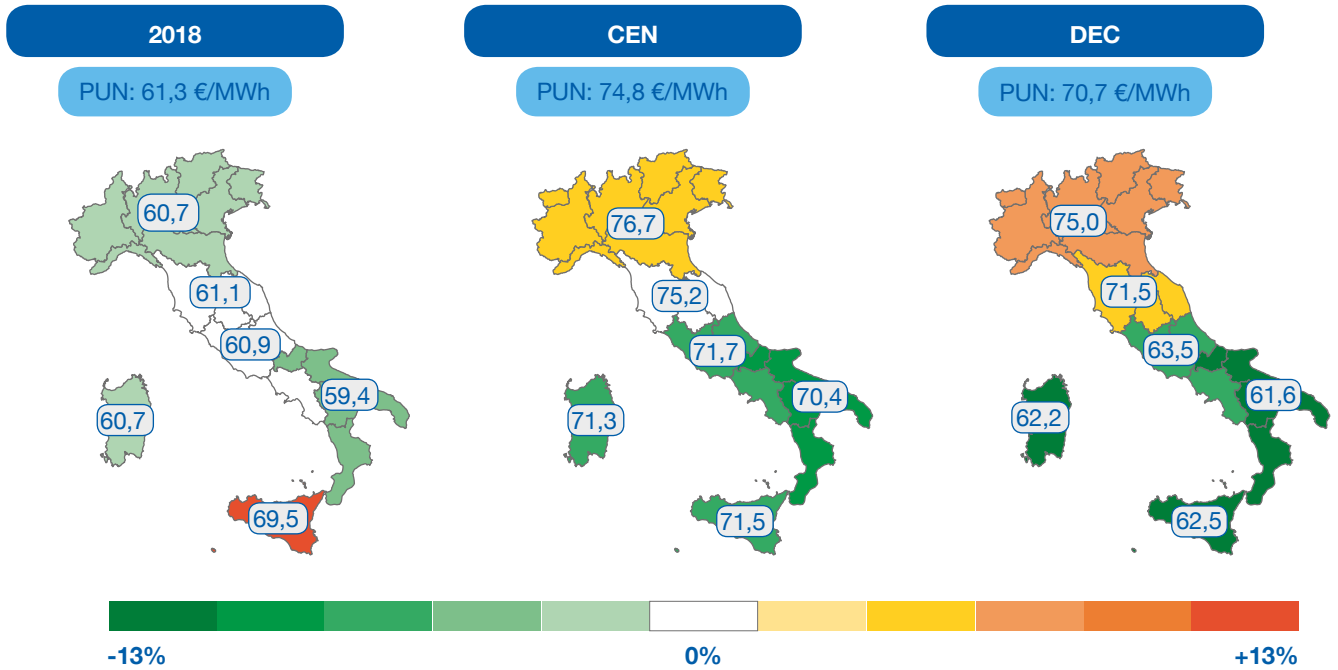
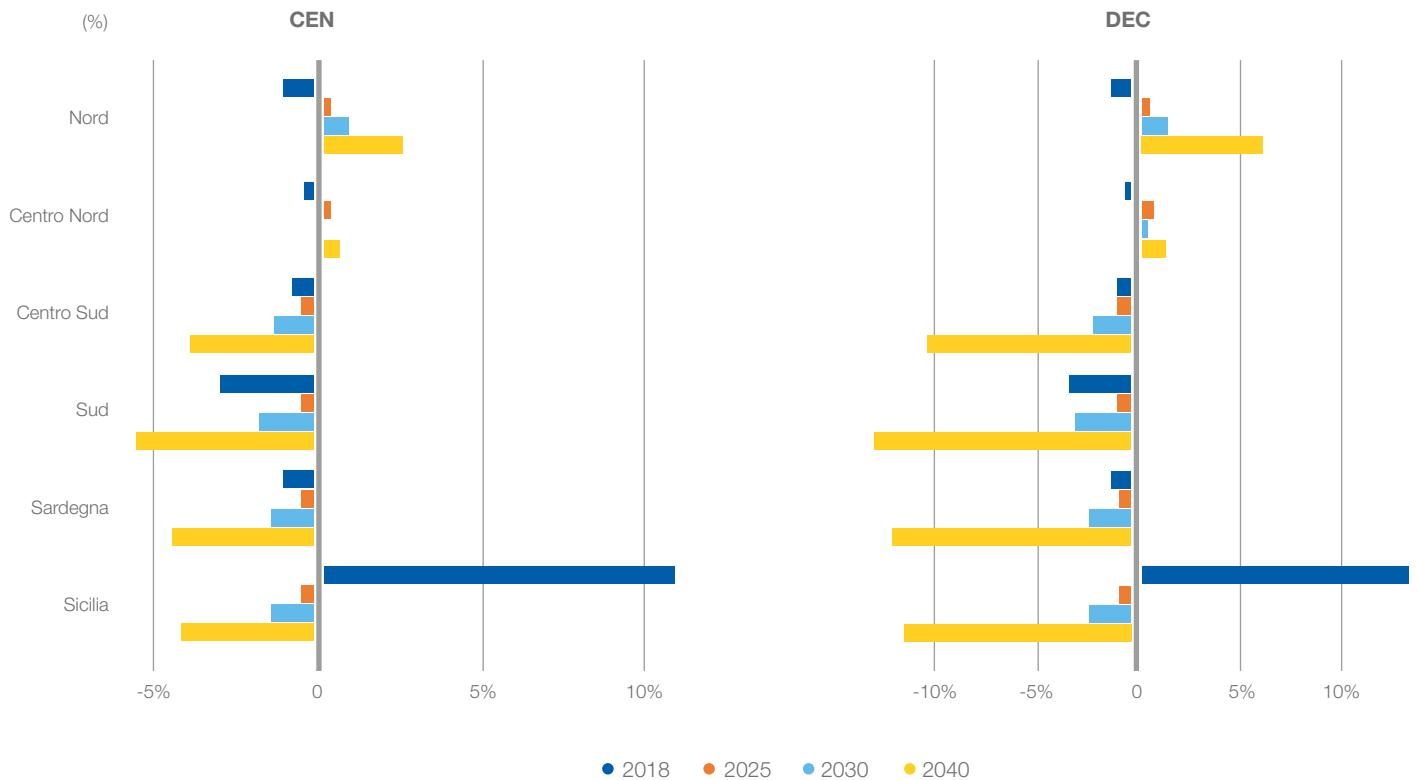


Figura 95 - Evoluzione del delta tra PUN e prezzo zonale - CEN e DEC

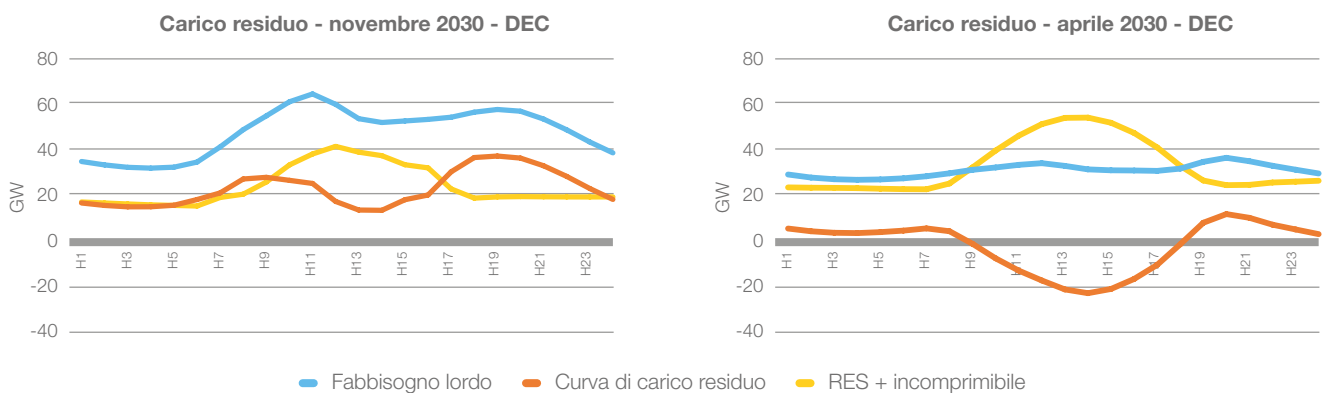


10.2.1.7.2 Curva di carico residuo elettrico

Il presente paragrafo riporta i risultati di alcune analisi svolte sui profili di generazione dello scenario DEC risultanti dalle analisi di mercato. Il tema è l'evoluzione della curva di carico residuo, dove per carico residuo si intende differenza tra il fabbisogno lordo di energia elettrica (fabbisogno di energia elettrica più l'energia destinata ai pompaggi) la generazione rinnovabile, al netto della generazione termoelettrica essenziale. I grafici in Figura 96 mettono a confronto la curva di carico residuo per un giorno

lavorativo di novembre 2030 (cfr Figura 96), caratterizzato da bassa generazione rinnovabile, e un giorno festivo di aprile 2030, caratterizzato invece da alta generazione rinnovabile. Nel grafico di novembre la curva di carico residuo è sempre positiva, con un minimo intorno alle 14, in corrispondenza della forte generazione da fotovoltaico; nel grafico di aprile, invece, a causa della combinazione di basso carico ed elevata generazione eolica e fotovoltaica, il carico residuo assume valori negativi, con un picco di -21 GW intorno alle 14.

Figura 96 - Curva di carico residuo: confronto novembre-aprile 2030 - DEC



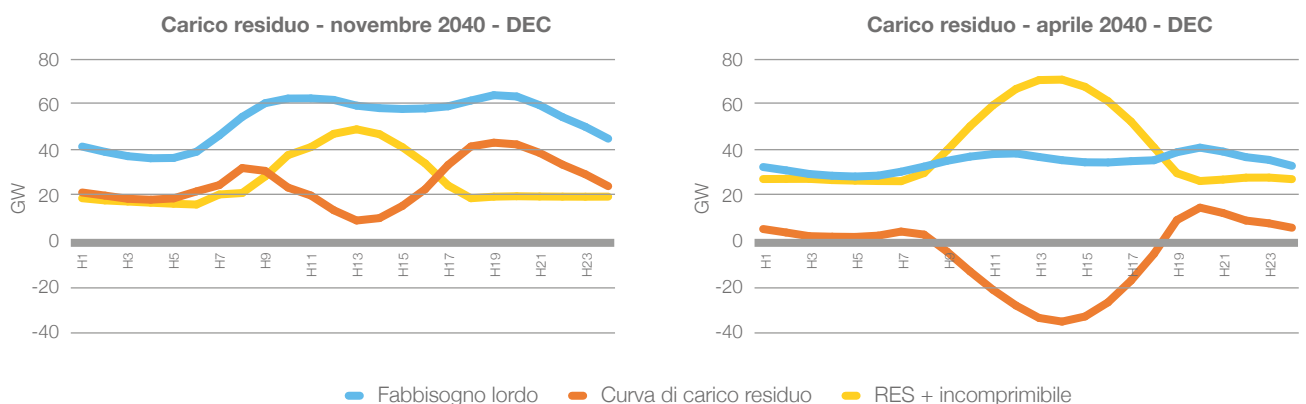
Lo stesso confronto viene riportato per il 2040 nella Figura 97. La curva di carico residuo di novembre risulta molto simile a quella osservata per il 2030. Focalizzandosi su aprile 2040, si nota come il carico residuo raggiunga valori minimi fino a circa -37 GW e risulti vicino allo zero durante le ore notturne. Quando negativo, il carico residuo non è altro che una quantità di overgeneration che il sistema elettrico deve gestire per minimizzare

il curtailment di generazione rinnovabile. L'overgeneration può essere gestita con le seguenti misure:

- export verso Paesi confinanti;
- accumulo tramite sistemi di pompaggio;
- accumulo tramite batterie;
- impianti Power-to-X (e.g. Power-to-Gas);
- Demand Response.

Tra queste le prime 3 sono state correttamente implementate negli scenari

Figura 97 - Curva di carico residuo: confronto novembre-aprile 2040 - DEC



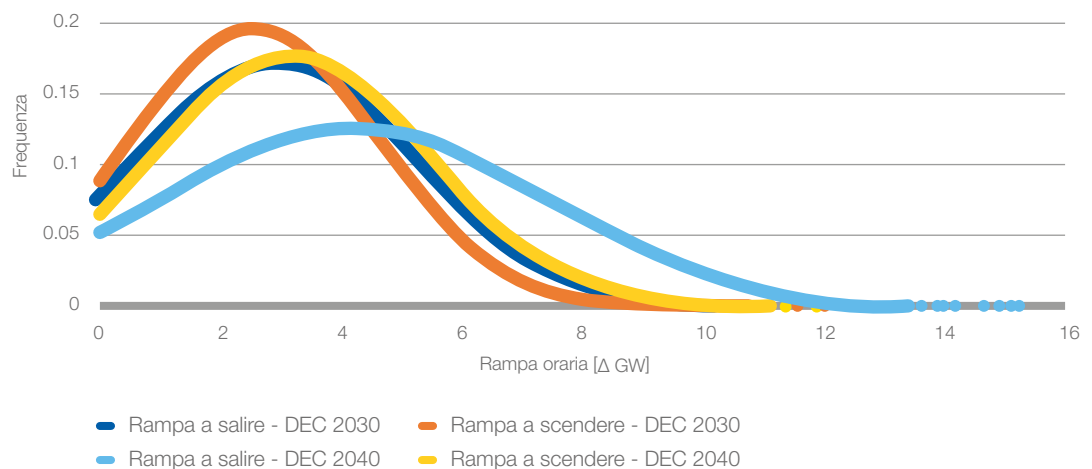
Snam-Terna, permettendo di contenere il curtailment a livelli inferiori all'1% della generazione rinnovabile. Il contributo di ulteriori strumenti di flessibilità, come il Power-to-X e il Demand Side Response verrà valutato successivamente con modelli opportuni.

Dai grafici sul carico residuo si nota un'ulteriore criticità legata alla gestione in sicurezza della rete elettrica. Osservando tutte le curve, si nota come la rampa di carico residuo, ovvero la variazione oraria del carico residuo, raggiunga valori anche molto elevati, in particolare nei periodi serali. Prendendo in considerazione l'intero anno, le curve riportano la distribuzione normale della rampa oraria di carico residuo. Si tratta di valori indicativi, ottenuti considerando i risultati delle analisi di mercato a livello nazionale, senza verificare l'effettiva essenzialità degli impianti termoelettrici, ma utili per estrarre delle informazioni rilevanti. Dalla Figura 98 si nota come le rampe a

salire (in particolare quelle serali) risultino più gravose rispetto alle rampe a scendere. Nel caso DEC al 2040 il valore medio attorno a cui si sviluppa la curva di distribuzione è pari a circa 4,5 GW, con valori che possono, in pochissimi casi, superare anche i 12 GW. Sebbene indicativi, gli andamenti riportati mostrano come la forte penetrazione di rinnovabili non programmabili (in particolare eolico e fotovoltaico) attesa al 2030 e al 2040, oltre a generare i problemi di overgeneration precedentemente descritti, possa creare delle fortissime difficoltà operative nella gestione degli impianti termoelettrici e del sistema elettrico in generale.

In particolare, la distribuzione delle rampe sopra descritte si traduce nel settore termoelettrico a gas in un aumento dei consumi orari superiori a 4 milioni m³/ora nelle condizioni di rampa superiore ai 12 GW.

Figura 98 - Distribuzione normale della rampa oraria di carico residuo



10.2.2 Offerta di gas naturale e gas verdi e decarbonizzati

Gli scenari di offerta sviluppati considerano il contributo del gas naturale da importazione e da produzione nazionale ed il crescente contributo dei gas verdi, in particolare biometano, metano sintetico e idrogeno.

10.2.2.1 Il gas naturale

Il ruolo del gas naturale rimane fondamentale anche negli scenari di lungo termine.

Il suo approvvigionamento è garantito dalla produzione nazionale, in costante decremento a causa di assenza di investimenti in upstream, e dall'import via metanodotto e da GNL. Nel grafico seguente si riporta il dettaglio del gas naturale, dove si evidenzia il ruolo predominante dell'importazione, che copre oltre il 90% del fabbisogno di gas naturale del paese, crescendo negli scenari di lungo termine fino a oltre il 95%.

Per valutare le importazioni di gas sono

stati considerati i potenziali di evoluzione dell'offerta da parte dei maggiori produttori di gas da cui l'Italia importa via metanodotto, ossia Russia, Algeria, Europa del Nord

(Norvegia e Paesi Bassi) e via GNL. I potenziali massimo e minimo sono quelli indicati da ENTSOG nel TYNDP 2018¹⁶ e rappresentati nel grafico seguente.

Figura 99 - Offerta di gas naturale

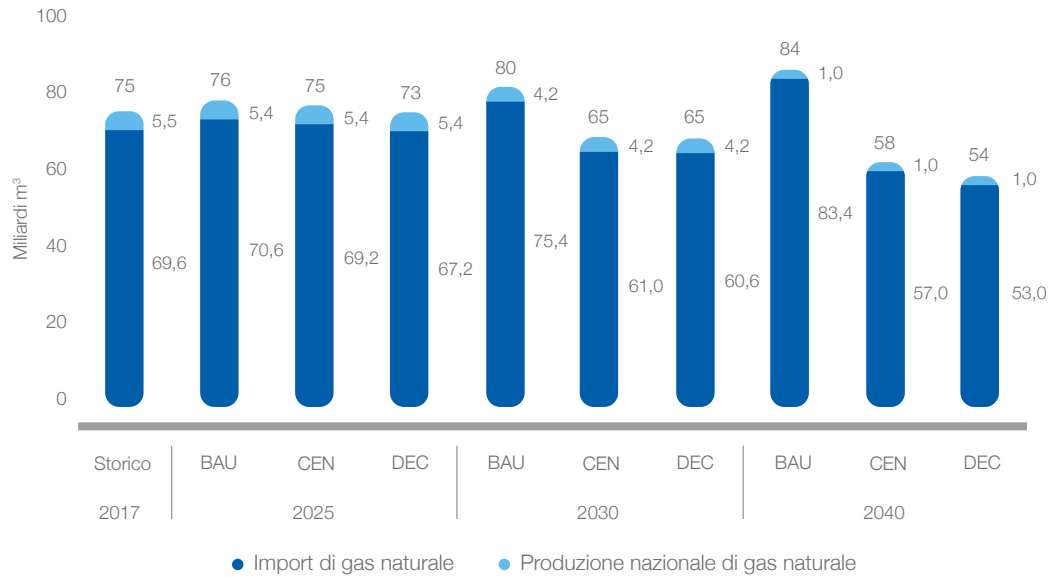
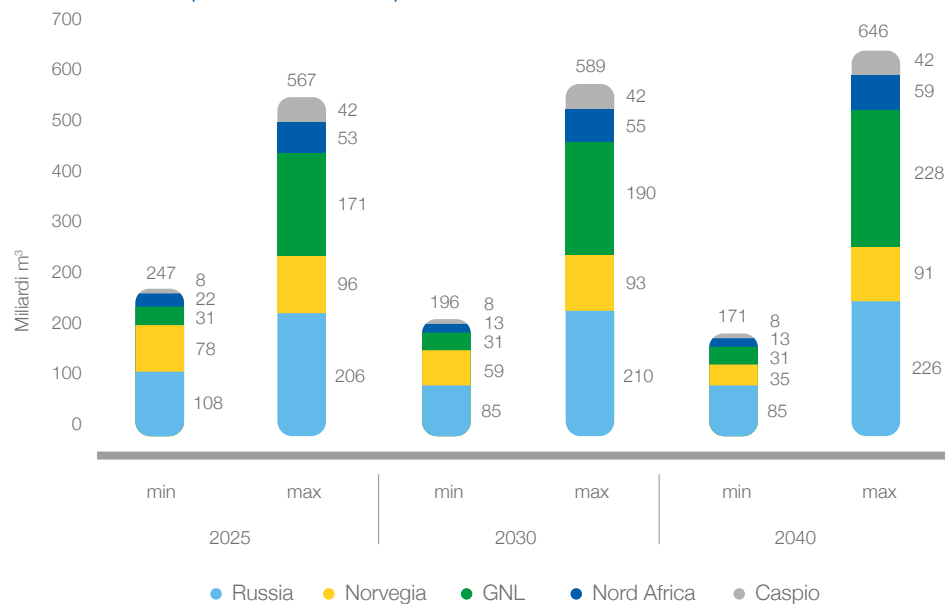


Figura 100 - Potenziale di offerta per fonte di approvvigionamento per il mercato europeo



Per l'Italia, al fine di valutare diversi scenari di approvvigionamento, sono state definite opzioni contrastanti, in particolare uno scenario South Route che favorisce l'import da Sud (Nord Africa) e uno scenario North Route che privilegia l'importazione da Nord Europa, assumendo una maggiore disponibilità di gas russo (ed una minore di gas algerino). Oltre a tali due scenari estremi, che privilegiano le importazioni via

metanodotto, si è considerato uno scenario di elevata disponibilità di GNL per l'Europa anche nel lungo termine. Nella tabella seguente sono indicati i volumi massimo e minimo per i punti di importazione via metanodotto e il totale di importazione di GNL come somma dei tre terminali presenti in Italia. I suddetti scenari ricadono all'interno dei limiti presentati in tabella.

¹⁶ www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/TYNDP/2018/entsog_tyndp_2018_Final_Scenario_Report_Supply.xlsx

Tabella 16 - Massimi e minimi per punto di importazione per gli anni 2025, 2030 e 2040

Miliardi m ³ /anno	2025		2030		2040	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Passo Gries	0	1	0	1	0	1
Tarvisio	22	31	24	32	12	31
Mazara del Vallo	13	22	8	26	7	31
Gela	5	5	5	5	5	5
TAP	7	9	7	9	7	9
LNG	10	13	5	9	0	10

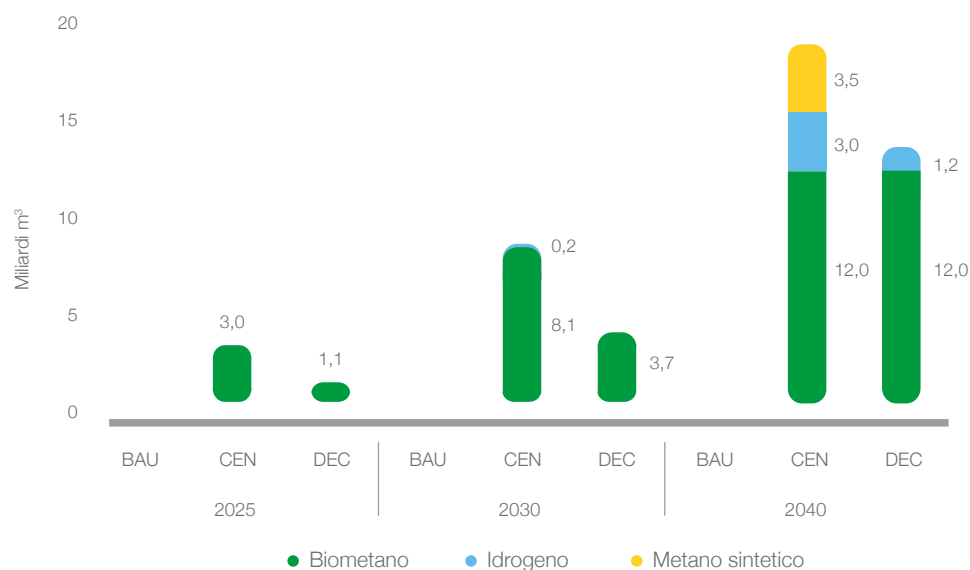
Nell'elaborazione degli scenari di flusso si considera la possibilità di un'esportazione dall'Italia verso i mercati Europei attraverso le interconnessioni abilitate al Reverse Flow, per una capacità complessiva di 44,4 Mm³/g. In particolare, i flussi di esportazione più consistenti si verificano nello scenario South Route che prevede volumi in uscita fino a circa 12 miliardi m³ in virtù della consistente disponibilità di gas da sud, come già sopra descritto, e di una domanda Europea sostenuta ed allineata con lo scenario Sustainable Transition del TYNDP 2018 di ENTSOs.

10.2.2.2 I gas verdi e decarbonizzati

Nel percorso di decarbonizzazione rappresentato dagli scenari di sviluppo CEN e DEC si evidenzia un ruolo crescente dei gas verdi e decarbonizzati, la cui domanda al 2040 arriva rispettivamente a 18,5 miliardi m³ nel CEN, coprendo circa il 24% della domanda complessiva di gas ed a 13,2 miliardi m³ nel DEC (20 % della domanda di gas).

Come evidenziato in Figura 101, i gas verdi e decarbonizzati considerati sono biometano, idrogeno e metano sintetico che vengono descritti in dettaglio nei paragrafi seguenti.

Figura 101 - Offerta di gas verdi e decarbonizzati - Scenari BAU, CEN, DEC



Biometano

Nel 2040 la domanda di biometano raggiunge 12 miliardi m³ in entrambi gli scenari di sviluppo, CEN e DEC, dimostrando il suo fondamentale contributo alla decarbonizzazione, anche in uno scenario di forte elettrificazione.

La tabella successiva mostra la ripartizione di tale quantitativo per origine della biomassa e per tecnologia di produzione del biometano.

Come si può notare il biometano da

digestione anaerobica costituisce quasi il 90% del totale delle disponibilità. In particolare, il biometano ottenuto da digestione anaerobica di colture sequenziali rappresenta oltre il 60% del totale delle disponibilità.

Tale evoluzione si basa su un'aspettativa di diffusione di pratiche agricole innovative, secondo un concetto sviluppato dal Consorzio Italiano del Biogas, sostenuto da Confagricoltura e validato da centri di studio europei e sinteticamente conosciuto come *biogasdoneright*.¹⁷

Tabella 17 - Dettaglio produzione di biometano al 2040 per fonte

Disponibilità di biometano al 2040 (Miliardi m³)

Colture sequenziali	7,3
Letame	1,8
Rifiuti alimentari	0,6
Paglie, stocchi e pule	0,3
Altro	0,4
Totale Digestione anaerobica	10,4
Rifiuti solidi urbani	0,6
Manutenzione boschiva	0,4
Residui di lavorazione del legno	0,3
Altro	0,3
Totale Gassificazione Termochimica	1,6
Totale Biometano	12

¹⁷ www.consorziobiogas.it/wp-content/uploads/2016/12/digestione-anaerobica-e-sequestro-di-carbonio-nel-suolo.pdf

Biogasdoneright

Il biogasdoneright rappresenta un'evoluzione dell'agricoltura verso pratiche più innovative e sostenibili, auspicata anche dalla Politica Agricola Comune europea, che aumentano la produttività dei terreni agricoli esistenti consentendo il loro uso sia per colture alimentari sia per colture energetiche (colture secondarie) senza impatti ambientali negativi e senza effetti diretti o indiretti di cambiamento nell'uso del suolo. Tali pratiche apportano benefici ulteriori come la riduzione dei rischi di erosione del suolo, l'aumento della biodiversità sul terreno agricolo aziendale, l'aumento della capacità di stoccaggio di carbonio del suolo derivante da una maggiore quantità di residui agricoli sul terreno e di radici nel sottosuolo.

In altre parole, la coltura secondaria viene coltivata sul terreno che, in un modello monocolturale oggi dominante in Europa, viene lasciato a riposo tra un raccolto principale e l'altro. Ciò significa che in un anno in un modello di agricoltura sostenibile basato sul "sequential cropping" vengono prodotte due colture sui terreni agricoli esistenti anziché uno come avviene invece nel modello monocolturale oggi dominante. Nello scenario supponiamo che entro il 2040 colture quali l'insilato di mais, il triticale, il frumento, il loglio, il sorgo possano essere presenti come seconda coltura su 1,6 milioni di ettari di terreni agricoli esistenti, pari a circa il 14% della superficie agricola totale utilizzata oggi in Italia.

Il biometano – sostenibilità e filiera di produzione

Uno sviluppo dei gas rinnovabili nel lungo periodo sarà possibile solo garantendo il rispetto dei criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni ad effetto climaterante stabiliti dalle direttive europee (Direttiva UE 2018/2001 sulla promozione delle fonti rinnovabili). Inoltre, dovranno essere evitati i rischi connessi ai mutamenti indiretti nell'utilizzo del suolo (Direttiva UE 2015/1513 sugli effetti indiretti dell'uso del suolo – ILUC effect) derivanti dalla diffusione delle colture energetiche.

I rischi diretti e indiretti per la sostenibilità sono principalmente associati alla coltivazione di terreni ad elevata capacità di stoccaggio di carbonio, di colture destinabili anche alla produzione di generi alimentari e di mangimi e dal prelievo di biomassa dal patrimonio boschivo.

Il biometano può definirsi sostenibile se:

- non riduce la produzione esistente di alimenti e mangimi;
- non è prodotto da biomasse provenienti da terreni ad alta capacità di stoccaggio del carbonio; (foreste primarie, terreni paludosi, torbiere ecc.) o caratterizzati da un elevato grado di biodiversità;
- non provoca effetti indiretti sul

cambiamento nell'uso del suolo, sottraendolo alle necessità alimentari umane e animali.

Il biometano deve inoltre garantire, rispetto alla corrispondente filiera fossile, percentuali minime di riduzione delle emissioni climateranti stabilite dalla Direttiva UE 2018/2001 e calcolate con un approccio di *Life Cycle Assessment*, al fine di considerare le emissioni climateranti lungo l'intera filiera produttiva. Il potenziale di riduzione delle emissioni di gas serra del biometano potrebbe risultare molto ridotto se la sua produzione (in Europa) provocasse cambiamenti nell'uso del suolo sotto forma di mutamento diretto o indiretto della produzione agricola e/o se portasse alla conversione di foreste o altri terreni ad alta capacità di stoccaggio di carbonio in nuovi terreni agricoli eventualmente ubicati in altre zone del mondo (Asia, Sud America, Africa). Per questa ragione si sono considerate solo quelle disponibilità di biomasse che presentano il requisito della sostenibilità.

All'interno dei vincoli sopra descritti, è possibile utilizzare in modo sostenibile terreni, colture agricole e residui legnosi.

Per ciò che riguarda la biomassa di origine agricola si ipotizza che nella produzione di biometano vengano utilizzati residui come paglia, stocchi, pule e letame, e colture agricole prodotte come raccolto secondario e sequenziale, prima e dopo il raccolto principale che si suppone invece completamente destinato a soddisfare la domanda di cibo e di mangimi.

Anche l'utilizzo della biomassa proveniente da prelievo boschivo e dalla raccolta differenziata della frazione organica dei rifiuti deve sottostare ad un requisito di gerarchia degli usi stabilito dalle direttive europee secondo il quale vanno innanzitutto privilegiati i riutilizzi secondo uno schema di economia circolare ed evitati effetti distorsivi sulla disponibilità di biomassa per altri settori, quali quello cartario.

Esistono due tecnologie principali per produrre biometano: digestione anaerobica e gassificazione termochimica. La prima è già ampiamente utilizzata per produrre biogas da biomassa agricola che può essere convertito in biometano con un processo di separazione. La seconda consente la produzione di biometano da biomassa legnosa e lignocellulosica. Sebbene ampiamente provata quest'ultima tecnologia non ha ancora conosciuto una vasta diffusione commerciale. Nelle nostre stime si suppone che la gassificazione termica

raggiungerà la piena maturità commerciale entro il 2040.

- **Digestione anaerobica:** si basa su una serie di processi biologici in cui i microrganismi scompongono il materiale biodegradabile in assenza di ossigeno, producendo biogas e un digestato residuo. Il biogas contiene circa il 50% di metano, il resto è principalmente CO₂. Per consentire la sua immissione nella rete del gas, il biogas deve essere upgradato a biometano (97% di CH₄) rimuovendo la CO₂. Il digestato può essere usato come fertilizzante per migliorare la fertilità del suolo.
- **Gassificazione termochimica:** con questa tecnologia, si effettua una completa scomposizione chimica della biomassa legnosa e dei rifiuti con un processo ad alta temperatura entro un gassificatore, in presenza di una quantità controllata di ossigeno e vapore. Viene prodotta una miscela di monossido di carbonio, idrogeno e anidride carbonica (syngas). Il gas viene raffreddato e il contenuto di ceneri viene rimosso. In un'unità di depurazione del gas, vengono separate sostanze inquinanti come zolfo e cloruri. La metanazione del syngas viene quindi eseguita in un reattore catalitico ottenendo una miscela di biometano, acqua e CO. Una fase finale di upgrading separa il biometano da acqua e CO₂, consentendone l'immissione in rete.

Idrogeno e metano sintetico

Come evidenziato in Figura 101, gli scenari Snam-Terna individuano una significativa domanda di idrogeno al 2040 (6,5 miliardi m³ equivalenti di metano nello scenario CEN) per consentire la decarbonizzazione dei settori industriali e dei trasporti. Dei 6,5 miliardi m³ considerati, tre sono di idrogeno puro direttamente consumato nei settori finali, e i restanti 3,5 sono di metano sintetico ottenuto attraverso la metanazione dell'idrogeno.

Guardando al 2030, sebbene gli obiettivi di quota FER sui consumi siano raggiungibili tramite l'utilizzo di rinnovabili elettriche e biometano, per coprire la domanda di idrogeno prevista per il 2040 sarà necessario lo sviluppo di una filiera.

A tal fine gli scenari Snam-Terna indicano già al 2030 un consumo di 150 milioni m³ di idrogeno rinnovabile (considerando un valore energetico equivalente al metano, ovvero 450 milioni m³ in volume), che potrebbero essere in parte destinati al settore industriale in sostituzione di una quota dell'idrogeno non rinnovabile utilizzato già oggi come "feedstock", in parte utilizzati per lo sviluppo di trasporti a idrogeno (e.g. treni a fuel cell) e in parte immessi nella rete di trasporto gas, in blending con il metano.

Tale idrogeno avrà diverse origini: idrogeno prodotto con tecnologia Power to Gas (P2G) da impianti che sfruttano l'*overgeneration* o da impianti *off-grid* (associati a generazione eolica e

fotovoltaica dedicata). L'idrogeno potrà inoltre essere sintetizzato dal metano attraverso processi di steam reforming, di gassificazione o di methane cracking. Il contenuto di CO₂ catturato a valle di tali processi dovrà essere stoccato (CCS) o utilizzato nella produzione di manufatti

(CCU). Verrà inoltre valutata l'opzione di importare l'idrogeno dall'estero. Le proporzioni verranno dettagliate in seguito a un approfondimento volto ad individuare le modalità di raggiungimento degli obiettivi ambientali al minor costo.

Power to Gas

La tecnologia Power to Gas (P2G) consente la produzione di idrogeno verde tramite l'elettricità rinnovabile, con due finalità principali per il sistema energetico:

- consentire - congiuntamente al biometano - la profonda decarbonizzazione di settori dove l'elettrificazione presenterebbe sfide tecnologiche e di costo elevate (come ad esempio il settore industriale in particolare per i processi ad alta temperatura, quello dei trasporti ed il riscaldamento domestico per la granularità della diffusione).
- Consentire l'ottimizzazione del sistema energetico nel suo complesso tramite il «sector coupling», tra sistema gas ed elettrico, trasformando l'energia elettrica rinnovabile in idrogeno, sfruttando le infrastrutture gas per stoccarlo e trasportarlo, e permettendo quindi un'incorporazione delle RES «elettriche» anche nei settori di difficile elettrificazione. Il «sector coupling» crea valore per il sistema nel suo complesso tenendo conto dell'utilità dell'idrogeno verde nei consumi finali e del miglioramento dell'integrazione delle RES in quanto permette da un lato lo

stoccaggio stagionale dell'energia "in eccesso" (impossibile con batterie e pompaggi) e dall'altro il suo trasferimento spaziale su lunga distanza.

Sebbene si riconosca un beneficio legato all'utilizzo del P2G come strumento di flessibilità per la rete elettrica attraverso la sinergia con la rete gas, non è stato per ora ancora correttamente simulato all'interno degli scenari, ma verrà valutato successivamente sviluppando modelli opportuni.

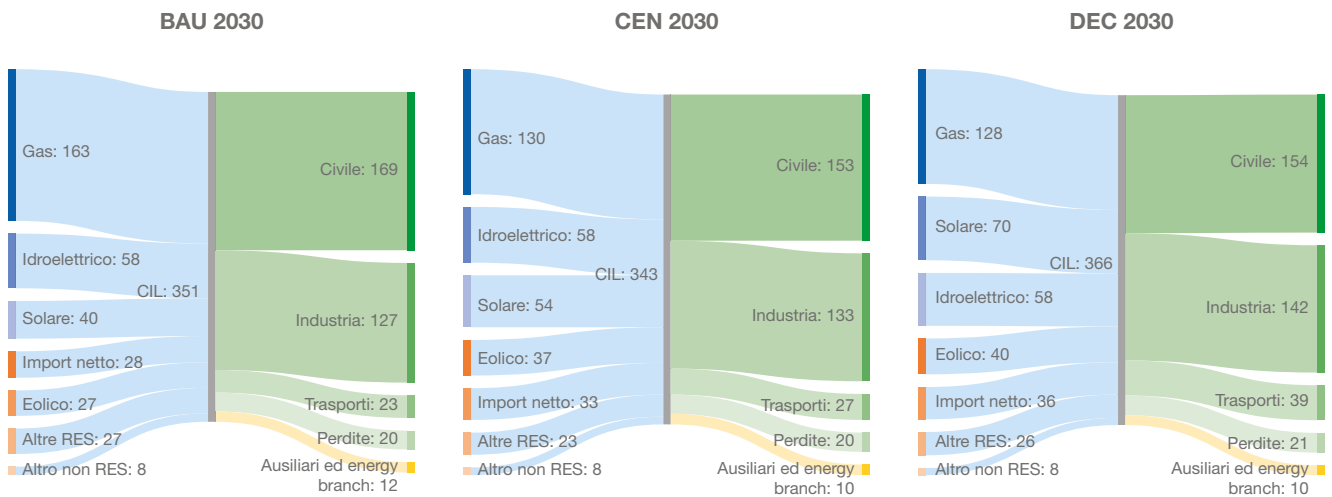
10.3 Sankey diagrams elettricità e gas

In questo breve paragrafo si riportano dei diagrammi di Sankey riassuntivi relativi all'utilizzo del vettore elettrico e del vettore gas.

Le seguenti serie di grafici mostrano l'andamento complessivo del vettore elettrico, dalla produzione al Consumo Interno Lordo (CIL), espresso in TWh, nei diversi scenari e per gli anni orizzonte di riferimento.

Per quanto concerne l'anno 2030 si vede come negli scenari di sviluppo vi sia, lato produzione, uno spostamento verso le fonti rinnovabili, in particolare eolico e solare, più marcato rispetto allo scenario Business As Usual e come, lato consumo, sia prevista una forte elettrificazione dei trasporti nello scenario Decentralized, dove si raggiunge anche il livello massimo di TWh consumati (368 TWh).

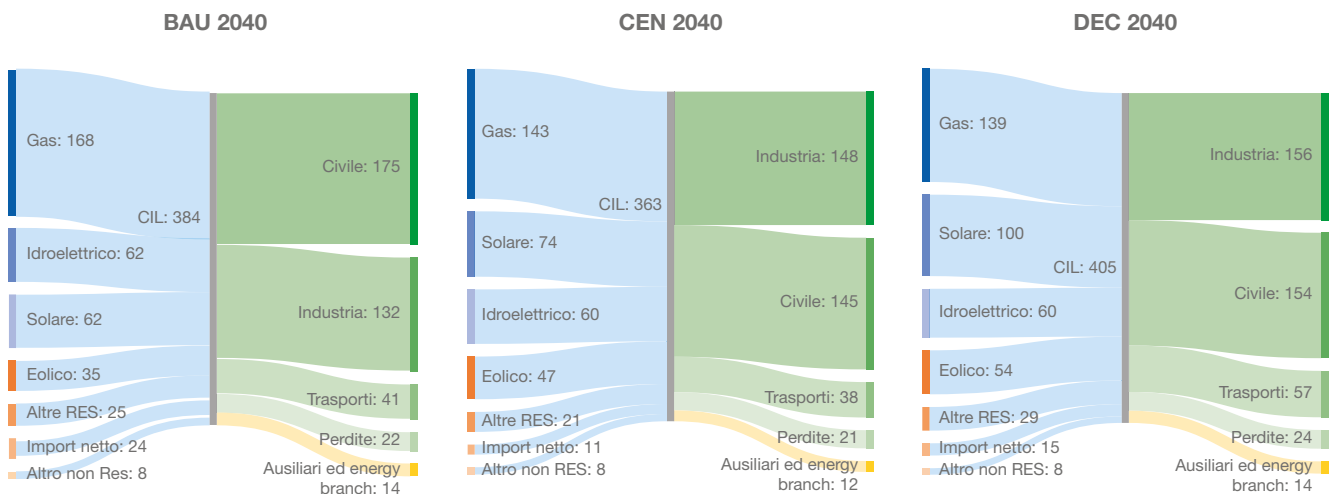
Figura 102 - Sankey diagram - Elettricità 2030 (TWh)



Il decennio successivo esaspera le dinamiche previste al 2030. Infatti, eolico e fotovoltaico continuano a penetrare sempre di più in tutti gli scenari e maggiormente nello scenario Decentralized, dove il binomio eolico-solare

arriva a produrre complessivamente 154 TWh. Anche il CIL prosegue la dinamica di crescita, raggiungendo i 405 TWh nello scenario Decentralized dove il grado di elettrificazione è massimo in tutti settori.

Figura 103 - Sankey diagram - Elettricità 2040 (TWh)



In analogia con i grafici precedenti, di seguito viene riportato l'andamento complessivo del vettore gas, espresso in miliardi m³, nei diversi scenari e per gli anni 2030 e 2040.

La Figura 104 riporta i dati di domanda e offerta di gas naturale e gas verdi e

dacarbonizzati al 2030 ed evidenzia negli scenari sviluppo la maggior produzione di biometano e metano sintetico e una piccola quota di idrogeno verde. La Figura 105 riporta i risultati degli scenari al 2040; crescono ulteriormente i gas verdi e decarbonizzati.

Figura 104 - Sankey diagram - Gas 2030 (miliardi m³)

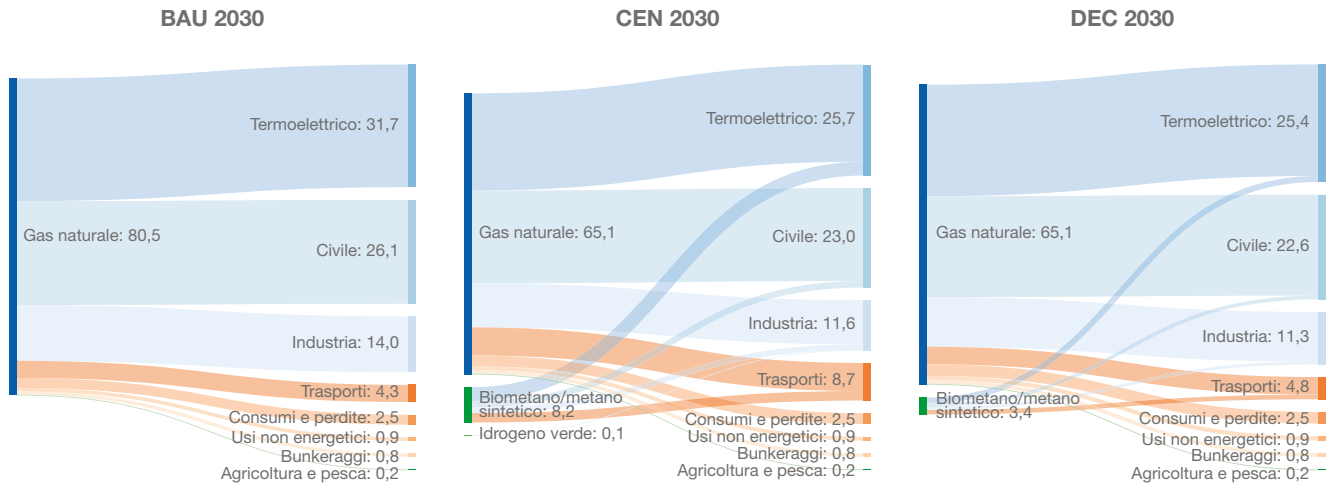
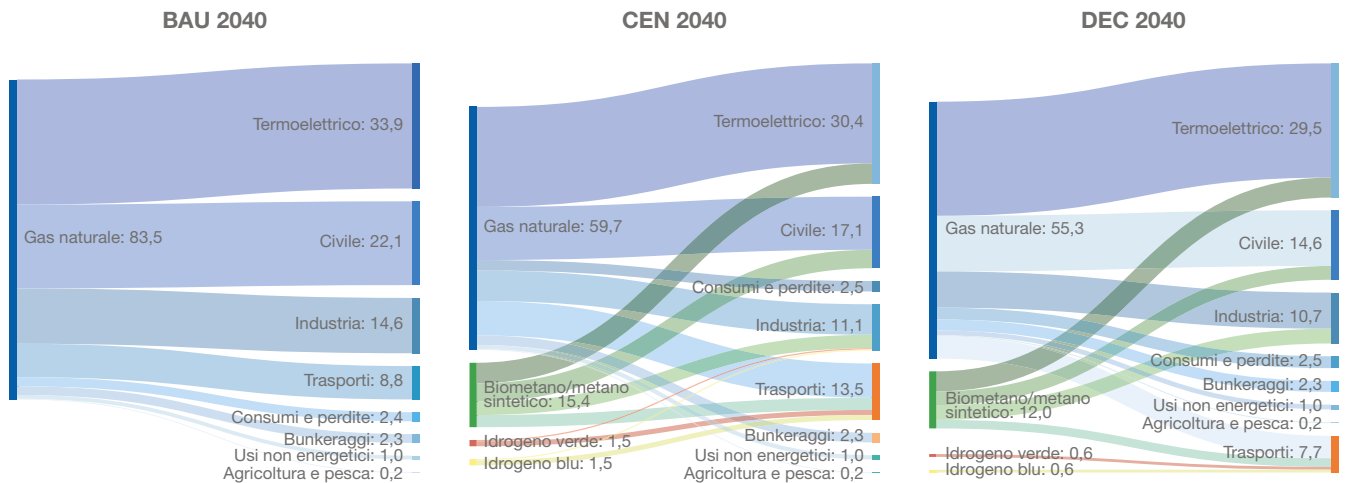


Figura 105 - Sankey diagram - Gas 2040 (miliardi m³)



10.4 Raggiungimento target

Il presente paragrafo verifica, per tutti gli scenari ed anni orizzonte oggetto di analisi, il raggiungimento o meno dei target vincolanti al 2030 e non vincolanti per gli anni successivi previsti a livello europeo e nazionale. Al 2030 sono presenti target relativi ai consumi per usi finali, alla quota rinnovabile e alla decarbonizzazione; al 2040 non esistono target vincolanti,

ma si è proceduto a definire un target di decarbonizzazione di riferimento che permettesse di traggardare l'ambizioso obiettivo di riduzione delle emissioni del 95% al 2050 rispetto ai valori del 1990. Lo schema in Figura 106 riassume, per tutti gli scenari oggetto di analisi e per gli anni orizzonte 2030 e 2040, i principali indicatori utilizzati per verificare il raggiungimento o meno dei target. Per la verifica di dettaglio si rimanda ai sottoparagrafi successivi.

Figura 106 - Principali indicatori per la verifica del raggiungimento dei target 2030 e 2040

	2017	Target		PNIEC		BAU		CEN		DEC	
		2030	2040	2030	2030	2040	2030	2040	2030	2040	
Riduzione emissioni CO ₂ vs 1990 (%)	17,4	40,0	~65	40,0	28,4	32,0	42,9	64,1	41,4	63,7	
Decarbonizzazione settore elettrico (%)	35,1	n.d.	n.d.	55,4	43,3	48,4	55,1	~73,0	55,1	~75	
Variazione usi finali vs 2017 (%)		-9,8	n.d.	-9,8	+0,7	+1,7	-9,8	-20,2	-10,5	-23,4	
Consumo di energia per usi finali (Mtep)	113,6	103,8	n.d.	103,8	114,3	115,3	103,8	93,4	103,1	90,2	
RES share su consumo finale lordo (%)	18,1	30,0	n.d.	30,0	20,0	22,7	30,0	44,3	31,3	50,5	
RES share settore elettrico (%)	35,1	55,1	n.d.	55,4	43,3	48,4	55,1	62,3	55,1	65,6	

I valori riportati nella Figura 106 confermano che gli scenari di sviluppo CEN e DEC e il PNIEC permettono di raggiungere i target

vincolanti al 2030 e non vincolanti al 2040; lo scenario BAU, invece, non permette di raggiungere nessuno dei target previsti.

10.4.1 Target di riduzione dei consumi

Per effetto dell'applicazione dell'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, il target di risparmio energetico fissato per ogni Stato membro da conseguirsi tra il 1° gennaio 2021 e il 31 dicembre 2030 è pari ad un minimo dello 0,8% annuo della media dei consumi di energia finale negli anni 2016, 2017 e 2018. Per l'Italia questo si traduce nel raggiungimento, al 2030, di un valore complessivo di consumi per usi finali inferiore a 103,8 Mtep. Il target non è ulteriormente declinato a livello settoriale, lasciando libertà ad ogni stato membro in merito all'adozione di specifiche strategie per il conseguimento di tale obiettivo.

Come anticipato nell'introduzione del § 10.1.1, il PNIEC, lo scenario CEN e lo scenario DEC permettono tutti di raggiungere e nel caso del DEC superare il target di riduzione dei consumi al 2030. Le misure considerate nello scenario BAU non permettono invece di raggiungere una riduzione sufficiente dei consumi.

Al 2040 non sono presenti target di riferimento per il contenimento dei consumi. I valori riportati in Figura 106 sono funzionali al raggiungimento del target di decarbonizzazione indicativo del 65% di

riduzione delle emissioni di CO₂ equivalente rispetto ai valori del 1990.

10.4.2 Target di copertura rinnovabile

La Direttiva 2018/2011/UE dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Direttiva RED II) fornisce agli Stati membri le modalità di calcolo della copertura rinnovabile sui consumi per usi finali. Le indicazioni si traducono nel calcolo dei seguenti indicatori:

- quota FER nel settore della generazione di energia elettrica – FER-E;
- quota FER nel settore del riscaldamento e raffrescamento – FER-H&C;
- quota FER nel settore dei trasporti – FER-T;
- quota FER complessiva – FER.

Ogni indicatore è calcolato come rapporto base tra l'energia prodotta da fonti rinnovabili e il consumo finale lordo di energia per lo specifico settore. Per il settore del riscaldamento e del raffrescamento viene considerato anche il contributo dell'energia fornita dall'ambiente nel funzionamento delle pompe di calore elettriche e a gas. Per il settore dei trasporti al numeratore vengono applicati specifici fattori moltiplicativi legati al consumo di biocarburanti e all'utilizzo del vettore elettrico¹⁸.

¹⁸ Per maggiori informazioni fare riferimento alla Direttiva 2018/2011/UE dell'11 dicembre 2018, art. 7.

¹⁹ Shares 2017 - Eurostat.

Tabella 18 - Indicatori di copertura FER

Indicatori di Copertura FER	2017 ¹⁹	Target PNIEC			BAU			CEN			DEC		
		2030	2030	2030	2025	2030	2040	2025	2030	2040	2025	2030	2040
FER-E	Numeratore (Mtep)	9,7	-	16,1	11,9	13,1	15,9	12,7	16,2	19,5	13,6	17,4	22,8
	Denominatore (Mtep)	28,5	-	29,0	29,4	30,2	33,0	28,9	29,4	31,3	29,9	31,5	34,8
	Quota FER (%)	34,1	55,0	55,4	40,4	43,5	48,1	43,8	55,1	62,3	45,3	55,1	65,6
FER-H&C	Numeratore (Mtep)	11,2	-	14,7	10,1	10,1	10,5	10,9	13,3	19,1	13,7	15,7	22,7
	Denominatore (Mtep)	55,8	-	44,4	56,2	55,2	53,3	50,3	44,0	38,5	50,2	44,9	37,5
	Quota FER (%)	20,1	~ 33,0	33,1	18,0	18,3	19,6	21,7	30,1	49,5	27,2	34,9	60,6
FER-T	Numeratore (Mtep)	2,0	-	6,0	1,2	3,0	6,2	4,2	8,9	14,9	4,3	8,1	17,1
	Denominatore (Mtep)	30,7	-	27,6	37,4	38,0	40,3	38,1	40,3	34,8	36,7	37,0	32,7
	Quota FER (%)	6,5	21,6	21,6	3,3	7,9	15,5	11,1	22,0	43,0	12,0	22,0	52,0
FER	Numeratore (Mtep)	22,0	-	22,5	22,2	24,2	27,9	25,0	33,4	44,9	28,1	35,1	51,0
	Denominatore (Mtep)	120,4	-	121,6	121,5	121,1	122,6	117,2	111,3	101,4	117,4	112,2	100,9
	Quota FER (%)	18,3	30,0	29,7	18,2	20,0	22,7	21,4	30,0	44,3	24,0	31,3	50,5

La Tabella 18 riporta i valori degli indicatori di quota FER per tutti gli scenari e gli anni di studio disponibili. Come anticipato, gli scenari sviluppo e il PNIEC permettono di raggiungere (a meno di pochi punti decimali per il PNIEC) il 30% di quota FER sul consumo finale lordo (indicatore **FER**) al 2030. Il BAU raggiunge solamente il 20%. Al 2040 la Commissione Europea non ha fornito indicazioni (vincolanti o non vincolanti) per questo obiettivo.

Per quanto riguarda gli obiettivi secondari, sempre guardando al 2030, sia gli scenari sviluppo che il PNIEC raggiungono o si avvicinano molto ai target previsti dalla Commissione Europea e declinati per l'Italia. In particolare:

- **FER-E** – Sia gli scenari di sviluppo che il PNIEC permettono di raggiungere e superare il 55% di copertura FER nella generazione di energia elettrica. Come osservato nel § 10.2.1.2, gli scenari DEC e PNIEC garantiscono tale copertura principalmente tramite eolico e fotovoltaico; lo scenario CEN punta invece su un maggiore utilizzo del biometano nelle

centrali termoelettriche.

- **FER H&C** – Lo scenario DEC, allineato al PNIEC, raggiunge e supera il target indicativo del 33% di quota di energia FER per riscaldamento e raffrescamento; lo scenario CEN raggiunge una copertura del 30,1%, di poco inferiore rispetto al target indicativo; lo scenario BAU non permette di raggiungere l'obiettivo. Si noti che la metodologia di calcolo dell'indicatore FER H&C impone la contabilizzazione, come fonte rinnovabile, dell'energia fornita dall'ambiente nel funzionamento delle pompe di calore. I valori di questo contributo sono riportati nella Tabella 19 per tutti gli scenari. Tali valori confermano come lo scenario DEC raggiunga un valore più alto di copertura rinnovabile principalmente in virtù della maggiore penetrazione di pompe di calore elettriche (si veda il § 10.1.2.2 per il dettaglio sulla diffusione dei sistemi di riscaldamento); al contrario il CEN, caratterizzato da una maggiore diffusione di pompe di calore a gas, che richiedono un minor contributo di calore dall'ambiente, si ferma a valori leggermente inferiori.

Tabella 19 - Contributo di energia dall'ambiente nell'utilizzo delle pompe di calore²⁰

Contributo FER ambiente per pompe di calore (Mtep)	PNIEC		BAU		CEN		DEC	
	2016	2030	2030	2040	2030	2040	2030	2040
	2,6	5,6	4,1	4,2	4,9	5,1	6,4	7,4

- **FER-T** – Lo scenario CEN permette di raggiungere e superare il target 2030 del 21,6% di copertura FER nel settore dei trasporti grazie ad una buona diffusione dei veicoli elettrici, supportata, in misura maggiore rispetto al DEC, dalla penetrazione di gas verdi (in particolare biometano). Anche lo scenario DEC supera il target, attestandosi al 22% di copertura, mentre il BAU si ferma intorno all'8%.

10.4.3 Target di decarbonizzazione

La Commissione Europea ha dato indicazioni vincolanti di riduzione delle emissioni di CO₂ equivalente rispetto ai valori misurati nel 1990 al 2030 e degli orientamenti al 2050. Per il 2030, il PNIEC italiano ha declinato ulteriormente l'obiettivo di decarbonizzazione per i settori ETS (che include il settore della generazione elettrica e parte dell'industria energivora) e i settori non-ETS (tutti i restanti settori), secondo i valori riassunti in Tabella 20. Il target indicativo al 2040 di riduzione di circa il 65% delle emissioni rispetto ai valori del 1990 è ottenuto come interpolazione tra il target 2030 e l'indicazione al 2050 del rapporto "2050 Long-term Strategy" della Commissione Europea.

²⁰ I valori per gli scenari BAU, CEN e DEC sono stati calcolati considerando un Seasonal Performance Factor (SPF) di 2,65 per le pompe di calore elettriche e di 1,15 per le pompe di calore a gas e considerando, per le pompe di calore a gas un rapporto tra la produzione totale lorda di energia elettrica e il consumo di energia primaria per la produzione di energia elettrica $\eta = 1$.

Tabella 20 - Obiettivi di decarbonizzazione

Riduzione emissioni di CO ₂ equivalente (%)	2030	2040	2050
Totale vs. 1990	40%	65%	80÷95%
Settori ETS vs. 2005	43%	n.d.	n.d.
Settori non-ETS vs. 2005	33%	n.d.	n.d.

Come riportato nella seguente Tabella 21, gli scenari di sviluppo permettono di raggiungere e superare i target di decarbonizzazione al 2030 e di posizionarsi nell'intorno del 64% di riduzione delle emissioni rispetto al 1990 (vs. l'obiettivo indicativo di circa -65%).

Osservando la stima della scomposizione per i settori ETS e non-ETS al 2030, si nota come il tasso decarbonizzazione dei settori ETS venga raggiunto nello scenario BAU

e superato ampiamente negli scenari CEN e DEC. La riduzione osservata è dovuta principalmente al *phase-out* del carbone, introdotto per policy al 2025 negli scenari di sviluppo e presente anche nel BAU, con un po' di ritardo, per motivi di redditività d'impianto. Per il settore non-ETS si nota una rilevante contrazione delle emissioni negli scenari di sviluppo, mentre il BAU non permette di raggiungere i target imposti.

Tabella 21 - Indicatori di decarbonizzazione del sistema energetico

Riduzione delle emissioni di CO ₂ (%)	Riferimento (MtCO ₂)		PNIEC (Riduzione %)	BAU (Riduzione %)			CEN (Riduzione %)			DEC (Riduzione %)		
	1990	2025	2030	2025	2030	2040	2025	2030	2040	2025	2030	2040
Totale vs. 1990	518,4	580,9	>40,0	26,4	28,4	32,0	34,0	42,9	64,1	33,7	41,4	63,7
Settori ETS vs. 2005	n.d.	250,4	55,9	43,6	44,3	45,2	50,9	59,2	67,5	53,5	59,0	67,7
Settori non-ETS vs. 2005	n.d.	330,5	34,6	27,2	29,9	31,7	32,7	41,3	59,3	31,3	39,1	59,1

Definizioni



11.

11. Definizioni

Anno termico

Periodo di 12 mesi compreso tra il 1° ottobre di ogni anno e il 30 settembre dell'anno solare successivo. Viene utilizzato come periodo di riferimento dalle imprese che operano nel mercato del gas.

API2

Principale prezzo di riferimento per il carbone nell'Europa nord-occidentale, viene usato per i contratti fisici e per i contratti over-the-counter.

Autorità o anche ARERA (già AEEGSI)

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481.

BEECS (Bio-Energy with Carbon Capture & Storage)

Processi di bioingegneria che consistono nel bruciare biomasse per produrre elettricità e poi catturare i gas serra emessi durante la combustione per iniettarlo in serbatoi sotterranei.

BEN (Bilancio Energetico Nazionale)

Documento redatto annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico, è la più completa contabilizzazione statistica italiana delle risorse energetiche e dei loro flussi nell'economia. Il bilancio dà contezza delle quantità di energia prelevate dall'ambiente, scambiata, trasformata e usata dagli utenti finali. Permette inoltre di identificare il contributo specifico di ogni vettore energetico. Tramite il BEN si può analizzare nel complesso il mercato

energetico nazionale e si può monitorare l'impatto delle politiche energetiche; Il BEN fornisce una panoramica completa sulla situazione energetica del Paese in un formato compatto, come il consumo energetico dell'intera economia e dei singoli settori. I bilanci energetici nazionali sono elementi chiave per la Commissione Europea nella valutazione dell'impatto delle policy energetiche.

Brent Crude

Indice di prezzo di riferimento in Europa per il petrolio; è principalmente estratto nel Mare del Nord ed è la tipologia di greggio più scambiato, in quanto è chimicamente puro e leggero, caratteristica che lo rende facile da raffinare in benzina e gasolio.

Bunkeraggio

Rifornimento a mezzo di motocisterne dei prodotti petroliferi necessari alla propulsione ed ai consumi di bordo delle navi.

CAGR (Compound Annual Growth Rate)

Tasso annuo di crescita composto, indice che rappresenta il tasso di crescita percentuale media di una certa grandezza in un dato arco di tempo.

Capacity Market

Meccanismo di remunerazione della capacità di generazione elettrica, con lo scopo di fornire segnali di prezzo di lungo termine in grado di stimolare la realizzazione di nuova capacità di generazione e/o il mantenimento di quella esistente. Nasce dalla necessità di assicurare l'adeguatezza del sistema nel lungo termine.

CAPEX (Capital Expenditure)

Costo da sostenere per progettare, sviluppare e costruire un impianto o asset.

CCGT (Combined Cycle Gas Turbine)

Centrale termoelettrica basata su un ciclo combinato, in cui il calore dei gas di scarico in uscita dalla prima turbina (a gas) viene utilizzato per generare vapore che si espande nella seconda turbina (a vapore). Questa tecnologia permette un notevole innalzamento del rendimento rispetto agli impianti termoelettrici tradizionali;

CCS (Carbon Capture & Storage)

Processo di cattura, trasporto e confinamento geologico permanente dell'anidride carbonica prodotta da grandi impianti di combustione o di reforming/cracking di combustibili fossili. Si tratta di una famiglia di tecnologie aventi gradi diversi di sviluppo dal punto di vista tecnico-economico, che può rappresentare in futuro un'opzione economica per ridurre le emissioni di CO₂ antropica in atmosfera. Si possono individuare tre tipologie di CCS: CCS con ossicombustione: l'ossicombustione è una tecnica di combustione tramite l'utilizzo di ossigeno puro che consente di ottenere temperature maggiori e una maggiore efficienza energetica del processo. I fumi esausti sono una miscela di vapore acqueo e di anidride carbonica in altissima concentrazione (80%-98%), consentendo una separazione della CO₂ per semplice condensazione; CCS post-combustione: la CO₂ viene estratta dai fumi esausti della combustione

(una miscela di CO₂, N₂, H₂O e O₂) con assorbimento in un solvente chimico, tipicamente un composto amminico. La CO₂ assorbita viene liberata dal solvente e viene compressa per il trasporto e lo stoccaggio. Altri metodi per separare la CO₂ comprendono la filtrazione su membrane ad alta pressione, i processi di adsorbimento/desorbimento e la separazione criogenica, CCS pre-combustione: si tratta di una famiglia di tecnologie che raggruppa tutti i processi industriali che trasformano idrocarburi (carbone, petrolio, gas o biomassa) in un "syngas" (una miscela di idrogeno, monossido di carbonio e anidride carbonica). Tra questi ve ne sono diversi ampiamente consolidati e applicati, quali ad esempio il "gas steam reforming" utilizzato per la produzione di idrogeno per utilizzi di raffineria quali la desolforazione dei carburanti o nell'industria chimica per la produzione di ammoniaca. Il vantaggio di questo sistema di cattura è che la separazione di CO₂ (e CO) da H₂ è più facile rispetto alla cattura post-combustione: la concentrazione (17-38%) e la pressione parziale di CO₂ è molto più elevata (in genere 8 bar) rispetto ai gas di scarico (0,1 bar), consentendo vari metodi di separazione del gas che non possono essere attualmente applicati alla post-combustione e che sono più efficienti.

CCS/U (Carbon Capture & Storage and Utilization)

Processo di cattura di anidride carbonica al fine di riciclarla in biocombustibili, plastica etc. La conversione dell'anidride carbonica (a seguito della fase di cattura, cfr CCS) permette di rendere il processo carbon neutral e di aumentarne il valore economico.

CIL (Consumo Interno Lordo di energia)

Saldo del bilancio energetico pari alla somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e delle variazioni delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate.

CNG (Compressed Natural Gas)

gas naturale in pressione, compresso fino all'1% del volume che occupa a pressione atmosferica. Il gas rimane trasparente, inodore e non-corrosivo. Può essere usato come alternativa più economica, più pulita e più efficiente della benzina nei motori a combustione interna.

CO₂ equivalente

Misura utilizzata per comparare il potenziale di riscaldamento (Global Warming Potential) dei vari gas serra rispetto a quello dell'anidride carbonica.

Consumo per ausiliari ed energy branch

Consumi relativi alla generazione di energia elettrica (riferimento Eurostat 2016).

Conto termico

Meccanismo incentivante per misure di efficienza energetica e produzione di energia termica da fonti rinnovabili per impianti di piccole dimensioni (attualmente in vigore il Conto Energia 2.0 introdotto con il Decreto Ministeriale del 16 febbraio 2016).

Congestione

Una situazione di funzionamento, anche potenziale, di una rete elettrica caratterizzata da deficienza del servizio di trasporto dell'energia elettrica a causa di vincoli di rete.

Contratto bilaterale

Un contratto di compravendita di energia tra Operatori di mercato stipulato al di fuori del sistema delle offerte.

Decoupling

Fenomeno di trasformazione di un sistema economico, in cui la crescita economica non è correlata a corrispondenti aumenti dei consumi energetici e di conseguenza dell'impatto ambientale.

Efficienza energetica

Insieme di azioni volte a ridurre il consumo energetico a parità di servizi offerti.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)

Associazione che rappresenta 43 operatori di trasmissione elettrica Europei. Il suo scopo è promuovere interazione e collaborazione fra i TSO e supportare l'implementazione di policy energetiche, nonché il raggiungimento degli obiettivi energetici e climatici prefissati dalla Comunità Europea, che impatteranno in modo significativo sulla rete elettrica.

ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas)

Associazione che rappresenta 31 operatori di trasmissione di gas. Il suo scopo è promuovere la cooperazione tra i TSO nazionale per raggiungere gli obiettivi energetici e climatici comunitari.

ETS (Emissions Trade Scheme)

Sistema di scambio di quote di emissione dell'UE, adottato per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂. Il meccanismo è di tipo *cap&trade*: si fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sui territori europei nei settori interessati, che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato.

Fabbisogno elettrico

Somma dei consumi di elettricità per usi finali, inclusivo delle perdite di trasmissione e distribuzione.

FER (RES)

Fonti Energetiche Rinnovabili. Relativamente alla verifica dei target di copertura rinnovabile, l'indicatore FER rappresenta la quota di energie rinnovabili sul consumo interno lordo di energia (Direttiva 2018/2011/UE e successive).

FER-E (FER elettriche)

Indicatore della quota FER per il settore della generazione elettrica, calcolato secondo la metodologia descritta nella Direttiva 2018/2011/UE e successive.

FER-H&C

Indicatore della quota FER per il settore del riscaldamento e del raffrescamento, calcolato secondo la metodologia descritta nella Direttiva 2018/2011/UE e successive.

FER-T (FER trasporti)

Indicatore della quota FER per il settore dei trasporti, calcolato secondo la metodologia descritta nella Direttiva 2018/2011/UE e successive.

GNL (Gas Naturale Liquefatto)

Si ottiene sottoponendo il gas naturale a successive fasi di raffreddamento e condensazione.

Intensità energetica

Indicatore macroeconomico ottenuto come rapporto fra il Consumo Interno Lordo (CIL) (o altro consumo energetico) ed il prodotto interno lordo (PIL) di un paese, regione, etc.

LCoE (Levelised Cost of Electricity)

Indicatore che rappresenta il prezzo di vendita dell'elettricità prodotta da un impianto di generazione che permette di coprire tutte le spese di investimento per la realizzazione dell'impianto, incluso un ragionevole ritorno sul capitale, durante l'arco di vita utile dello stesso.

LULUCF (Land Use, Land Change and Forestry)

Settore dell'inventario dei gas serra che copre le emissioni e gli assorbimenti di gas a effetto serra derivanti dall'uso del suolo da parte dell'uomo sotto forma di insediamenti e usi commerciali, o più in generale cambiamenti nell'uso del suolo e attività forestali.

Mtep

Quantità di energia rilasciata dalla combustione di 1000 tonnellate di petrolio, fissata convenzionalmente pari a 42 GJ.

NECS (National Electricity Consumption System)

Simulatore che permette di generare una molteplicità di traiettorie riguardanti i consumi finali di energia del Sistema Italia sviluppate sotto diverse ipotesi iniziali, al fine di avere uno spettro sufficientemente ampio di scenari energetici, con diversi gradi di plausibilità.

NTC (Net Transfer Capacity)

Valore massimo complessivo di scambi programmati tra due aree di controllo adiacenti compatibilmente con gli standard di sicurezza utilizzati in tutte le aree di controllo dell'area sincrona e considerando l'incertezza relativa alle future condizioni tecniche della rete di trasmissione.

OCGT (Open Cycle Gas Turbine)

Centrale termoelettrica basata su ciclo termodinamico aperto; questa tecnologia è caratterizzata da un più basso rendimento di conversione, ma da una flessibilità maggiore.

OLT (Offshore LNG Toscana)

Rigassificatore Offshore di Livorno. Si tratta di un progetto avviato nel 2002 che prevede la conversione di una nave metaniera in un terminale galleggiante di rigassificazione, entrato in esercizio a marzo 2015.

OPEX (Operating Expense)

Costo necessario per gestire un impianto.

P2G (Power to Gas)

Tecnologia basata sulla conversione dell'elettricità, per lo più prodotta da fonti rinnovabili, in combustibile gassoso.

Phase-out del carbone

Dismissione degli impianti termoelettrici alimentati a carbone, prevista in maniera integrale dal PNIEC al 2025.

Piano d'Azione Italiano sull'Efficienza Energetica (PAEE)

Elaborato redatto con cadenza triennale dall'ENEA, illustra i risultati annuali conseguiti in tema efficienza energetica, oltre alle principali misure attuate e in cantiere in ottica raggiungimento target sull'efficienza energetica al 2020.

Potenza efficiente

La massima potenza elettrica, con riferimento esclusivo alla potenza attiva, che può essere prodotta con continuità, durante un dato intervallo di tempo sufficientemente lungo di funzionamento, supponendo tutte le parti dell'impianto in funzione in piena efficienza e nelle condizioni ottimali (di portata e di salto nel caso degli impianti idroelettrici e

di disponibilità di combustibile di normale qualità e di acqua di raffreddamento nel caso degli impianti termoelettrici).

Potenza efficiente lorda

Potenza efficiente misurata ai morsetti del generatore di un impianto.

Potenza efficiente netta

Potenza efficiente misurata in uscita da un impianto, al netto cioè dei servizi ausiliari di un impianto e delle perdite dei trasformatori di un impianto.

PPA (Power Purchase Agreement)

contratti a lungo termine, dai 10 ai 30 anni, inerenti la fornitura di elettricità, stipulati tra il grossista e il produttore di elettricità. Questa modalità di compravendita dell'energia elettrica può essere utile nel dare segnali di prezzo dell'elettricità di lungo termine, fondamentali per l'incremento della potenza installata FER.

PPP (Purchasing Power Parity)

Indice che consente di confrontare i livelli di prezzi tra località diverse, appartenenti ad aree valutarie diverse.

PSV (Punto di Scambio Virtuale)

Principale punto di incontro fra domanda e offerta nel mercato italiano del gas. Il prezzo del gas all'ingrosso si definisce al PSV. In particolare, il PSV è un sistema virtuale per gli scambi di gas naturale e per la cessione di capacità di trasporto del gas, ed è gestito da Snam Rete Gas.

Rapporto Annuale sull'Efficienza Energetica (RAEE)

Elaborato redatto con cadenza annuale dall'ENEA, si propone di fornire un'analisi generale e di monitorare l'effetto delle policy di efficienza energetica nel nostro paese.

Risparmio energetico

Azioni di programmazione e pianificazione che permettano di ridurre i consumi energetici.

Scenario PRIMES

Modello di sistema energetico sviluppato dall'Unione Europea che simula il consumo e la produzione di energia in Europa;

TCO (Total Cost of Ownership)

Stima finanziaria il cui scopo è quello di determinare completamente i costi diretti e indiretti di un prodotto o di un sistema durante tutto il suo ciclo di vita.

Titoli di Efficienza Energetica

Mezzo principale per l'incentivazione all'efficienza energetica in Italia. Sono titoli negoziabili che certificano il minore uso di energia per quanto riguarda i consumi finali, tramite interventi e progetti volti all'incremento dell'efficienza energetica.

TSO (Transmission System Operator)

Ente delegato al trasporto di energia sottoforma di gas naturale o elettricità a livello nazionale o regionale, usando un'infrastruttura fissa. I TSO operano in regime di monopolio naturale, a causa del costo di costruzione e gestione delle infrastrutture di rete. Nel settore elettrico, Terna è il TSO italiano; nel settore gas, Snam è il TSO italiano.

TYNDP (Ten-Year Network Development Plan)

Piano decennale il cui scopo è descrivere lo sviluppo che le infrastrutture elettriche e gas necessitano al fine di supportare la transizione energetica. Per la prima volta il TYNDP 2018 è stato realizzato grazie al lavoro congiunto di ENTSO-E e ENTSG.

VA (Valore Aggiunto)

In economia è la misura dell'incremento di valore che si verifica nell'ambito della produzione e distribuzione di beni e servizi finali grazie all'intervento dei fattori produttivi (capitale e lavoro) a partire da beni e risorse primarie iniziali.

12. Bibliografia

ARERA, *Deliberazione 654/2017/R/eel su "Disposizioni per il documento di descrizione degli scenari per il piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale e il coordinamento delle relative attività tra i settori dell'energia elettrica e del gas naturale"*, 2017.

ARERA, *Deliberazione 689/2017/R/gas su "Valutazione degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2014, 2015 e 2016"*, 2017.

Ministero dello Sviluppo Economico- Analisi e Statistiche Energetiche, *Bilancio Energetico Nazionale*, 2017 (e precedenti).

Eurostat, *Complete Energy Balances*, 2018.

Eurostat, *Summary results SHARES*, 2017.

TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, 2019 (e precedenti).

Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, *Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)*, 31/12/2018.

Parlamento e Consiglio europeo, *Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*, 2018.

European Commission, *Clean Energy for all Europeans Package*, 2019.

PROMETEIA, *Banche dati – Scenari per le economie locali*, 2019.

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), *Emissioni nazionali di gas serra: Indicatori di efficienza e decarbonizzazione nei principali Paesi Europei*, 2018.

European Energy Agency, *National greenhouse gas inventories (IPCC Common Reporting Format sector classification)*, 2019.

Ministère de la Transition écologique et solidaire, *Project de Plan National Intégré Energie-Climat de la France*, 2019.

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, *Draft of the Integrated National Energy and Climate Plan — Germany*, 2019.

Enea, *Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica*, 2017.

Enera, *Rapporto Annuale sull'Efficienza Energetica*, 2019.

ENTSOG, *Annex I country level results*, 2018.

Bloomberg New Energy Finance, *Lithium-ion battery costs and market*, 2017.

Fraunhofer ISE, *What will the energy transformation cost? Pathways for transforming the German energy system by 2050*, 2015.

Consorzio Biogas, *Biogasdone right: digestione anaerobica e sequestro di carbonio nel suolo*, 2016.

EU Project E-HIGHWAY2050, *Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050. D3.1 Technology assessment from 2030 to 2050*, 2015.

ENTSO-E & ENTSOG – *Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2018*, 2018.

Allegati



13.

13. Allegati

13.1 Dati di dettaglio Contesto Energetico Nazionale

13.1.1 Valore aggiunto settoriale vs consumi di energia

Con riferimento al 2017 e alla suddivisione nei principali settori, la successiva Figura 107 mette a confronto la quota di consumi di energia, di elettricità e di gas naturale con il valore aggiunto. Si osserva che il settore terziario, inclusivo dei trasporti, rappresenta la quota più rilevante sia in termini di valore aggiunto sia di consumi energetici; il settore industriale rappresenta in termini di consumi energetici il 22% del totale.

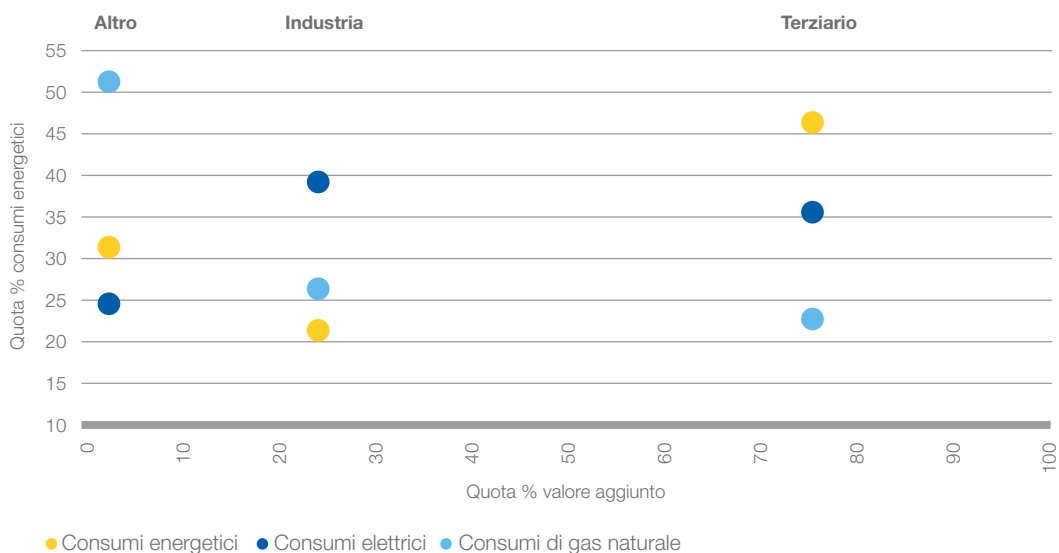
Il settore industriale è il più energivoro in termini di consumi di elettricità, richiedendo quasi il 40% del fabbisogno elettrico italiano, seguito dal settore terziario al 36%.

Infine, per quanto riguarda il settore residenziale (in cui sono anche inclusi i consumi legati all'agricoltura e all'itticoltura, peraltro marginali), è il gas naturale a coprire più del 50% della domanda di energia.

Considerando tutti i settori merceologici, il settore industriale appare quindi il più permeato dal vettore elettrico dell'intera economia, mentre quello domestico risulta essere il più dipendente dal gas naturale.

¹ Altro include: consumi residenziali, agricoltura, itticoltura e altri consumi.

Figura 107 - Quote settoriali¹ 2017 nella struttura del valore aggiunto e nei consumi energetici (fonte: Eurostat)



13.1.2 Focus sulle temperature atmosferiche massime

Relazione tra temperature atmosferiche e consumi elettrici

Dalle analisi sui dati storici della temperatura

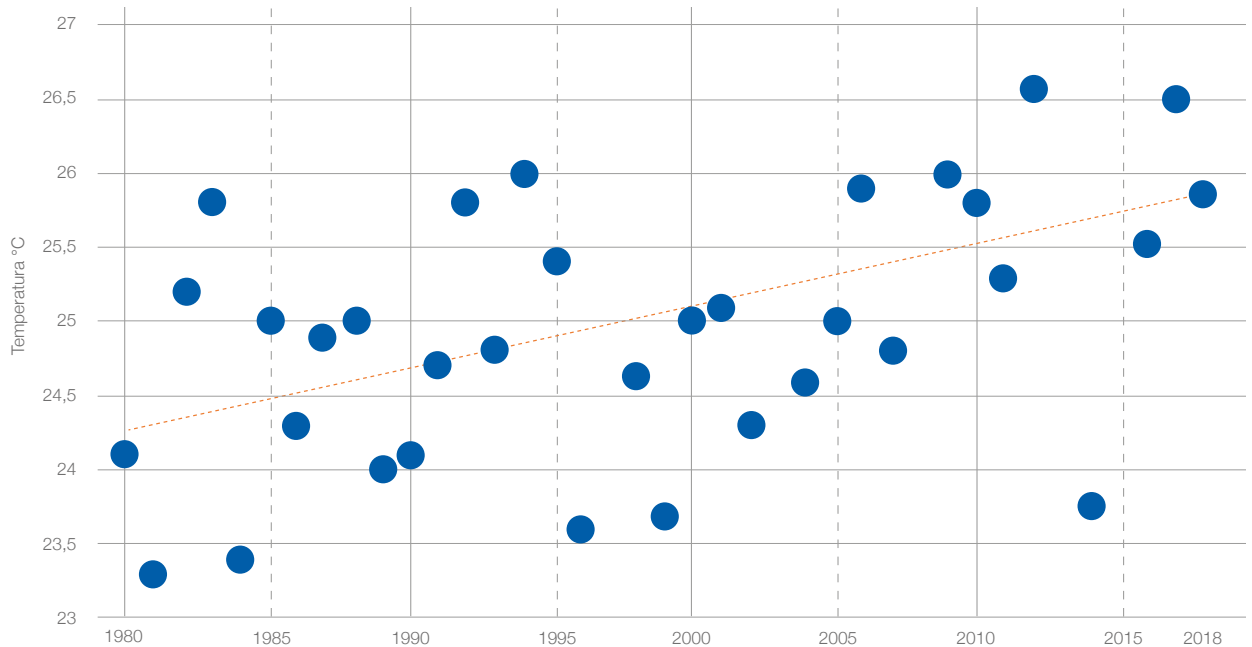
e del carico elettrico risulta una forte influenza della temperatura atmosferica sulla domanda di energia elettrica in particolare per il raffreddamento durante i periodi più caldi dell'anno. Da ciò nasce la necessità di Terna di raccogliere ed elaborare dati di temperatura ed analizzare l'impatto che

essi possono avere sulla previsione della domanda elettrica a breve e/o a lungo termine.

Le temperature massime (e minime) giornaliere atmosferiche sono rilevate in 22 stazioni meteorologiche dislocate nella quasi totalità delle Regioni italiane (18 su 20) e memorizzate in un database proprietario. La

rilevazione utilizzata è disponibile dal 1980. Il grafico seguente riporta il valore massimo di temperatura rilevata per ciascun anno in gradi centigradi, con l'indicazione del mese in cui è stato registrato. Tale valore massimo è ottenuto dalla media mensile semplice dei valori massimi delle temperature giornaliere rilevate in ciascuna stazione.

Figura 108 - Focus sulle temperature atmosferiche massime (1980-2018)



Relazione tra temperature atmosferiche e consumi gas

La stretta relazione tra l'andamento della temperatura e le esigenze di riscaldamento del settore civile è stata già da tempo oggetto di studio per l'analisi dei consumi di gas sia in termini stagionali sia in termini di punta giornaliera massima. Per questo motivo Snam raccoglie le temperature giornaliere sul territorio nazionale attraverso le stazioni meteorologiche di riferimento dell'Aeronautica Militare, integrate con le rilevazioni a maggiore granularità territoriale dei principali istituti di previsione meteorologica in Italia.

La correlazione stagionale tra temperatura e consumi di gas è stata recentemente oggetto dello studio ISPRA "Consumi energetici e heating degree days (HDD) a confronto. Proiezioni al 2050 degli HDD in differenti scenari climatici" cui Snam ha collaborato mettendo a disposizione sia i dati storici di consumo gas, sia le serie delle temperature giornaliere invernali dal 1962.

Le serie storiche delle temperature raccolte permettono inoltre a Snam di adempiere agli adempimenti previsti dal regolamento UE sulla Security of Supply per il settore gas (UE) 2017/1938 che richiedono di valutare la domanda giornaliera di gas in tre specifiche condizioni critiche invernali:

- domanda giornaliera stimata corrispondente a temperature estreme per un giorno che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni 20 anni;
- la domanda settimanale stimata corrispondente a temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni 20 anni;
- domanda mensile stimata corrispondente a temperature estreme per un periodo di almeno trenta giorni che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni 20 anni.

Le serie storiche delle temperature vengono inoltre utilizzate per "normalizzare" la domanda di gas, depurandola degli effetti

legati all'andamento climatico e rendendo quindi le serie storiche dei consumi di gas confrontabili.

13.1.3 Evoluzione dell'intensità energetica

13.1.3.1 Intensità elettrica - Italia

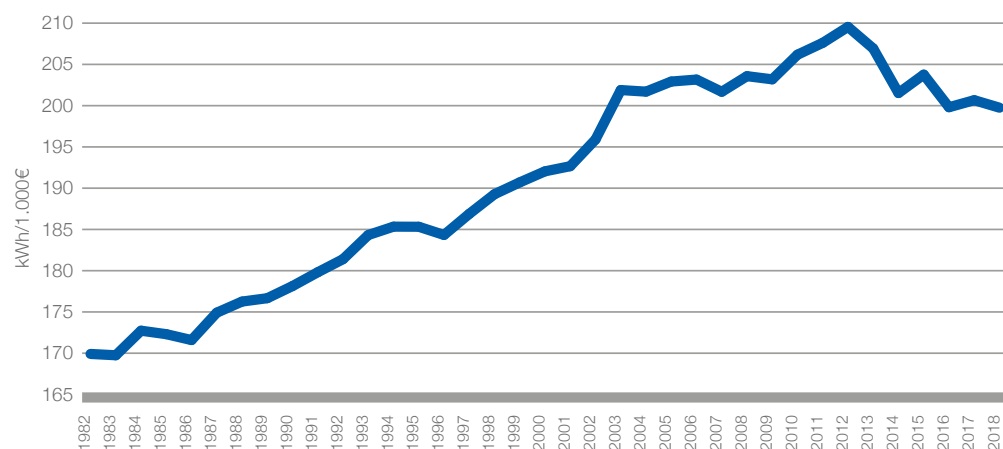
Nel grafico che segue si propone una breve analisi della grandezza derivata "intensità elettrica del PIL", quale rapporto tra domanda di energia elettrica e Prodotto Interno Lordo, a moneta costante². Tale analisi storica consente di osservare (cfr Figura 109)

un andamento di fondo prevalentemente crescente che ha comportato il passaggio dell'intensità elettrica da un valore di circa 170 kWh/1.000€ nel 1982 a circa 200 kWh/1.000€ nel 2018³ (+17 % complessivamente in 36 anni).

Dopo una fase fino al 2002 di alternanza tra periodi di breve contrazione e lunghi periodi di ripresa, si è avuta una fase di stallo tra il 2003 e il 2009. Nel 2012 l'andamento è culminato in un massimo relativo di circa 210 kWh/1.000€ dopodiché l'intensità elettrica è risultata in ripiegamento.

² Valori concatenati, anno di riferimento 2010.
³ 2018 dati provvisori.

Figura 109 - Intensità elettrica del PIL in Italia (fonte: elaborazione Terna su dati Terna e Prometeia)



La dinamica di lungo periodo dell'intensità elettrica del PIL è rimasta piuttosto stabile tra 1990 e 2015. Dal 2016 si è registrata un'inversione, mostrando una dinamica di variazione debolmente negativa (CAGR -0,2%).

13.1.3.2 Intensità energetica - andamento nazionale e confronti internazionali

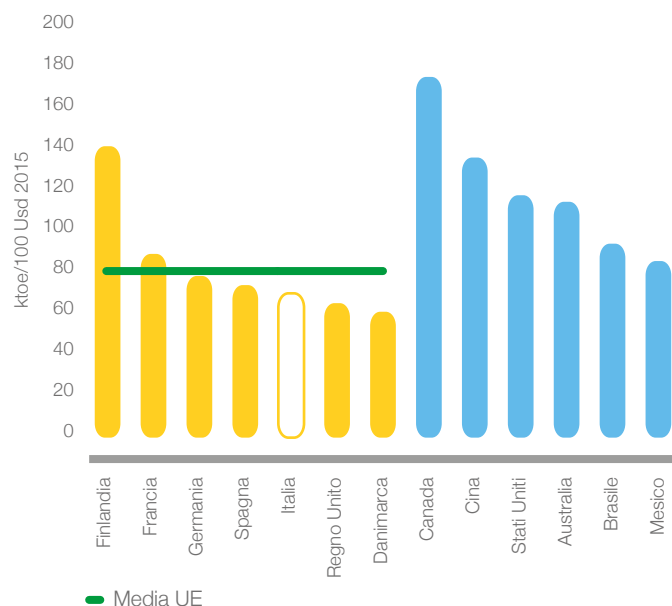
L'intensità energetica viene spesso utilizzata per effettuare confronti internazionali. Si tratta infatti di uno degli indicatori⁴ introdotti dalla Direttiva 2012/27/UE (art. 1) del Parlamento Europeo e del Consiglio, sui quali impostare gli obiettivi nazionali indicativi di efficienza

energetica. L'andamento nel tempo di questo indicatore costituisce pertanto un'indicazione della sostenibilità dello sviluppo nei vari Paesi.

Il confronto internazionale dei livelli di intensità energetica (cfr Figura 110) evidenzia che nel 2017 l'Italia si attesta su livelli inferiori a quelli della media EU, rispettivamente 67 e 79 kep/1.000 USD (2015) PPP. A livello europeo solo Paesi quali Regno Unito e Danimarca, caratterizzati da una diversa struttura economica, nella quale i servizi hanno un maggior peso rispetto all'industria, presentano un rapporto tra consumo energetico e PIL più basso che in Italia.

⁴ Gli altri indicatori sono: consumo di energia primaria o finale, risparmio di energia primaria o finale.

Figura 110 - Confronto internazionale sull'intensità energetica nel 2017: Paesi UE e mondo (ktoe/1.000 USD \$ PPP - fonte: Enerdata 2019)



Paesi con condizioni climatiche estreme, quali Canada a livello mondiale e Finlandia a livello europeo, presentano l'intensità energetica media fino al 150% più alta della media Europea. Gli Stati Uniti sono in linea con la media mondiale, mentre la Cina registra ancora nel 2017 un valore di intensità energetica sopra la media mondiale.

13.2 National Energy & Climate Plans

Il presente capitolo fornisce una breve panoramica sul recente quadro normativo legato alla decarbonizzazione del sistema energetico e alla transizione energetica. In particolare, vengono analizzati i National Energy and Climate Plans (NECPs) dell'Italia e dei due paesi più rilevanti, Francia e Germania, confrontandone i relativi target sulla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, sull'aumento dell'efficienza energetica, sulla riduzione delle emissioni di gas serra, sul livello di interconnessione elettrica e sulla decarbonizzazione del settore trasporti. I target fissati dagli NECPs analizzati vengono infine confrontati con target comunitari globali imposti dalla Commissione Europea.

13.2.1 Obiettivi 2030- National Energy and Climate Plans

L'Energy Roadmap 2050⁵, pubblicata il 15 dicembre 2011 dalla Commissione Europea, rappresenta il quadro normativo europeo di riferimento verso un sistema energetico a emissioni zero. La Roadmap definisce quattro direttrici principali per un sistema energetico più sostenibile, competitivo e sicuro: efficienza energetica, energia rinnovabile, energia nucleare e cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica. In particolare, al fine di contenere l'innalzamento della temperatura globale entro i 2°C è necessario ridurre entro il 2050 le emissioni di gas serra dell'80-95%⁶ rispetto ai livelli del 1990.

In quest'ottica sono stati approvati a livello europeo una serie di pacchetti per definire gli obiettivi intermedi al 2020 e al 2030, rispettivamente il Pacchetto Clima-Energia 20-20-20 e il Quadro per il Clima e l'Energia 2030.

Secondo il Regolamento UE 2018/1999⁷ entro il 2019 ciascun stato membro europeo deve notificare alla Commissione Europea un Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) per il periodo 2021-2030. Tale documento contiene le traiettorie e le misure per il raggiungimento degli obiettivi target al 2030 secondo le indicazioni delle cinque dimensioni definite dalla Commissione Europea: decarbonizzazione, efficienza

⁵ COM (2011) 885/2.

⁶ Consiglio europeo, ottobre 2009.

⁷ Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 11.12.2018. Articolo 3.

energetica, sicurezza energetica, sviluppo del mercato interno dell'energia, ricerca, innovazione e competitività.

Una prima proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima è stata inviata alla Commissione Europea da parte di ciascun stato membro a fine 2018. Il documento definitivo verrà inviato alla Commissione entro dicembre 2019 a seguito dei commenti recepiti da ogni singolo paese.

Dopo l'approvazione in sede europea, il PNIEC diventerà vincolante a livello nazionale, con monitoraggio biennale dei progressi compiuti.

I NECPs sono elaborati in un contesto normativo ancora più sfidante rispetto ai piani precedenti. In Figura 111 e di seguito sono riportati i target comunitari fissati dal 2030 Framework for Climate and Energy:

Figura 111 - Obiettivi concordati (fonte: Fourth Report on the State of the Energy Union)

	Gas a effetto serra	Energia rinnovabile	Energia efficiente	Interconnessioni	Programmi di finanziamento EU per il clima	CO ₂ da:
2020	-20%	20%	20%	10%	2014-2020 20%	
2030	≤ -40%	≤ 32%	≤ 32,5%	15%	2021-2027 25%	Auto -37,5% Furgoni -31% Camion -30%

- **Emissioni di gas serra:** target sulla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, che devono essere ridotte di almeno il 40% rispetto ai livelli del 1990⁸. In particolare, i settori appartenenti al settore ETS (Emission Trading System) sono soggetti ad una riduzione del 43%, mentre i settori non-ETS a una riduzione del 30% rispetto ai livelli del 2005;
- **Energia rinnovabile:** target sulla quota di energia da fonti rinnovabili, fissata al 32% dei consumi finali lordi¹⁰;
- **Efficienza energetica:** la riduzione dei consumi di energia primaria è pari ad almeno il 32,5% rispetto allo scenario PRIMES 2007;
- **Interconnessioni elettriche:** il livello di interconnessione elettrica nazionale, valutato come rapporto tra Net Transfer Capacity (NTC) delle interconnessioni e capacità di generazione netta installata, è fissato al 15%;
- **Clima nei programmi finanziati UE:** attualmente il 20% dell'intero budget dell'Unione Europea per il periodo 2014-2020 supporta attività e ricerche in campo climatico. La Commissione Europea ha proposto di alzare questa percentuale ad almeno il 25% per il periodo 2021-2027;
- **CO₂:** target per la riduzione delle emissioni di automobili (-37,5%), furgoni (-31%) e camion (-30%). Il settore dei trasporti è

infatti l'unico settore in cui le emissioni a livello europeo sono in crescita rispetto al 1990 a causa dell'aumento della domanda di mobilità.

13.2.2 NECPs analizzati

Di seguito viene operato un confronto qualitativo e quantitativo sulle proposte di Piano presentate da Italia, Francia e Germania⁹.

13.2.2.1 Italia

L'Italia ha redatto il proprio Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), e inviato alla Commissione Europea l'8 gennaio 2019; il PNIEC contiene la proposta di politiche e misure nazionali finalizzate al raggiungimento degli obiettivi europei al 2030. Il Piano è stato elaborato attraverso la collaborazione dei ministeri Ambiente, Sviluppo Economico e Trasporti e dagli enti di ricerca GSE, RSE, ISPRA, ENEA e Politecnico di Milano. Come per gli altri stati membri l'Italia ha tempo fino al 31 dicembre 2019 per redigere il Piano definitivo, a seguito del recepimento delle osservazioni dalla Commissione Europea pubblicate il 18 giugno 2019¹¹. Nella Tabella 22 sono riportati i dati salienti presentati dal PNIEC, confrontati coi target europei al 2030 e con la situazione attuale.

⁸ Conclusioni 23 e 24 ottobre 2014 del Consiglio europeo.

⁹ Fonte dei dati di consuntivo 2017: Eurostat.

¹⁰ Direttiva (UE) 2018/2001, Art. 3.

¹¹ Raccomandazione della Commissione del 18.6.2019 sulla proposta del piano nazionale integrato per l'energia e il clima dell'Italia 2021-2030, Commissione Europea.

Tabella 22 - Obiettivi al 2030 Italia dettati dal PNIEC

	2017	Obiettivi 2030	
		UE	Italia (PNEC)
Energia rinnovabili (FER)			
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	18,3%	32%	30%
- nel settore elettrico	34,1%		55,4%
- nel settore termico	20,1%		33,0%
- nel settore dei trasporti	6,5%	14%	21,6%
- per riscaldamento e raffrescamento		+1,3% annuo	+1,3% annuo
Efficienza Energetica			
Primary Energy Consumption (Mtep)	149,0		125,0
Final Energy Consumption (Mtep)	115,2		103,8
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007		-32,5%	-43%
Emissioni di Gas Serra			
Riduzione GHG totali rispetto ai livelli del 1990	-15,9%	-40%	
Riduzione GHG vs 2005 per settori ETS		-43%	
Riduzione GHG vs 2005 per settori non ETS	-18%	-30%	-33%
Interconnessioni (e)			
Livello di interconnessione elettrica	8,2% (2016)	15%	10% ¹²
Target trasporti			
Riduzione emissioni automobili		-37,5% ¹³	
Riduzione emissioni furgoni		-31%	-36,8% ¹⁴
Riduzione emissioni camion		-30% ¹⁵	

Gli obiettivi contenuti nel PNIEC italiano sono ulteriormente sfidanti rispetto a quanto imposto dall'Unione Europea per quanto riguarda l'efficienza energetica: il target imposto ammonta al 43% di riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007, rispetto al 32,5% fissato a livello europeo. Per quanto riguarda la riduzione delle emissioni di gas serra, nel settore non-ETS l'obiettivo è la diminuzione del 33% rispetto al 2005, anziché del 30% imposto a livello europeo. Non sono invece fissati target a livello nazionale per quanto riguarda la riduzione di emissioni totali di gas serra ed emissioni di gas serra per i settori ETS.

Diverso è il discorso per le fonti rinnovabili: il PNIEC infatti fissa la quota di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali al 30% al 2030

contro il 32% fissato dall'Unione Europea; viene tuttavia posto un traguardo ambizioso in termini di presenza di fonti rinnovabili nella generazione elettrica, pari al 55,4%.

Le principali misure attuate nel PNIEC per il raggiungimento dei target prefissati riguardano per il settore elettrico l'introduzione di procedure competitive e i PPA per i grandi impianti, la promozione della generazione distribuita e dell'autoconsumo e l'ottimizzazione della produzione esistente.

Per il settore dei trasporti si prevede invece una forte crescita dell'energia elettrica e delle fonti rinnovabili su strada con l'obiettivo di 6 milioni di veicoli elettrici circolanti al 2030 e l'aumento della quota dei biocarburanti all'8%.

¹² Obiettivo dichiarato al 2020 - il livello di interconnessione si calcola come il rapporto tra NTC delle interconnessioni e la capacità di generazione netta installata.

¹³ Rispetto ai valori 2021.

¹⁴ Rispetto alle 125 t CO₂ equivalente del 2005.

¹⁵ Rispetto ai valori 2019.

Infine, nel settore termico è previsto l'aumento della penetrazione delle pompe di calore elettriche e a gas, un contributo costante delle biomasse solide e la crescita del ruolo del solare termico e del teleriscaldamento.

Nel Piano si stima che nel periodo 2017-2030 occorrano oltre 180 miliardi di euro di investimenti aggiuntivi cumulati rispetto allo scenario Business as Usual (+18%), di cui circa la metà sono concentrati nel settore residenziale e terziario per riqualificazione edilizia, e circa un terzo nel settore elettrico, in impianti di generazione eolica e fotovoltaica e in reti elettriche.

L'elettrificazione ha un ruolo centrale insieme con l'efficienza energetica soprattutto nel lungo periodo, coadiuvando la decarbonizzazione dei settori di uso finale. Mentre la domanda di elettricità è destinata a salire, l'efficienza energetica influenzerà lo sviluppo degli altri vettori energetici. In effetti, anche al 2040 le politiche individuate nel Piano continueranno a promuovere un forte miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali chiave (edifici, illuminazione, raffrescamento e riscaldamento, elettrodomestici e industria), nonché la sostituzione di fonti fossili con elettricità e rinnovabili.

Il ruolo del gas

Negli scenari elaborati nel PNIEC è previsto un fabbisogno di gas naturale pari a 49 Mtep al 2030 (circa 61 Gm³) con un picco dei consumi al 2025, dovuto alla chiusura prevista di tutte le centrali termoelettriche a carbone con conseguente aumento dei consumi di gas naturale nel settore della generazione elettrica. È inoltre prevista una quota di biometano di circa 1 Gm³ principalmente concentrata nel settore dei trasporti.

La Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima cita testualmente che "il sistema gas giocherà quindi un ruolo indispensabile per il sistema energetico nazionale e potrà diventare il perno del sistema energetico "ibrido" elettrico-gas"¹⁶. Inoltre, il Piano pone particolare attenzione alla diversificazione delle fonti di

approvvigionamento dato che le forniture di gas naturale attualmente provengono prevalentemente da paesi con elevati profili di rischio geopolitico.

Decarbonizzazione dell'economia

Considerando il target al 2030, trova conferma il calo delle emissioni rispetto all'obiettivo aggregato europeo nel comparto ETS, favorito dal *phase-out* del carbone nella produzione termoelettrica e dall'accelerazione sul fronte delle rinnovabili sempre nel settore elettrico. Con riferimento al comparto non-ETS, per rispettare la traiettoria emissiva del periodo 2021-2030, che dovrà portare a una riduzione del 33% rispetto ai livelli del 2005, sarà necessaria una riduzione minima cumulativa delle emissioni pari a circa 142 Mt CO₂ equivalente rispetto a quanto ottenibile con le politiche già in essere, da conseguirsi prevalentemente nei settori trasporti, civile e industria.

Secondo l'ultimo rapporto sulla situazione energetica italiana 2018 della Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e le Infrastrutture Energetiche (DGSAIE), il gas naturale, assieme alle fonti rinnovabili, avrà nel futuro prossimo un ruolo basilare nella decarbonizzazione del mix energetico, in particolare nei settori in cui il processo di decarbonizzazione incontra le maggiori difficoltà. Un contributo rilevante sarà rappresentato dal maggiore utilizzo del GNL, immissioni nella Rete di Trasporto di produzioni di biometano e miscele gas-idrogeno (H2NG).

13.2.2.2 Francia

Il "Project de Plan National Integre Energie-Climat de la France", rilasciato a gennaio 2019 a cura del Ministère de la Transition écologique et Solidaire, rappresenta una sintesi dei principali obiettivi, in tema di energia e clima, riportati nella PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Energie) e nella SNBC (Stratégie Nationale Bas-Carbone).

In Tabella 23 sono riportati gli obiettivi fissati dal PNIEC francese confrontati con i target europei e la situazione al 2017.

¹⁶ Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, pag.63.

Tabella 23 - Obiettivi al 2030 Francia

	2017	Obiettivi 2030	
		UE	Francia (PNEC)
Energia rinnovabili (FER)			
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	16,3%	32%	32-35%
- nel settore elettrico	19,9%		40,0%
- nel settore termico	21,3%		38,0%
- nel settore dei trasporti	9,1%		25,0%
Efficienza Energetica			
Primary Energy Consumption (Mtep)	239,5		205,0
Final Energy Consumption (Mtep)	149,0		117,6
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007		-32,5%	-0,344
Emissioni di Gas Serra			
Riduzione GHG totali rispetto ai livelli del 1990	-13,4%	-40%	-40%
Riduzione GHG vs 2005 per settori ETS		-43%	
Riduzione GHG vs 2005 per settori non ETS		-30%	-37%
Interconnessioni			
Livello di interconnessione elettrica		15%	
Target trasporti			
Riduzione emissioni automobili		-37,5%	
Riduzione emissioni furgoni		-31%	
Riduzione emissioni camion		-30%	

Come riportato in Tabella 23, il Piano francese fissa una riduzione dei consumi primari e finali stimata rispettivamente in 34,5 e 31,5 Mtep, pari a una riduzione del 25% (quindi al di sotto del target europeo fissato al 32,5%).

Per quanto riguarda la diffusione delle fonti rinnovabili nei consumi finali, il Piano Nazionale per l'Energia e il Clima francese prevede una quota pari al 32-35% al 2030, raddoppiando di fatto la percentuale registrata nel 2017 e allineandosi con il target europeo del 32%.

Inoltre, il Piano francese, riprendendo l'indirizzo fissato dalla PPE, ribadisce l'impegno a diminuire l'incidenza della generazione nucleare nel mix elettrico dal 72% del 2017 al 50% entro il 2035, slittando di 10 anni rispetto a quanto previsto inizialmente, attraverso un piano dedicato

che dovrebbe portare alla chiusura di 14 reattori nucleari. Nello specifico, secondo le indicazioni preliminari previste dalla PPE, si prevede la chiusura dei due reattori PWR da 880 MW della centrale nucleare di Fessenheim entro il 2020 (già programmata), e di 4 reattori tra il 2025 e il 2028. È invece fissato al 2022 l'abbandono del carbone come fonte per la generazione elettrica.

L'obiettivo strategico così definito è volto a favorire un incremento della generazione elettrica da fonti rinnovabili, prevista in crescita fino al 40%, attraverso un deciso incremento della capacità installata che passerà dai 47 GW registrati al 2017 a 74 GW al 2023 e tra 102 e 113 GW al 2028.

In tema di decarbonizzazione e in linea con l'obiettivo fissato dal "Plan Climat" del 2017 di conseguire la neutralità carbonica al 2050, il Piano Nazionale per l'Energia e il

Clima francese stabilisce una riduzione del 40% delle emissioni totali al 2030. Più nello specifico il Piano prevede una riduzione dei gas climalteranti nel settore non-ETS del 37% rispetto al 2005, ben più sfidante rispetto al vincolo europeo del 30%, e del 43% nei settori ETS.

Considerando il piano di phase-out del carbone e la riduzione programmata della generazione nucleare, il PNIEC francese prevede inoltre un'incidenza crescente del gas nella generazione elettrica. Sui consumi gas, rifacendosi alle disposizioni dettate dalla "Loi de transition énergétique pour la croissance verte", si stabilisce che la

percentuale di gas rinnovabile dovrà crescere fino al 10% al 2030, prevedendo inoltre una crescente penetrazione dell'idrogeno negli usi industriali e nella mobilità grazie allo sviluppo delle tecnologie che porteranno ad una progressiva riduzione delle curve di costo.

13.2.2.3 Germania

Per la Germania è disponibile il "Draft of the Integrated National Energy and Climate Plan", curato dal Federal Ministry of Economics Affairs and Energy, di seguito in Tabella 24 sono riportati gli obiettivi fissati dal PNIEC tedesco, confrontati con i target europei e la situazione al 2017.

Tabella 24 - Obiettivi al 2030 Germania

	2017	UE	Obiettivi 2030 Germania (PNEC)
Energia rinnovabili (FER)			
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	15,5%	32%	30%
- nel settore elettrico	34,4%		50-52,5%
- nel settore termico	13,4%		27,0%
- nel settore dei trasporti	7,0%		n.a.
Efficienza Energetica			
Primary Energy Consumption (Mtep)	298,3		n.a.
Final Energy Consumption (Mtep)	218,7		n.a.
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007		-32,5%	
Emissioni di Gas a effetto serra			
Riduzione GHG totali rispetto ai livelli del 1990	-25,9%	-40%	-55%
Riduzione GHG vs 2005 per settori ETS		-43%	
Riduzione GHG vs 2005 per settori non ETS		-30%	-38%
Interconnessioni			
Livello di interconnessione elettrica	8,9% (2016)	15%	15%
Target trasporti			
Riduzione emissioni automobili		-37,5%	
Riduzione emissioni furgoni		-31%	
Riduzione emissioni camion		-30%	

La Germania, oltre a fissare come gli altri stati membri gli obiettivi al 2030 nell'ambito del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, delinea uno specifico percorso

di decarbonizzazione al 2050, basato sul Climate Action Plan 2050 con target anche per gli anni 2040 e 2050.

Come l'Italia, anche la Germania non è in linea con l'obiettivo UE sulla quota rinnovabile, imponendosi una coperatura FER del 30%, al di sotto del 32% previsto a livello comunitario. Il Governo Federale utilizza una traiettoria lineare per la previsione di penetrazione delle rinnovabili nei consumi finali di energia utilizzando il tasso medio storico di crescita dell'1,2%. In particolare, nel settore elettrico è previsto un incremento annuo dell'1,5%, con una quota rinnovabile pari al 50-52,5% al 2030, sebbene il Governo stia valutando la possibilità di aumentarla fino al 65% al fine di accelerare la dismissione delle centrali termoelettriche a carbone e di rendere i prezzi più bassi e volatili.

A tal fine, la Commissione preposta dal Governo ha indicato il 2038 come termine ultimo per il processo di *phase-out* del carbone. Eventualmente, tale termine potrebbe essere anticipato al 2035 qualora le molteplici esigenze energetiche, economiche e sociali fossero adeguatamente ottemperate. Il processo disegnato dalla Commissione prevede un calo progressivo della generazione a carbone, con una riduzione degli attuali 41 GW di circa 11 GW di capacità tra lignite e carbone nel periodo 2018-2022, arrivando a 30 GW di potenza installata a carbone entro il 2022. La traiettoria è prevista scendere a 17 GW installati al 2030, per dismettere infine

tutte le centrali a carbone entro il 2038. La Commissione, infine, nell'indicare le misure da implementare al fine di facilitare il processo di transizione energetica, in particolare nelle zone coinvolte dalla chiusura delle centrali a carbone, raccomanda la costruzione di impianti a gas di nuova generazione nonché uno switch da carbone a gas della capacità delle riserve di rete (circa 2,3 GW).

Per quanto riguarda il settore termico, il Governo Federale ha già implementato in passato una serie di norme per aumentare l'efficienza energetica e la penetrazione delle fonti rinnovabili negli edifici, che dovranno essere ulteriormente rilanciate, visto il target sfidante del 27% di quota rinnovabile nel settore termico.

Il Governo Federale Tedesco non ha fissato alcun target per la penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti dopo il 2020, ma prevede in questo settore l'incremento della percentuale di fonti rinnovabili attraverso l'aumento della mobilità elettrica e dei sistemi ibridi.

13.2.3 Confronto complessivo

In conclusione, nella Tabella 25 si riepiloga il posizionamento dei NECPs analizzati in precedenza per ciascuno degli *Agreed Targets*.

Tabella 25 - Confronto tra gli obiettivi degli NECPs analizzati

	Obiettivi 2030			
	UE	Italia	Francia	Germania
Energia rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	32%	30%	32-35%	30%
Efficienza Energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-32,5%	-43%	-25%	n.d.
Emissioni di Gas Serra				
Riduzione GHG totali rispetto ai livelli del 1990	-40%		-40%	-55%
Riduzione GHG vs 2005 per settori ETS	-43%		-43%	
Riduzione GHG vs 2005 per settori non ETS	-30%	-33%	-30%	
Interconnessioni				
Livello di interconnessione elettrica	15%		>15%	15%

13.2.4 Confronto PNIEC dei 28 paesi dell'unione europea

Quasi tutti gli stati membri hanno ricevuto una parziale bocciatura da parte della Commissione Europea sui propri Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima, che spesso non fissano o raggiungono gli obiettivi fissati dall'Unione Europea. Inoltre, in molti Piani non vengono espresse in dettaglio le misure che i diversi paesi prevedono di mettere in atto al fine del raggiungimento dei target.

Complessivamente i PNIEC non raggiungono a livello europeo né l'obiettivo del 32% di fonti rinnovabili all'interno del mix energetico, né il 32,5% di efficienza energetica. Inoltre, la riduzione delle emissioni di CO₂ in settori come agricoltura e trasporti è considerata insufficiente.

La Commissione ha tuttavia riconosciuto come i PNIEC più ambiziosi siano quelli presentati da Spagna, Portogallo, Danimarca e Lituania, mentre al contrario i Paesi del blocco centro-orientale, ma anche la Germania, presentano delle lacune.

Nella Raccomandazione della Commissione Europea del 18/06/2019 sulla Proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima dell'Italia 2021-2030¹⁷, si fa in particolare riferimento all'innalzamento del livello di ambizione per le fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento,

attualmente valutato in +1,3% annuo.

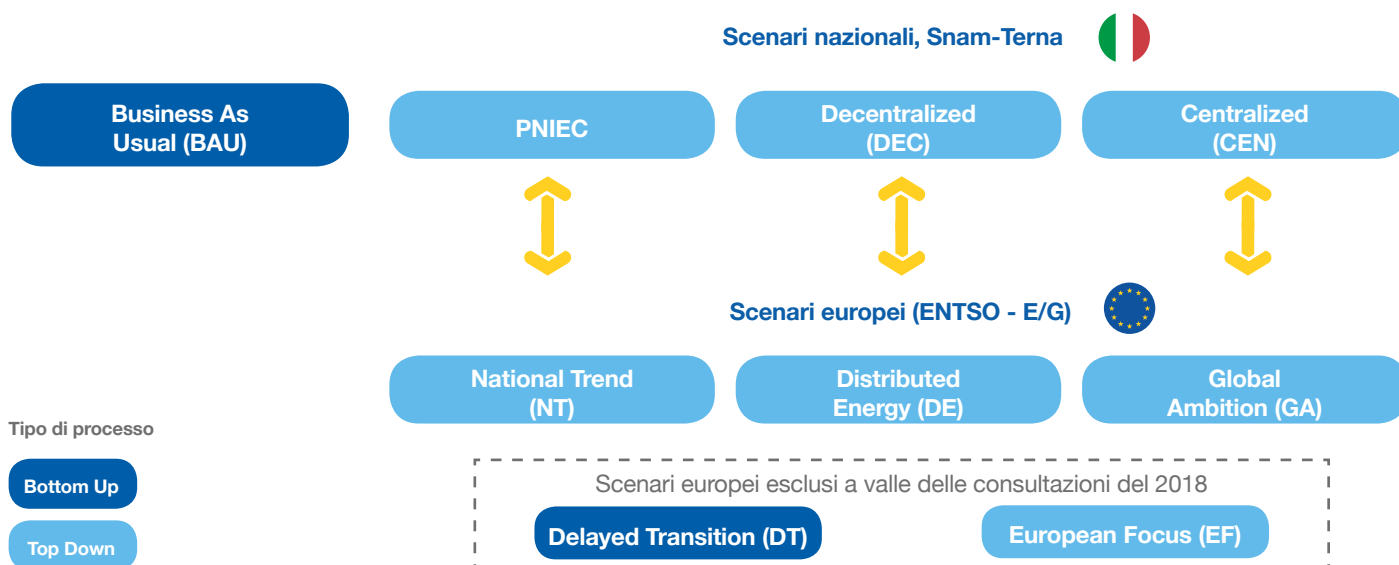
13.3 Confronto scenari nazionali ed europei

Il processo di elaborazione degli scenari di lungo termine nazionali, di cui alle deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas di ARERA, è svolto in analogia al processo europeo in cui le associazioni del trasporto elettrico e gas (ENTSO-E ed ENTSG) elaborano congiuntamente gli scenari energetici per i rispettivi Piani Sviluppo delle infrastrutture elettrica e gas (TYNDP -Ten Year Network Development Plan).

Nell'esecuzione di tutte le attività di sviluppo degli scenari nazionali, il gruppo di lavoro Snam-Terna ha cercato di garantire la massima coerenza con quanto elaborato a livello europeo, stabilendo una forte correlazione tra i propri scenari e quelli in fase di sviluppo da parte di ENTSO-E ed ENTSG (Figura 112). Ciononostante, gli scenari nazionali elaborati risultano simili ma non uguali ai loro corrispondenti scenari europei sia per un disallineamento temporale tra i processi di elaborazione (la pubblicazione definitiva degli scenari europei è attesa entro la fine del 2019), sia perché, a livello nazionale, è stato possibile approfondire una serie di elementi di dettaglio che a livello europeo sono necessariamente trattati in modo più approssimato.

¹⁷ SWD (2019) 264 Final.

Figura 112 - Corrispondenza tra scenari italiani e scenari europei



Come riportato in Figura 112, il processo europeo aveva considerato lo sviluppo di cinque diverse storyline: Delayed Transition (DT), European Focus (EF), National Trend (NT), Distributed Energy (DE) e Global Ambition (GA). A valle delle consultazioni lanciate dagli ENTSOs nell'estate del 2018, gli scenari DT e EF sono stati esclusi. Gli scenari top down nazionali Decentralized (DEC) e Centralized (CEN) sono quindi stati sviluppati per garantire coerenza rispettivamente con gli scenari europei DE e GA. Lo scenario bottom-up Business As Usual (BAU) era allineato al Delayed Transition (DT), da svilupparsi con approccio bottom-up. Lo scenario National Trend (NT) era stato definito inizialmente come uno scenario bottom-up che però tenesse in considerazione le ultime politiche di sviluppo nazionali. Tuttavia, come risultato degli accordi tra gli ENTSOs, ACER e la Commissione Europea, dopo un confronto che si è protratto per gran parte del 2019, il National Trend è diventato uno scenario top-down, da allineare allo scenario di policy nazionale (per l'Italia il PNIEC).

13.4 Tool e modelli utilizzati

13.4.1 NECS: National Electricity Consumption System

Il National Electricity Consumption System (NECS) è un modello simulativo dei consumi energetici finali che, anche alla luce del contesto normativo e degli obiettivi di efficienza energetica, stima il consumo elettrico ed energetico dei 4 macro-settori dell'economia nazionale: Industria (comprendente anche il settore agricoltura); Terziario; Residenziale e Trasporti.

La base della modellizzazione di NECS, integrando variabili esogene ed endogene con un approccio definito general-to-specific, parte dall'analisi econometrica dell'interazione tra variabili economiche (PIL, popolazione, tasso di inflazione, ecc.) e consumi energetici nei vari settori. Gli scenari futuri di consumo integrano, quindi, aspetti di natura macroeconomica, collegati all'andamento generale dell'economia italiana, con aspetti di natura microeconomica, relativi alla convenienza delle scelte tecnologiche e al

mutare di fenomeni di tipo sectorial-specific (ad esempio cambiamenti nelle modalità di trasporto individuale).

Più nello specifico, NECS è un modello che permette un approccio duale, che unisce una modellizzazione fondata sull'analisi di dinamiche di tipo macro-economico, con un approccio poggiato su uno sviluppo tecnologico dei diversi settori dell'economia; la costruzione degli scenari, infatti, integra traiettorie stimate dalle dinamiche storiche (basate su aggregazioni dei Bilanci Energetici Nazionali) e valutazioni puntuali sull'economicità delle diverse tecnologie di consumo, differenziate per costo, vettore energetico e grado di efficienza, nei diversi settori considerati. In questo senso, NECS sfrutta sia la solidità dell'analisi delle serie storiche per individuare trend di tipo macro, tipiche di un approccio analitico bottom-up, che la possibilità di cogliere discontinuità nei trend storici grazie alla simulazione puntuale di alcune dinamiche a scelta tra possibili tecnologie, tipiche di un approccio top-down.

La suddivisione settoriale garantisce la piena copertura dei consumi energetici dei vari settori economici nazionali, con l'obiettivo di avere un grado di dettaglio settoriale in grado di evidenziare l'eterogeneità delle dinamiche di consumo future che potranno contraddistinguere i singoli consumi.

Il consumo energetico di ogni macro-settore è, infatti, funzione del consumo energetico dei settori, ognuno dei quali presenta caratteristiche proprie in termini di dinamiche macroeconomiche e tecnologiche.

NECS è, quindi, un modello simulativo / econometrico che stima il consumo elettrico, gas ed energetico, dei 4 macro-settori dell'economia nazionale sulla base delle tecniche esposte di seguito:

- Industria (comprendente anche il settore agricoltura) - calcolato su base econometrica.
- Terziario - calcolato su base econometrica.
- Residenziale - calcolato su base simulativa.
- Trasporti - calcolato su base simulativa.

Maggiori dettagli nella Tabella 26 di sintesi seguente:

Tabella 26 - Fonti/Approcci utilizzati per macrosettore

Variabile/settore	Fonti/Approcci utilizzati		
	Scenario Bottom-up	Scenario Top-down	
Modelli previsionali settoriali	Industria	Approccio sotto-settoriale regressivo	Approccio sotto-settoriale regressivo con vincolo efficienza e fuel switch ¹
	Terziario	Approccio sotto-settoriale regressivo	Approccio sotto-settoriale regressivo con vincolo efficienza e fuel switch
	Residenziale	Approccio simulativo basato su minimizzazione dei costi - Total Cost of Ownership (TCO)	Approccio simulativo basato su TCO con ottimizzazione vincolata alla penetrazione di alcune tecnologie (i.e. pompe di calore ² e veicoli elettrici ³)
	Trasporti		

1. Switch di consumi di gas a elettricità sulla fattibilità tecnica (fonti: Confindustria, studi accademici).

2. Studi di settori e studi interni.

3. Studi di settori e consulenze. Ulteriore parametro vincolante è la domanda di mobilità (fonte: Ministero Infrastrutture per BAU e studi interni per scenari di sviluppo).

Rispetto ai modelli predittivi basati su funzioni macroeconomiche di tipo regressivo, il modello NECS si contraddistingue per la possibilità di integrare, all'analisi macroeconomica, la creazione di scenari tecnologici. Questa funzionalità garantisce all'analista la possibilità di valutare l'impatto della diffusione di una specifica tecnologia sulla curva dei consumi, "rilassando" l'assunzione di base del modello regressivo che lega in maniera univoca la crescita dei consumi energetici a quella economica.

La stima di base del modello, che costituisce lo scenario di riferimento (Scenario Base), vede la crescita futura dei consumi energetici funzione dell'andamento macroeconomico prospettico dei singoli settori, cui si somma l'adozione di specifiche tecnologie in funzione di una logica economica deterministica, ovvero basata sul confronto puntuale, anno per anno, tra il costo del vettore energetico e il costo della tecnologia di efficientamento/switch tecnologico.

Per ogni settore è implementata una funzione logica che valuta la convenienza economica di un set di tecnologie. L'adozione tecnologica si attiva, con un lag temporale specifico per ogni tecnologia (rappresentativo dei tempi tecnici attesi per l'installazione), nel momento in cui il costo della stessa è inferiore rispetto al costo della tecnologia al momento adottata dal settore (standard di mercato), diminuito di un incentivo pubblico presente, o che potrebbe essere introdotto

nel futuro. Lo switching tecnologico è quindi basato sul Total Cost of Ownership.

Il modello NECS è strutturato in 6 moduli, 4 dei quali sono collegati ad un altro modulo separato in cui sono incluse le variabili riferite alle tecnologie di efficientamento e consumo; i 6 moduli sono riferiti a:

- Modulo Macroeconomico;
- Modulo Prezzi;
- Modulo Industria;
- Modulo Terziario;
- Modulo Residenziale;
- Modulo Trasporti.

Le variabili incluse nel modulo Macroeconomico, così come quelle incluse nel modulo Prezzi, sono variabili driver, ovvero che guidano la struttura simulativo-predittiva dei consumi nei diversi settori. Variabili come il PIL, la popolazione, il prezzo delle commodities energetiche e gli incentivi, hanno un'incidenza trasversale su tutti i settori.

In ogni settore è presente un modulo specifico relativo alle tecnologie. Il modulo tecnologie è un modulo che è integrato in ognuno dei 4 moduli settoriali: è un modulo che include un set di tecnologie di consumo proprie di ogni settore. Per ogni tecnologia sono stati indicati:

- settore di riferimento;
- fonte energetica consumata e processo di consumo relativo;
- costi: CAPEX e OPEX;

- vita utile;
- grado di efficientamento.

A differenza dei moduli Macroeconomico e Prezzi, che hanno un'incidenza combinata su più settori, il modulo Tecnologie è sector-specific: per ogni macro-settore è presente un modulo tecnologie che afferisce solo ed esclusivamente al macro-settore.

13.4.1.1 Il modulo Macroeconomico

Il modulo delle variabili macroeconomiche coinvolte nel modello di forecasting dei consumi energetici è il principale driver nella componente top-down del modello è costituito dalle seguenti variabili:

- Prodotto Interno Lordo (PIL);
- Peso del Valore Aggiunto dell'Industria sul PIL nazionale (%), con dettaglio dell'evoluzione sotto-settoriale;
- Peso del Valore Aggiunto del Terziario sul PIL nazionale (%);
- Popolazione.

Il **PIL**¹⁸, espresso in termini reali, è proxy della ricchezza di un paese. L'analisi dell'andamento del PIL permette così di studiarne le relazioni con altri fattori collegati (popolazione, tipologia di settore etc).

In aggiunta al PIL, per il settore industria e il settore terziario è stato considerato il **valore aggiunto**¹⁹ come proxy in grado di stimare la crescita economica in termini di beni e servizi. Anche al livello sotto-settoriale è possibile mappare le evoluzioni in proporzione al PIL. Ciò è particolarmente funzionale per i sottosettori industriali, dove è possibile scorporare le evoluzioni dei sottosettori energy intensive, da quelli che non lo sono, disegnando sensitivity su queste dinamiche e dei loro impatti sui consumi finali.

In termini prospettici, il valore aggiunto dei due settori (industria e terziario) è ancorato al PIL; ad una variazione del PIL corrisponde una variazione proporzionale del valore aggiunto dei 2 settori. Esempio: il PIL aumenta di un valore medio annuo pari al 2%, tale incremento è direttamente proporzionale anche per il valore aggiunto dei due settori.

Nel modello è stata inserita la possibilità di variare il peso del valore aggiunto dell'industria e del terziario nella contribuzione del PIL nazionale. Inoltre, per entrambi i settori è possibile specificare

l'evoluzione del valore aggiunto anche al livello sotto-settoriale al fine di modellare un cambiamento di struttura dell'economia con un dettaglio maggiore.

Infine, **la popolazione**²⁰, espressa in valori assoluti, è un indicatore demografico esplicativo degli andamenti dello sviluppo economico ed energetico di un paese.

13.4.1.2 Il modulo Prezzi

I prezzi delle commodities energetiche considerate nel modello sono stati inseriti nel modulo "Prezzi". Per tutte le fonti, il prezzo finale è calcolato come somma tra il prezzo di mercato e una componente tariffaria:

$$P_i = P_{m,i} + C_{t,i}$$

dove $P_{m,i}$ è il prezzo scambiato sul mercato di riferimento della fonte i , mentre $C_{t,i}$ è la componente tariffaria della fonte i , calcolata come somma delle diverse aliquote e componenti extra-mercato.

13.4.1.3 Il modulo Industria

Il Modulo industria è suddiviso in tredici settori industriali, oltre al settore Agricoltura e pesca:

- agricoltura e pesca;
- agroalimentare;
- carta;
- cemento;
- chimica;
- edilizia e costruzioni;
- estrattiva;
- meccanica;
- metalli non ferrosi;
- petrolchimica;
- siderurgia;
- tessile e abbigliamento;
- vetro e ceramica;
- altre industrie (non rappresentabili esplicitamente).

Per il settore industriale, l'approccio bottom-up è stato realizzato attraverso una caratterizzazione dei singoli settori. Al fine di rapportare il consumo energetico a grandezze fisiche, e poter così avviare alle problematiche connesse con la variazione del costo dei fattori o altri fattori esogeni di redditività, si è proceduto al calcolo della produzione fisica di ogni settore, espressa in tonnellate. Questa scelta metodologica caratterizza NECS rispetto ad altri modelli

¹⁸ Fonte: Istat (<http://dati.istat.it/>) espresso in valori concatenati 2010 (milioni di euro).

¹⁹ Fonte: Istat (<http://dati.istat.it/>), descrizione: valore della produzione meno il valore dei costi intermedi espresso in valori concatenati con anno di riferimento 2010, non destagionalizzati.

²⁰ Fonte: Istat (<http://dati.istat.it/>) espresso in popolazione residente (milioni di abitanti).

più semplificati che utilizzano solo il valore aggiunto dei singoli settori o settori nella proiezione dei consumi energetici.

La produzione settoriale è stata calcolata partendo dalla ricostruzione del settore così come definito dalla classificazione NACE (Classificazione Statistica delle Attività Economiche nelle Comunità Europee) Rev.2.

Gli step logici adottati nella modellazione del settore industria sono i seguenti:

1. ricostruzione del settore;
2. raccolta dati di produzione del settore;
3. trasformazione dei dati di produzione in un'unica grandezza, le tonnellate di prodotto;
4. per ricostruire la serie storica completa della produzione²¹, 2000-2015, sono stati utilizzati i dati annui forniti da Eurostat relativi alla variazione annua della produzione;
5. per stimare l'andamento futuro della produzione dei settori si è proceduto ad un'analisi della dinamica storica che lega il Valore Aggiunto alla produzione.

Quindi, per calcolare gli scenari dei futuri consumi energetici, il modello somma l'adozione di specifiche tecnologie in una logica economica deterministica, ovvero basata sul confronto puntuale, anno per anno, tra il costo del vettore energetico per il singolo settore e il costo della tecnologia di efficientamento/switch tecnologico: l'adozione tecnologica si attiva qualora il costo della stessa sia inferiore a quello del vettore energetico, tenendo anche conto di eventuali incentivi pubblici in essere o che potrebbero essere introdotti nel futuro.

13.4.1.5 Il modulo Terziario

Il settore terziario è suddiviso in sette settori:

- alberghi ristoranti bar
- altri servizi
- commercio
- credito e assicurazioni
- illuminazione pubblica
- ICT (informatica e annessi)
- Pubblica amministrazione e strutture sanitarie (PA e SS)

In analogia con quanto fatto per il settore industriale, l'approccio bottom-up è stato realizzato attraverso una caratterizzazione dei singoli settori. Tuttavia, a differenza dell'industria, nel settore terziario non è stata implementata una logica di trasformazione

dei servizi in unità produttive, analizzando l'intensità economica del singolo settore sulla base del valore aggiunto.

Gli step logici adottati nella modellazione del settore terziario sono i seguenti:

1. ricostruzione del settore;
2. raccolta ricostruzione dati economici relativi al valore aggiunto dei singoli settori;
3. analisi dell'intensità energetica dei singoli settori;
4. stima della domanda di base dei singoli settori.

Come nel caso dell'industria, la domanda di base è calcolata utilizzando un approccio econometrico fondato sull'analisi delle serie storiche, e i consumi energetici del settore dei servizi sono stimati attraverso un approccio combinato che all'analisi storica dell'evoluzione dei consumi nei singoli settori integra il confronto prospettico tra tecnologie di efficientamento.

13.4.1.5 Il modulo Residenziale

Il settore residenziale è suddiviso in nove aree di consumo energetico:

- riscaldamento
- raffrescamento
- illuminazione
- congelamento
- refrigerazione
- lavaggio biancheria
- lavaggio stoviglie
- intrattenimento
- altri usi

Per il settore residenziale, l'approccio bottom-up è stato realizzato attraverso una caratterizzazione delle singole aree di consumo, o servizi, presenti in questo settore.

Il primo step implementato ha riguardato la ricostruzione della domanda di servizio per area di consumo. Definite poi le tecnologie standard e quelle efficienti disponibili per ciascun servizio, sono state analizzate le dinamiche evolutive dei consumi energetici.

13.4.1.6 Il modulo Trasporti

Il macro-settore Trasporti è suddiviso in primis in trasporto "Passeggeri" e "Merci".

Il primo consta dei seguenti settori:

- autoveicoli
- motocicli

²¹ Per il settore edilizia e costruzioni è stato considerato il numero annuo di nuove abitazioni come proxy della produzione.

- autobus
- trasporto ferroviario
- trasporto aereo
- navigazione

Per quanto riguarda le merci, invece, i settori coinvolti sono:

- veicoli industriali leggeri;
- veicoli industriali pesanti;
- trattori stradali;
- altri servizi;
- trasporto ferroviario;
- trasporto aereo;
- navigazione;
- oleodotti.

Per convenienza di modellizzazione tra questi si opera una distinzione tra i vettori stradali (autovetture, motocicli, autobus, mezzi industriali leggeri e pesanti, trattori stradali, altri servizi) ed i vettori non stradali (treni, navi, aerei, oleodotti).

La caratterizzazione della domanda di servizio di trasporto, nel caso del trasporto passeggeri e del trasporto merci, è stata definita sulla base della domanda di mobilità, espressa in “passeggeri-km” e “tonnellate-km”. I dati di partenza, pubblicati dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e suddivisi per share modale, sono proiettati in funzione della crescita della popolazione, del PIL, dell’inflazione e del tasso di interesse.

13.4.1.7 Il modulo TOP-DOWN

L’esigenza di simulare l’effetto di politiche nazionali che puntino alla promozione delle fonti rinnovabili o dell’efficienza energetica è racchiusa all’interno del modulo TOP-DOWN. All’interno di NECS è stato predisposto un framework ad-hoc per la gestione degli scenari top-down, costruito su un opportuno scaling del modello predittivo bottom-up: tramite un’architettura semplificata, che accorpa le funzionalità del modello bottom-up e sorpassa la logica economica, il modulo TOP-DOWN permette di creare scenari di simulazione focalizzati su strategie di policy, europee e/o nazionali.

Nell’implementazione delle funzionalità top-down sono state riscontrate due criticità:

- gli scenari devono poter prescindere dal sistema di vincoli (es., economici) che governano la previsione nello scenario base e negli scenari bottom-up generabili;
- nell’impostare uno scenario top-down, si genera una propagazione backward degli

effetti di policy sulle variabili esogene i cui effetti devono essere valutabili e coerenti con la logica del modello.

In particolare, la principale criticità è connessa con il raggiungimento di un obiettivo specifico già preimpostato (es. riduzione dei consumi pari ad una percentuale prefissata -30%).

Col fine di preservare un approccio coerente dell’architettura e del funzionamento del modello, sono implementati i seguenti step:

1. individuazioni di driver d’impatto, collegati a policy implementabili a livello nazionale, che impattano sulla curva dei consumi per singolo settore.
2. individuazione di un set di variabili, tra quelle che costituiscono la struttura del modello, sulle quali sono stati costruiti scenari di policy.
3. aggregazione dei settori, su base nazionale, su cui agiscono in modo uniforme le variabili di scenario.
4. individuazione delle componenti funzionali e grafiche che permettono la gestione di scenari top-down.

Per l’industria e il terziario gli scenari di policy agiscono solo sul driver di efficientamento, escludendo così che la penetrazione delle rinnovabili in questi settori possa avere un impatto significativo sul profilo di consumo.

Per il settore residenziale e dei trasporti, gli scenari sono costruiti sulla base di un doppio effetto derivante dalla penetrazione di tecnologie di efficientamento e di uno switch da fossili a rinnovabili, con un impatto diretto sul profilo di consumo.

Rispetto al modello base (bottom-up), la costruzione di scenari di policy non sfrutta la logica legata alla convenienza economica delle scelte di produzione e consumo per singolo settore, applicando tassi di penetrazione di un set di tecnologie specifico per singolo settore.

Gli scenari top-down sono costruiti grazie ad un re-scaling dello scenario base, ricavato dal modello con un approccio bottom-up. Le curve di consumo per singolo settore sono soggette a modifica a seconda dello scenario selezionato, ovvero della penetrazione di un set di tecnologie di efficientamento o di uno switch nel consumo da fonti fossili a fonti rinnovabili.

13.4.1.8 Total Cost of Ownership

Il modello NECS applica delle logiche di ottimizzazione vincolata (top-down) o svincolata (bottom-up) per ottenere il parco tecnologico che caratterizza ogni settore di consumo per un dato anno di riferimento, sulla base del Total Cost of Ownership (TCO) delle tecnologie. Esso rappresenta il costo totale di una tecnologia per unità di servizio garantito, considerando l'intero ciclo di vita. Inoltre, esso tiene conto delle spese di investimento (CAPEX) e delle spese variabili legate alla fase di utilizzo (OPEX), ed è quindi influenzato dall'evoluzione dei prezzi delle materie prime (e.g. batterie per veicoli elettrici) e dalla volatilità dei prezzi dei vettori energetici. In formule:

$$TCO = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{vita} OPEX_t}{L \times Vita\ utile}$$

dove:

- CAPEX – include il costo di investimento (€)
- $OPEX_t$ – è riferito ai costi variabili che dipendono dall'utilizzo e dai costi dell'energia (€/y)
- L – è l'unità dimensionale che rappresenta il servizio considerato (e.g. [km] per i trasporti, [m²] per il riscaldamento)
- Vita utile – espressa in anni

Gli OPEX sono espressi come:

$$OPEX_t = C_{e,t} * E_t * L + C_{m,t}$$

dove:

- $C_{e,t}$ – è il costo del vettore energetico nell'anno t [$\frac{€}{kWh}$]

- E_t – è l'efficienza nell'anno t

- $C_{m,t}$ – è il costo di manutenzione nell'anno t [$\frac{€}{y}$]

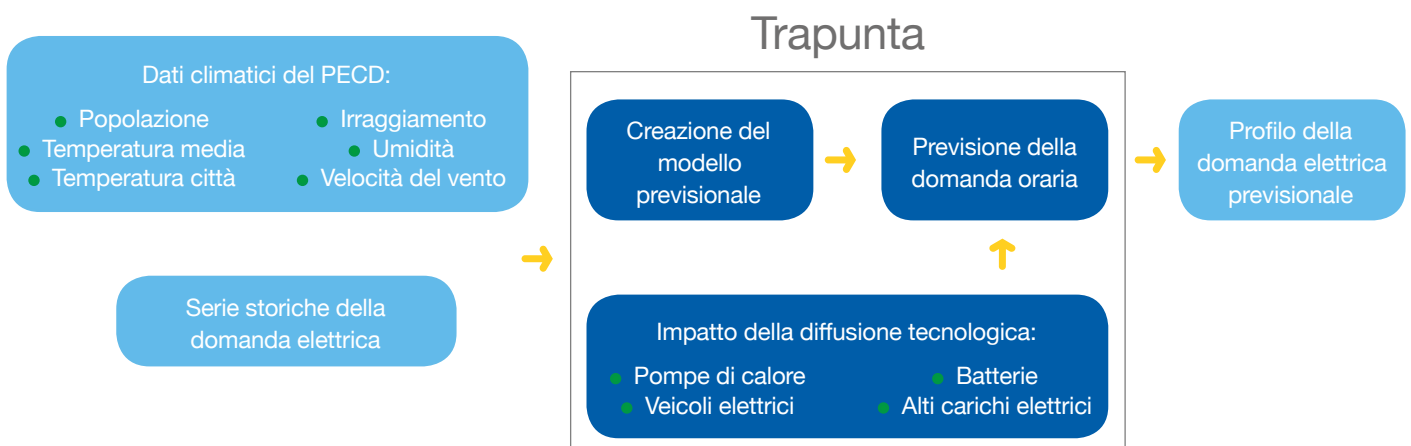
Preso un anno campione più è piccolo il TCO associato ad una certa tecnologia, più è alta la penetrazione di quella tecnologia nel mercato, perché economicamente più conveniente. Questo non significa che in suddetto anno verrà introdotta solo la tecnologia con il TCO più basso, ma che saranno introdotte tutte proporzionalmente ai TCO.

13.4.2 TRAPUNTA

Per poter effettuare analisi di mercato, la domanda di elettricità per usi finali risultante da NECS per un determinato anno deve essere profilata per tutte le ore di tale anno. Per effettuare tale operazione è stato utilizzato il tool TRAPUNTA (Temperature Regression and loAd Projection with UNcertainty Analysis)²¹, di proprietà di ENTSO-E, sviluppato da Milano Multiphysics e attualmente utilizzato dalla maggior parte dei TSO Europei e dell'area mediterranea.

Il tool è in grado di prevedere la domanda oraria di energia elettrica partendo dalle serie storiche di consumi elettrici e dati climatici e dai dati previsionali relativi alle variabili macroeconomiche e alla diffusione di tecnologie elettriche. Il tool utilizza un modello previsionale innovativo basato su analisi di regressione, riduzione dell'ordine e propagazione dell'incertezza. In Figura 113 è riportato lo schema di funzionamento del tool.

Figura 113 - Schema di funzionamento del tool TRAPUNTA



TRAPUNTA riceve in input i dati climatici del PECD (Pan-European Climatic Database) e le serie storiche dei consumi elettrici di una determinata zona di mercato; quindi il tool permette di creare il modello previsionale, che è subito utilizzato per ottenere la previsione della domanda per uno o più anni climatici. A questa previsione vengono poi applicati degli aggiustamenti derivanti dalla diffusione di tecnologie elettriche, in particolare pompe di calore e veicoli elettrici. Il risultato è il profilo della domanda elettrica per l'anno target.

13.4.3 Lato offerta: analisi di mercato e indicatori addizionali

13.4.3.1 Analisi di mercato

La simulazione dell'offerta del sistema elettrico nazionale su scenari previsionali avviene tramite degli strumenti che operano una programmazione ottima del dispacciamento orario del parco di generazione idro-termoelettrico. Tale

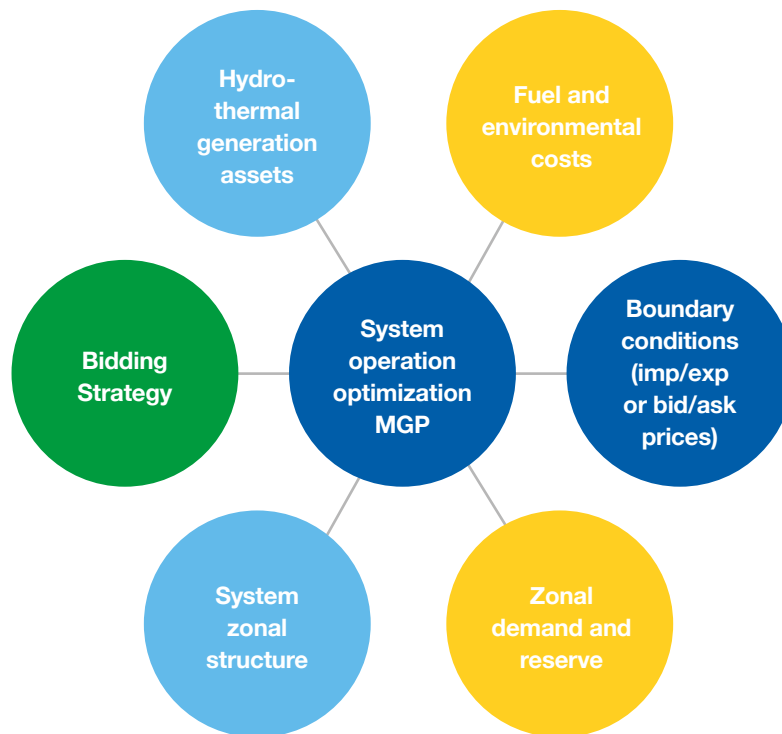
simulazione consente di stimare i costi di esercizio delle unità di generazione e il prezzo orario di energia nelle diverse zone di mercato e il surplus dei produttori e dei consumatori, le rendite di congestione tra le zone di mercato.

Si considera l'ipotesi che in un mercato perfettamente competitivo, il prezzo marginale dell'energia dovrebbe tendere al costo marginale dell'ultimo impianto chiamato in servizio.

Tali simulazioni consentono di:

- valutare e confrontare i benefici derivanti da diversi progetti di sviluppo della rete mediante simulazione MGP;
- prevedere il prezzo orario su un orizzonte temporale di un anno;
- determinare le tre componenti del Social Welfare (Consumer surplus, Producer surplus, Congestion rents);
- calcolare flussi attesi di import/export.

Figura 114 - Input, simulatore per l'ottimizzazione dell'MGP



I simulatori sono dotati di un'interfaccia utente attraverso la quale sono configurabili gli scenari, costituiti da un insieme di parametri relativi al sistema elettrico:

- Sistema di generazione termica - per ciascuna unità di produzione del parco sono specificate:
 - macro area e società di appartenenza;

- tecnologia di produzione (ciclo semplice, ciclo combinato, repowering, turbogas);
- flessibilità (oraria, a fascia oraria, giornaliera, settimanale);
- potenza minima e massima;
- tasso di disponibilità (applicato alla potenza nominale e alla curva di consumo);

- curve quadratiche che indicano la relazione tra il consumo orario e la potenza generata;
- piano di disponibilità a dettaglio settimanale;
- vincoli di consumo combustibile (contratti di fornitura).
- Costo dei combustibili: prezzi previsionali dei combustibili utilizzati dalle unità di generazione e i relativi coefficienti di emissione carbonica
- Sistema di generazione idrico a serbatoi equivalenti stagionali e centrali di pompaggio:
 - Macroarea di appartenenza;
 - Potenza minima e massima;
 - Coefficienti energetici in generazione e pompaggio;
 - Apporti naturali settimanali.
- Topologia della rete elettrica
 - Zone di Mercato;
 - Vincoli di transito massimi nelle due direzioni sulle interconnessioni equivalenti: a ciascuna linea sono associati vincoli di transito pari ai limiti di capacità di trasporto di potenza attiva tra le zone, differenziabili per verso e a livello orario;
- Profili di carico orario per zona di mercato: si considerano i profili orari di domanda al lordo delle perdite convenzionali di rete. La domanda di energia elettrica è considerata rigida rispetto al prezzo di mercato;
- Profili di generazione delle risorse non programmabili per zona di mercato: tutte le generazioni da fonti rinnovabili non programmabili vengono modellate mediante profili di generazione imposti, determinati a livello di zona di mercato e di tecnologia, in funzione delle ipotesi di installato.

13.4.3.2 Indicatori addizionali derivanti dallo studio del mercato: valutazione unitaria della profittabilità

La simulazione del mercato elettrico avviene in due step computazionali:

1. Unit commitment: durante questa fase il simulatore determina lo stato orario di ogni impianto termico sulla base del merit order delle offerte tenendo conto dei vincoli del sistema elettrico.
2. Dispatching: in questa seconda fase il simulatore determina la produzione oraria di ogni singolo impianto in coordinazione con il dispacciamento della produzione idrica.

Il merit order delle offerte è creato sulla base dei costi variabili di generazione e sulla

strategia di bidding degli impianti. L'obiettivo del bid-up è di coprire tutti i costi che l'unità di produzione sostiene per produrre energia (costi di generazione di energia e costi di start-up).

Il tool di simulazione di mercato trova l'ottimo dispacciato tenendo conto delle curve di merit order sotto alcuni vincoli. Uno dei vincoli più importanti è quello della flessibilità²²; questo vincolo cambia la soluzione ottimale e ha anche effetto sulle strategie di bidding delle unità.

Per quello che riguarda i costi associati, si può distinguere tra:

- costi di investimento (CAPEX);
- operational costs (OPEX): costo del combustibile, costi di manutenzione, etc.

13.4.4 Offerta gas: modello di dispacciamento e dei prezzi all'ingrosso

Le simulazioni di copertura della domanda di gas naturale sono state effettuate con il supporto di una società di consulenza specializzata in questo campo, tramite l'applicazione del proprio modello denominato Pegasus 3, al fine di fornire proiezioni di dispacciamento e di prezzo all'ingrosso gas in Italia e nel resto d'Europa.

Pegasus 3 è un modello paneuropeo e statunitense che permette di simulare con granularità giornaliera numerose zone di mercato del mondo. Tali simulazioni si basano sull'interazione tra offerta e domanda su base giornaliera in 31 zone, consentendo di avere un elevato dettaglio in termini di output. Il modello inoltre include nelle simulazioni le tariffe di trasporto, i flussi di GNL, i flussi in iniezione/erogazione in/da stoccaggio e i profili meteorologici, e quindi di domanda, rendendo i risultati delle analisi quanto più aderenti alla realtà.

Pegasus 3 è un modello di ottimizzazione basato su una tecnica di programmazione lineare (LP), che permette di trovare una soluzione di ottimo economico per la fornitura di gas a livello globale per ciascun anno di analisi. La soluzione è soggetta a una serie di vincoli, come le capacità dei gasdotti, dei terminali GNL, le capacità di interconnessione e i limiti di iniezione/erogazione degli stoccaggi, nonché di vincoli contrattuali di prelievo di medio/lungo termine.

Il modello consente inoltre di modificare le variabili di input creando scenari ad hoc, opportunamente tarati sulla base delle ipotesi

²² L'ammontare minimo di tempo tra lo start-up di un impianto e lo shut-down associato.

più attendibili. In particolare lo strumento consente di aggiungere o modificare le infrastrutture gas, stimando l'impatto di tali modifiche sul mercato nazionale ed europeo. Gli output del modello sono il risultato di una complessa elaborazione di numerosi input contenuti in un database multi-dimensionale (tempo, costi, capacità, ecc) basato anche su parametri macroeconomici e climatici (ad esempio le temperature).

Nel caso in oggetto sono stati estratti dal modello Pegasus 3 le proiezioni di flusso agli entry/exit point italiani e i prezzi gas

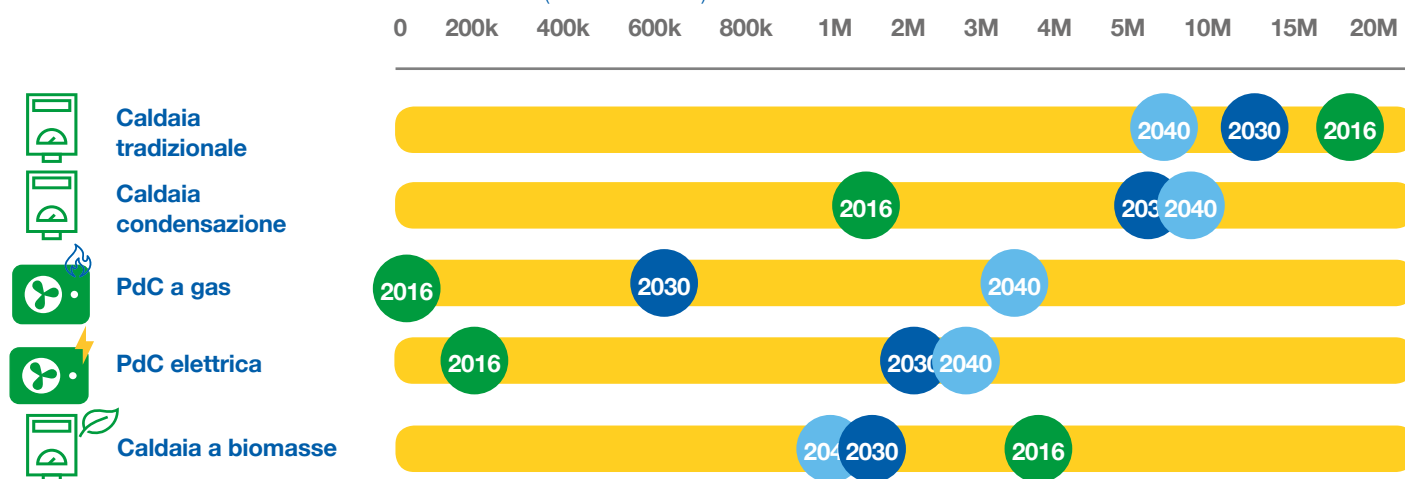
all'ingrosso in Italia, Austria, Olanda e Germania.

13.4.5 Diffusione tecnologie - Scenario BAU

13.4.1 Diffusione tecnologie di riscaldamento

Si riporta di seguito il dettaglio dell'evoluzione della diffusione delle principali tecnologie di riscaldamento per il settore civile per il caso BAU.

Figura 115 - Evoluzione della diffusione delle tecnologie di riscaldamento – Scenario BAU (milioni di unità)



13.4.1 Diffusione veicoli

Si riporta di seguito il dettaglio dell'evoluzione del parco veicolare, rispettivamente per veicoli leggeri e pesanti, per lo scenario BAU.

Figura 116 - Evoluzione del parco veicolare nello scenario BAU – veicoli leggeri

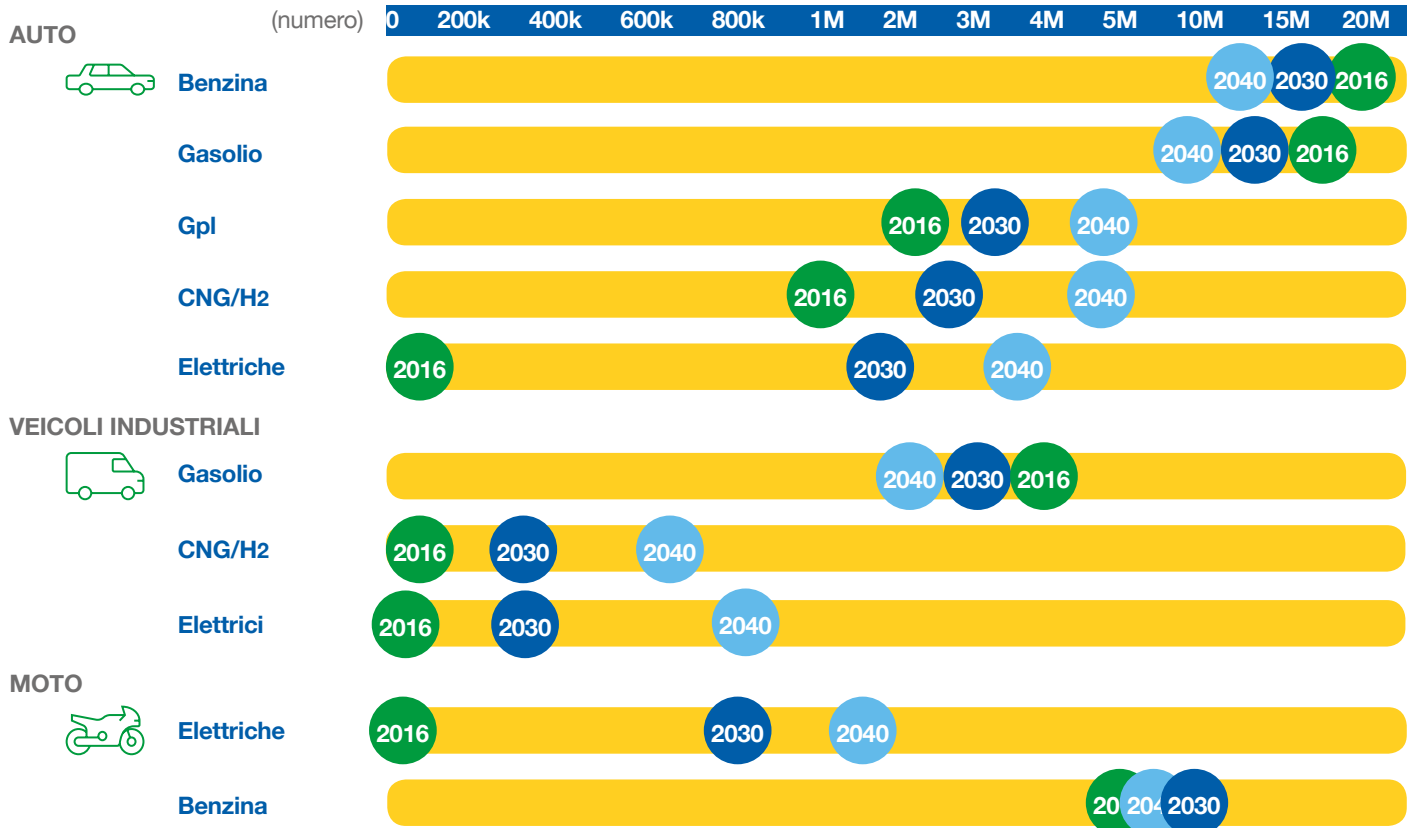
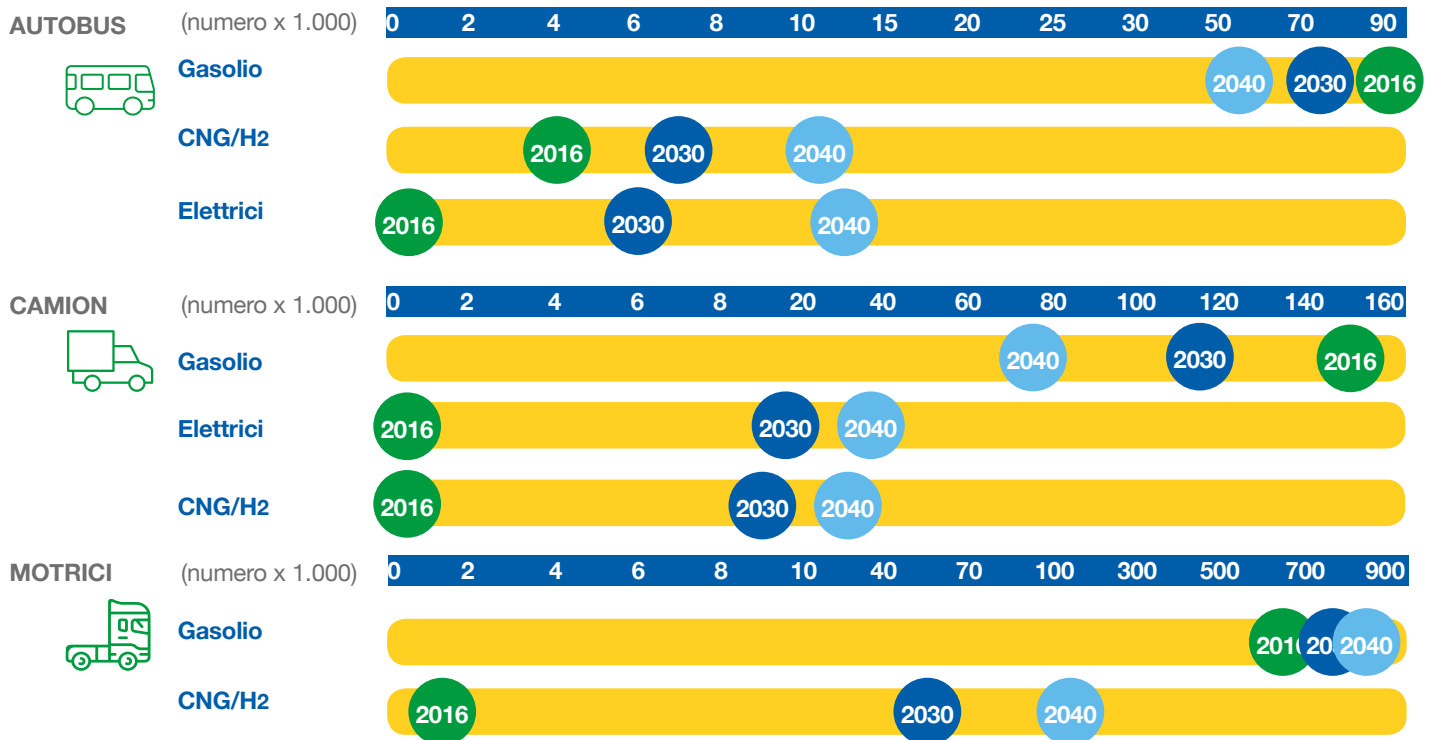


Figura 117 - Evoluzione del parco veicolare nello scenario BAU – veicoli pesanti



Errata corrige

Modifiche presenti nella versione 3.0 del 15/10/2019

- Pagina 15 - Figura 4: Correzione della Punta di domanda gas in scenario DEC 2040 e Modifica del biometano in scenario PNIEC 2025 e, di conseguenza, del totale gas naturale.
- Pagina 16: Correzione dell'offerta gas naturale BAU 2030.
- Pagina 17: Correzione dell'offerta idrogeno DEC 2040.
- Pagina 19: Modifiche nell'elenco puntato e Modifica dell'offerta di biometano e della domanda di gas naturale.
- Pagina 45 - Figura 22: Correzione della voce "Altro"
- Pagina 46 - Figura 23: Modificata didascalia della figura
- Pagina 78: Inclusione del paragrafo 9.3.2 relativo ai limiti di scambio interni.
- Pagina 86: Inserimento dei gas verdi PNIEC 2025
- Pagina 90 - Figure 69 e 70: modifica della domanda gas PNIEC 2025

Modifiche presenti nella versione 2.0 del 07/10/2019

- Pagina 16: Integrazione degli indicatori "FER usi finali" e "FER generazione elettrica" che indicano rispettivamente la quota dei consumi finali lordi di energia e la quota di generazione elettrica lorda coperti da FER per lo scenario BAU.
- Pagina 17: Integrazione degli indicatori "FER usi finali" e "FER generazione elettrica" che indicano rispettivamente la quota dei consumi finali lordi di energia e la quota di generazione elettrica lorda coperti da FER per lo scenario CEN.
- Pagina 18: Integrazione degli indicatori "FER usi finali" e "FER generazione elettrica" che indicano rispettivamente la quota dei consumi finali lordi di energia e la quota di generazione elettrica lorda coperti da FER per lo scenario DEC.
- Pagina 19: Integrazione degli indicatori "FER usi finali" e "FER generazione elettrica" che indicano rispettivamente la quota dei consumi finali lordi di energia e la quota di generazione elettrica lorda coperti da FER per lo scenario PNIEC.

