

Documento
di Descrizione
degli Scenari
2022



1. SOMMARIO

1. SOMMARIO	1
2. INDICE DELLE FIGURE	3
3. INDICE DELLE TABELLE	4
4. EXECUTIVE SUMMARY	7
5. CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO	11
5.1 Contesto regolatorio	11
5.2 Contesto normativo	12
6. INPUT E RIFERIMENTI METODOLOGICI.....	15
6.1 Framework di analisi.....	15
6.2 Richiamo alla catena modellistica	15
6.3 Input di scenario	17
6.3.1 Anno climatico di riferimento	17
6.3.2 Producibilità delle risorse rinnovabili	18
6.3.3 Aree potenzialmente idonee per il fotovoltaico	21
6.3.4 Contesto macroeconomico	22
6.3.5 Commodities	23
6.3.6 Capacità di interconnessione elettrica con l'estero	25
7. DATI DI SCENARIO	28
7.1 Linee guida a livello europeo	28
7.2 Scenari europei sviluppati da ENTSO-E ed ENTSOG.....	28
7.3 Descrizione degli scenari Snam-Terna del DDS 2022	29
7.4 Consumi finali per vettore energetico.....	33
7.4.1 Domanda energetica al 2030: FF55 vs. PNIEC	33
7.4.2 Domanda energetica al 2030 e 2040.....	33
7.5 Scenari del sistema elettrico	35
7.5.1 Fabbisogno di elettricità.....	35
7.5.2 Copertura del fabbisogno elettrico	39
7.5.2.1 Scenario Fit-for-55 2030.....	39
7.5.2.2 Confronto degli scenari Fit-for-55, Distributed Energy IT, Global Ambition IT e Late Transition.....	50
7.5.2.3 Approfondimenti modellistici sugli scenari	58

7.6 Scenari del sistema gas	64
7.6.1 Fabbisogno di gas	64
7.6.1.1. Situazione attuale	64
7.6.1.2. La domanda di gas al 2030	65
7.6.1.3. La domanda di gas al 2040	68
7.6.1.4. Domanda giornaliera di picco e off-peak	70
7.6.2 Offerta di gas	72
7.6.2.1. Situazione attuale	72
7.7 Emissioni CO₂ e ruolo della CCS.....	78
7.7.1 Emissioni CO ₂	78
7.7.2 Ruolo della CCS	79
7.8 Coerenza con gli scenari europei.....	81
7.8.1 Fabbisogno elettrico	81
7.8.2 Capacità installata elettrica	81
7.8.3 Capacità di interconnessione elettrica	82
7.8.4 Prezzi commodities	82
7.8.5 Anno climatico	83
7.8.6 Producibilità impianti FER	83
7.8.7 Domanda di gas	83
7.8.7.1 Anno di riferimento 2030	83
7.8.7.2 Anno di riferimento 2040	84

2. INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 – Catena modellistica del processo di costruzione degli scenari	16
Figura 2 – Processo di simulazione sistema elettrico	16
Figura 3 – Processo di simulazione domanda/offerta gas	17
Figura 4 – Producibilità impianti solari.....	19
Figura 5 – Produzione media oraria stagionale per 1,8 GW di solare e 1 GW di eolico, zona Sud (MWh).....	20
Figura 6 – Produzione mensile per 1,8 GW di solare e 1 GW di eolico, zona Sud (GWh)	21
Figura 7 – Schema del processo metodologico per l'individuazione delle aree potenzialmente idonee.....	22
Figura 8 – Capacità di interconnessione con i paesi confinanti al 2030 in GW	26
Figura 9 – Scenari e anni orizzonte.....	30
Figura 10 – Elementi caratterizzanti gli scenari DE e GA al 2040.....	32
Figura 11 – Usi energetici finali in Mtep per il consuntivo 2019 (senza ambient heat) e scenari al 2030 di Snam-Terna.	33
Figura 12 – Correlazione fra la variazione del PIL e la variazione del fabbisogno elettrico.....	36
Figura 13 – Evoluzione del fabbisogno elettrico dal 2000 al 2040 (TWh).	38
Figura 14 – Processo di pianificazione coordinata di rete, FER e accumuli.....	39
Figura 15 – Evoluzione bilancio elettrico scenario FF55.....	41
Figura 16 – Copertura mensile del fabbisogno nello scenario FF55.....	41
Figura 17 – Bilancio mensile dello scenario FF55	42
Figura 18 – Dettaglio evoluzione capacità FER (GW) e capacità totale accumuli (GWh) al 2030 nello scenario FF55	43
Figura 19 – Evoluzione capacità installata scenario FF55.....	46
Figura 20 – Evoluzione della capacità di trasporto (GW).....	47
Figura 21 – Flussi interzonal e scambi con l'estero nello scenario FF55	48
Figura 22 – Flussi interzonal diurni e notturni dello scenario FF55	49
Figura 23 – Evoluzione della capacità installata negli scenari (GW).....	51
Figura 24 – Evoluzione della ripartizione zonale degli impianti fotovoltaici (GW).....	52
Figura 25 – Evoluzione della capacità installata zonale di impianti eolici (onshore e offshore – GW)	53
Figura 26 – Evoluzione della capacità degli elettrolizzatori negli scenari (GW_el).....	54
Figura 27 – Evoluzione della capacità zonale degli elettrolizzatori negli scenari (GW_el)	55
Figura 28 – Evoluzione del mix di generazione – Risultati delle analisi di mercato (TWh)	56
Figura 29 – Ore equivalenti di utilizzo per la capacità cumulata termoelettrica – 2019 vs FF55 2030 (# ore, GW).....	59
Figura 30 – Carico residuo medio (MWh) e movimentazioni accumuli medie (%) per il 2030 ed il 2040.....	60
Figura 31 – Bilancio orario di una giornata tipo del mese di maggio 2030.....	61
Figura 32 – Curva di durata del curtailment scenario GA-IT 2040 (GW).....	62
Figura 33 – Prelievo elettrolizzatori collegati alla rete elettrica (TWh_el).....	63
Figura 34 – Stagionalità del prelievo degli elettrolizzatori nello scenario FF55 2030 (TWh)	63
Figura 35 - Domanda giornaliera massima di gas 2017-2021	65
Figura 36 - Domanda di picco inverno eccezionale 2030-2040	71
Figura 37 - Domanda off-peak: estate media 2030	72
Figura 38. EHB 2022-05 - Mappa dei “corridoi” di importazione di idrogeno al 2030.	77
Figura 39. Evoluzione della backbone di idrogeno prevista dallo studio EHB di Guidehouse	77
Figura 40 - Domanda gas naturale e biometano stimata in ambito europeo nel processo di definizione degli scenari TYNDP 2022 (DE e GA) a confronto con gli scenari Snam Terna (FF55, DE IT e GA IT)	84

3. INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 – Andamento delle variabili economiche e demografiche - anni 2019-2040.....	8
Tabella 2 – Principali valori degli scenari DDS22	9
Tabella 3 – Andamento delle variabili economiche e demografiche - anni 2019-2040.....	23
Tabella 4 – Prezzi forward e prezzi del TYNDP 2022 degli ENTSOs	24
Tabella 5 – Prezzi commodities negli scenari Snam-Terna	25
Tabella 6 – Consumi finali per vettore energetico, scenari FF55 2030, LT, Distributed Energy 2040 e Global Ambition 2040.....	34
Tabella 7 – Evoluzione del fabbisogno elettrico per gli scenari FF55 2030, LT, Distributed Energy 2040 e Global Ambition 2040 (TWh).	35
Tabella 8 – Driver incremento fabbisogno elettrico per lo scenario FF55 2030.	36
Tabella 9 – Driver incremento fabbisogno elettrico per lo scenario Distributed Energy 2040.....	37
Tabella 10 – Driver incremento fabbisogno elettrico per lo scenario Global Ambition 2040.....	37
Tabella 11 – Capacità nominale FER (GW) e capacità energetica accumuli (GWh) al 2030 nello scenario FF55.....	44
Tabella 12 – Capacità installata (GW).....	51
Tabella 13 – Dettaglio distribuzione capacità del solare fotovoltaico (GW).....	52
Tabella 14 – Dettaglio distribuzione capacità eolica (GW).....	53
Tabella 15 – Evoluzione della capacità energetica degli accumuli al netto dei pompaggi esistenti (GWh)	54
Tabella 16 – Dettaglio capacità degli elettrolizzatori (GW_el).....	55
Tabella 17 – Quota FER negli scenari 2030 e 2040	56
Tabella 18 – Dettaglio del bilancio elettrico (FF55, LT, DE, GA).....	57
Tabella 19 – Flussi transfrontalieri negli anni target (TWh).....	58
Tabella 20 – Variazione curtailment e ore di funzionamento elettrolizzatori al variare della loro capacità installata nello scenario GA-IT 2040	62
Tabella 21 - Domanda annua di gas 2017-2021	64
Tabella 22 - Domanda gas al 2030	66
Tabella 23 - GAS NATURALE: domanda al 2030	66
Tabella 24 - BIOMETANO: domanda al 2030	67
Tabella 25 - IDROGENO: domanda al 2030	68
Tabella 26 - domanda gas al 2040.....	68
Tabella 27 - GAS NATURALE: domanda al 2040	69
Tabella 28 - BIOMETANO: domanda al 2040	70
Tabella 29 - IDROGENO: domanda al 2040	70
Tabella 30 – Stima delle emissioni anno storico 2019 e anno previsionale 2030 per lo scenario di policy FF55	79
Tabella 31 – Fabbisogno elettrico stimato in ambito europeo nel processo di definizione degli scenari TYNDP 2022 (DE e GA) a confronto con gli scenari Terna/Snam (FF55, DE IT e GA IT) .	81
Tabella 32 – Confronto tra lo sviluppo di capacità Solare ed Eolica prevista in ambito europeo (DE e GA) e la capacità prevista negli scenari elaborati da Terna/Snam (FF55, DE IT e GA IT)	82

4.

Executive summary

4. EXECUTIVE SUMMARY

Il presente Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2022) rappresenta il risultato delle attività svolte da Snam e Terna per giungere ad una visione coerente delle possibili evoluzioni future del sistema energetico italiano e costituisce la base per la 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 consentito di mettere a fattor comune le competenze specifiche dei due operatori – nella consapevolezza che l'interazione tra i due settori sia al contempo complessa e fondamentale nel processo della transizione energetica – al fine di assicurare il raggiungimento dei target nella maniera più efficiente, efficace e socialmente equa. A tal proposito, la Legge Europea sul clima (rif. Regolamento UE 2021/1119) sancisce l'obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica ("Net Zero") entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

La transizione energetica è uno dei pilastri del progetto Next Generation EU; infatti, nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) sono stati stanziati quasi 40 miliardi per incrementare l'efficienza energetica, velocizzare la penetrazione del vettore elettrico ed aumentare l'utilizzo di fonti rinnovabili elettriche e di gas verdi (semplificando le procedure di autorizzazione per le energie rinnovabili, promuovendo l'agri-voltaico e il biometano nonché sviluppando le hydrogen valleys e le relative filiere).

Inoltre, la crisi energetica accentuata ancor di più dai recenti sviluppi geo-politici a seguito dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, ha messo al centro dell'attenzione l'evoluzione del sistema energetico futuro e la sua resilienza.

In questo contesto di evoluzione e incertezza, sono stati sviluppati gli scenari Snam-Terna.

Il processo di creazione degli scenari, durato quasi due anni, si è sviluppato su diversi cantieri (ciascuno dei quali ha avuto come obiettivo una specifica attività), che – con il supporto di numerosi tool di analisi, modelli e fonti dati – ha previsto: i) la definizione delle *storyline* e degli *input* degli scenari; ii) la previsione della domanda energetica per usi finali; iii) le analisi di mercato elettrico e gas e iv) la verifica del raggiungimento dei target di policy (negli scenari che li prevedono).

Gli scenari elaborati e descritti nel presente documento sono:

- uno scenario di policy al 2030 (cd. Fit-For-55);
- due scenari di policy al 2040 (cd. Distributed Energy e Global Ambition) il cui punto di partenza è il Fit-For-55;
- uno scenario contrastante a quello di policy (cd. Late Transition) sia al 2030 che al 2040

L'anno storico di riferimento adottato nel presente documento per i confronti numerici è il 2019; l'anno 2020 è stato infatti caratterizzato da una brusca riduzione contingente del fabbisogno a seguito dell'emergenza Covid (e quindi ha una limitata rappresentatività).

Lo scenario Fit-For-55 (FF55), scenario unico di *policy* al 2030, riguarda gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni comunitarie del 55% grazie ad una spinta verso l'elettrificazione e un incremento sostanzioso delle fonti rinnovabili. In particolare, si sviluppano sia le fonti rinnovabili elettriche che in questo scenario arrivano a coprire più del 65% del fabbisogno nazionale, sia i gas verdi che grazie alla produzione di biometano ed al contributo dell'idrogeno verde arrivano a coprire circa l'11 % della domanda di gas dello scenario. È inoltre previsto già al 2030 l'utilizzo di tecnologie di Carbon Capture, Utilization & Storage (CCUS) per iniziare il percorso di progressiva decarbonizzazione dei settori "*hard to abate*" con la cattura delle emissioni di processo e di combustione, quando necessario.

Lo scenario elettrico, inoltre, è elaborato in coerenza con alcuni nuovi vincoli normativi che richiedono da Terna una pianificazione di opere di rete urgenti sulla base della crescita attesa della

produzione FER e degli iter autorizzativi in corso (Dlgs. n. 199/2021, Art. 35) e la definizione del fabbisogno di nuova capacità accumulo in considerazione dell'evoluzione attesa delle FER non programmabili (Dlgs. n. 210/2021, Art. 18).

Gli scenari di sviluppo al 2040 Distributed Energy Italia (DE-IT) e Global Ambition Italia (GA-IT) sono scenari contrastanti tra loro e allineati alle *storyline* degli analoghi scenari elaborati a livello europeo dagli ENTSOs. Entrambi gli scenari, partendo dallo scenario FF55, definiscono degli obiettivi al 2040 non vincolanti ed intermedi verso il raggiungimento del Net Zero al 2050 (assenza di emissioni CO₂). Nello scenario GA-IT gli obiettivi di policy vengono raggiunti grazie all'azione congiunta del contenimento dei consumi, dello sviluppo di energie rinnovabili e all'utilizzo di CCU/S per la cattura delle emissioni di processo industriale e di combustione. In tale scenario la quota di termoelettrico programmabile rimane più elevata e le esigenze di contenimento delle emissioni del settore sono affidate all'utilizzo di combustibili verdi come biometano ed all'utilizzo della CCS. Nello scenario DE-IT, si ipotizza una penetrazione più spinta del vettore elettrico con conseguente necessità di una quantità più elevata di fonti rinnovabili non programmabili, di accumuli elettrici e di elettrolizzatori che contribuiranno a contenere l'*overgeneration*. Anche in tale scenario si ricorre alla tecnologia CCS per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione sebbene con un ruolo più marginale soprattutto per la cattura delle emissioni di combustione industriale e termoelettrica. Per gli scenari di sviluppo al 2040 descritti in questo documento non sono stati previsti ulteriori incrementi della capacità di transito rispetto al risultato ottimizzato del FF55.

Lo scenario Late Transition (LT), elaborato sia al 2030 che al 2040, raggiunge i target europei di contenimento delle emissioni con diversi anni di ritardo (5-10 anni). Tale scenario è allineato allo scenario National Trend Italia per quanto riguarda i consumi degli usi finali, lo sviluppo dei gas verdi e la capacità delle FER elettriche installate ma considera un'allocazione di queste ultime coerente alle richieste di connessione ricevute da Terna¹.

Tutti gli scenari si radicano all'interno dello stesso contesto macroeconomico, con una crescita costante del PIL e un calo demografico.

	2019-25	2026-30	2031-40
PIL (CAGR)²	1.1%	0.8%	0.3%
Popolazione (mln)³	60,3	60,1	59,7

Tabella 1 – Andamento delle variabili economiche e demografiche - anni 2019-2040

¹ Il tema è stato introdotto nel documento "Evoluzione Rinnovabile", allegato al PdS 2021 di Terna

² Fonte PIL, tasso inflazione e tasso di cambio: rielaborazione della Baseline September 2021 di Moody's

³ Rielaborazione della previsione popolazione Istat aprile 2021

	2019	2030		2040		
	Consuntivo	FF55	LT	DE-IT	GA-IT	LT
FABBISOGNO DI ELETTRICITA' (TWh)	320	366	331	418	396	389
<i>di cui CONSUMI PER PRODUZIONE H2</i>	-	9	-	18	16	9
GENERAZIONE FER (TWh)	113	239	187	325	302	244
<i>di cui SOLARE</i>	23	101	69	157	138	102
<i>di cui EOLICO</i>	20	68	46	108	99	71
GENERAZIONE TERMOELETTRICA NETTA (TWh)	169	80	96	49	53	99
<i>di cui GAS</i>	138	75	91	46	50	94
SALDO IMPORT/EXPORT (TWh)	38	52	54	54	49	51
CAPACITA' INST.FER (GW)	55	122	91	175	160	123
<i>di cui SOLARE</i>	21	75	52	114	102	75
<i>di cui EOLICO</i>	11	27	19	42	39	28
CAPACITA' INST. ACCUMULI (GWh)⁴	1	95	50	175	144	71
CAPACITA' INST. ELETTROLIZZATORI (GW)	-	5	-	12	8	5
DOMANDA DI METANO (TWh @ PCS 10,58 kWh/m3)⁵	789	700	653	561	629	714
<i>di cui GAS NATURALE</i>	788	620	641	375	393	599
<i>di cui BIOMETANO</i>	1	57	11	109	109	74
<i>TERMOELETTRICO (INCLUSO CALORE DERIVATO E CALORE DIRETTO)</i>	329	231	243	177	182	285
<i>USI FINALI ENERGETICI</i>	427	413	377	278	290	351
<i>USI FINALI NON ENER, ALTRI USI, PERDITE E BUNKERAGGI</i>	33	35	32	30	30	36
DOMANDA DI IDROGENO (TWh @ PCS 10,58 kWh/m3)	-	23	1	77	127	41
PICCO DI DOMANDA GAS (GWh/giorno)	4.169	4.762	4.373	3.830	3.947	4.582
<i>di cui GAS NATURALE E BIOMETANO (GWh/giorno)</i>	4.169	4.698	4.370	3.619	3.598	4.455
<i>di cui IDROGENO(*) (GWh /giorno)</i>	-	63	3	212	349	127

(*) valore annuale medio

Tabella 2 – Principali valori degli scenari DDS22

⁴ La tabella esclude la capacità di accumulo data dai pompaggi esistenti

⁵ Per il gas i valori in kWh, e suoi multipli sono sempre espressi a Potere Calorifico Superiore (PCS), pertanto, in accordo con la convenzione adottata da ENTSOs 1 m3 corrisponde a 10,58 kWh



5. CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO

5.1 Contesto regolatorio

Il presente documento di descrizione degli scenari 2022 (nel seguito DDS 2022), redatto da Terna e Snam ai sensi delle delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas, descrive gli scenari di riferimento propedeutici all'elaborazione del piano di sviluppo nazionale della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica e della rete di gas naturale.

Come disposto dalla delibera 65/2022/R/COM, anche per garantire maggiore allineamento e coerenza tra gli scenari europei (pubblicati ad aprile 2022) e gli scenari nazionali, la pubblicazione di questa edizione del DDS 2022 è stata prevista dall'Autorità entro il 31 luglio⁶ e con il coinvolgimento, nella fase di predisposizione del rapporto, delle principali imprese distributrici e associazioni di categoria del settore elettrico e del gas avvenuto tramite due specifiche sessioni di lavoro svolte nei mesi di aprile e luglio.

In coerenza con le precedenti versioni, il DDS 2022 contiene i dati e le informazioni richiesti per la predisposizione dei Piani di Sviluppo rispettivamente della rete di trasmissione elettrica e della rete del trasporto del gas e per lo svolgimento delle analisi costi-benefici sugli interventi contenuti nei Piani di sviluppo, come indicato negli allegati A alle delibere 627/16/R/eel (e s.m.i.) e 468/18/R/gas (e s.m.i.) riportando, in particolare, i seguenti elementi informativi:

- per il settore della trasmissione elettrica:
 - le ipotesi relative all'evoluzione macroeconomica e all'intensità elettrica (vd 6.3.4)
 - 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 degli ENTSOs (vd 7.4);
 - 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 (vd 7.5.2);
 - le ipotesi relative ai prezzi dei combustibili e della CO₂ (vd 6.3.5);
 - 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, 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 (Capitolo 7);
 - le ipotesi riguardanti gli scambi di energia elettrica con sistemi esterni al perimetro dello studio (vd 7.5.2.2.3);
 - 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 (vd 7.8)

⁶ in deroga alle deliberazioni 627/16/R/eel (e s.m.i.) e 468/2018/R/gas (e s.m.i.).

- le risultanze di attività di pianificazione 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 (vd 7.5);
- 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), tenuto 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 (vd Capitolo 7)
 - l'indicazione dei criteri utilizzati per l'elaborazione di tali scenari (vd. Capitolo7);
 - gli anni oggetto di studio, tenuto conto della maggiore disponibilità e confrontabilità di dati e previsioni per i cosiddetti anni fissi, e in coerenza con il TYNDP di ENTSG;
 - 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 (vd Capitolo 7).
 - analisi della coerenza degli scenari del Piano con gli scenari utilizzati nel TYNDP di ENTSG e, nel caso di approcci o ipotesi differenti, la giustificazione di tali differenze (vd. 7.8)

5.2 Contesto normativo

Nella predisposizione del presente documento sono altresì stati considerati i Decreti Attuativi delle Direttive EU sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Direttiva RED II⁷) e sul mercato interno dell'energia elettrica (Direttiva UE Mercato Elettrico⁸). In particolare, il decreto legislativo 8 novembre 2021 n.199⁹ (di seguito Decreto RED II) recepisce la Direttiva (UE) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (parte del Clean Energy Package) fornendo, inoltre, un quadro normativo per l'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (di seguito PNRR) coerente con gli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (di seguito PNIEC) in materia di promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Il Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n.210 recepisce invece gli indirizzi definiti nella Direttiva (UE) relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (parte del Clean Energy Package).

Per quanto di maggiore interesse i sopraccitati decreti prevedono:

Per il settore elettrico:

- l'individuazione di meccanismi di sostegno alla realizzazione di nuovi impianti FER tra cui lo svolgimento di nuove aste (impianti >1MW) prevedendo l'individuazione di contingenti

⁷ Direttiva (UE) 2018/2001

⁸ Direttiva (UE) 2019/944

⁹ Attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Direttiva RED II)

- di potenza differenziati per favorire le sinergie con lo sviluppo del sistema elettrico e le aree idonee all'installazione delle FER (Art. 6, Decreto RED II);
- la definizione di principi e criteri per individuare le cosiddette aree idonee con il fine di velocizzare e semplificare il processo autorizzativo e di un meccanismo di burden sharing fra Regioni e Province autonome della potenza installata (Art. 20, Decreto RED II);
 - che Terna, sulla base della crescita attesa della produzione FER e degli iter autorizzativi in corso, elabori una specifica pianificazione di opere di rete urgenti, finalizzate al raggiungimento degli obiettivi del PNRR al 2025 nonché di quelli aggiuntivi derivanti dall'innalzamento degli obiettivi europei al 2030, anche con riguardo alla tecnologia off-shore (Art. 35, Decreto RED II);
 - la realizzazione di nuovi sistemi di accumulo per massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (Art.18, Decreto Direttiva Mercato);
 - l'identificazione da parte di Terna del fabbisogno di nuova capacità di accumulo entro giugno 2022 in considerazione dell'evoluzione attesa delle FER non programmabili, anche in relazione alle richieste di connessione, e agli sviluppi di rete e delle esigenze di esercizio del sistema (Art.18, Decreto Direttiva Mercato).

Per il settore gas:

- un obiettivo minimo del 30% come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, prevedendo un sotto-obiettivo di incremento annuo dell'1,3% per riscaldamento e raffrescamento, e il raggiungimento al 2030 del 16% di fonti rinnovabili sul totale di carburanti immessi in consumo (benzina, gasolio, gas naturale) – (Art.3, Decreto FER II);
- l'ottimizzazione e la semplificazione del procedimento autorizzativo per le interconnessioni alla rete gas per impianti di biometano e altri gas rinnovabili ivi compreso idrogeno, anche in miscela;
- l'incentivazione per il biometano tramite tre canali: FER per cogenerazione ad alto rendimento, Certificati di Immissione in Consumo (CIC) e altri incentivi specifici;
- la conversione degli impianti esistenti per la produzione e utilizzazione di biogas in impianti per produzione di biometano.

Sono stati inoltre considerati gli indirizzi definiti

- nella bozza del nuovo Decreto di incentivazione al biometano, già notificato alla Commissione Europea, che ha l'obiettivo di fornire il perimetro di applicazione delle misure del PNRR coerentemente con gli obiettivi del PNIEC in materia di promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. In particolare, la bozza di Decreto definisce gli incentivi alla produzione di biometano immesso in rete (incluso il bio-GNL) per tutti gli usi (trasporto e usi finali) ottenuto da: i) nuovi impianti (agricoli e FORSU); ii) riconversione degli impianti a biogas agricoli esistenti; iii) impianti già autorizzati e cantierizzati ma non ancora entrati in esercizio (retroattività).
- nelle linee guida per la strategia nazionale Italiana per l'idrogeno, che definisce le prospettive minime di avvio della filiera dell'idrogeno per la completa decarbonizzazione dei consumi energetici e dei processi produttivi
- nel PNRR che prevede 2,5 Gm3 di biometano in rete per usi finali prodotto da nuovi impianti e da conversione di impianti a biogas per la produzione elettrica (circa 1000 MW), oltre ad investimenti per hydrogen valleys, idrogeno nei trasporti e nei settori hard-to-abate, ricerca e sviluppo, gigafactories e filiera.

6.

Input e riferimenti metodologici

6. INPUT E RIFERIMENTI METODOLOGICI

6.1 Framework di analisi

L'obiettivo del gruppo di lavoro Snam-Terna è l'elaborazione degli scenari energetici nazionali di medio e lungo termine, secondo le disposizioni dell'ARERA riportate nel Capitolo 5.

Gli scenari presentati in questo documento coprono un orizzonte temporale fino al 2040, anche in considerazione delle disposizioni relative allo svolgimento delle Analisi Costi Benefici sugli interventi contenuti nei piani di sviluppo delle reti elettriche e gas. Gli anni orizzonte scelti sono il 2030 e 2040, in coerenza con gli scenari alla base del TYNDP 2022 sviluppati dagli ENTSOs e costruiti (nel caso degli scenari di policy) per il raggiungimento degli obiettivi europei di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 e di *Carbon Neutrality* al 2050.

Nonostante gli scenari Snam-Terna siano focalizzati su una visione nazionale dell'impatto della transizione energetica, il modello di simulazione considera anche le scelte energetiche dei Paesi europei (confinanti e non) che possono influenzare il sistema energetico italiano.

Tali Paesi, quindi, sono modellati considerando i principali input degli scenari elaborati a livello europeo ENTSO-E e ENTSG (i.e. evoluzione della capacità installata, domanda elettrica, domanda idrogeno, domanda e produzione di gas naturale e biometano).

6.2 Richiamo alla catena modellistica

Il primo passo per la costruzione degli scenari è la definizione delle *storylines*, che forniscono una descrizione qualitativa, ma vincolante, della possibile evoluzione socio-economica, tecnologica e ambientale di uno scenario.

Le *storylines* sono quindi alla base sia delle scelte di approccio per lo sviluppo degli scenari (i.e. *bottom-up vs top-down*¹⁰) sia dei principali driver di sviluppo (misure di contenimento dei consumi, logiche di riduzione delle emissioni, etc).

Per fornire un set esaustivo di possibili evoluzioni del sistema energetico, ad ogni *storyline* è associato uno scenario. In particolare, gli scenari di tipo *top-down* hanno un processo iterativo di definizione dei parametri di modello e conseguente verifica del raggiungimento dei target di policy e/o di riferimento.

A valle della definizione delle *storylines*, la costruzione di uno scenario presuppone una metodologia di analisi, di tipo sequenziale, supportata da una catena modellistica. Tale sequenza di modelli permette la mappatura di ogni passaggio dello studio attraverso software di analisi dedicati, garantendo coerenza tra le varie fasi attraverso un meccanismo di input/output tra i diversi moduli.

La catena modellistica è sinteticamente rappresentata nel seguente schema (Figura 1).

¹⁰ Uno scenario si dice di tipo *bottom-up* se la sua costruzione parte da logiche predittive regressive e meccanismi di switching tecnologico di tipo *technology driven* basati anche sul merito economico. Uno scenario si dice invece *top-down* se è caratterizzato da meccanismi di switching tecnologico di tipo *technology-pull*, ovvero prevede la diffusione di tecnologie in funzione del raggiungimento di specifici target, con eventuali iterazioni a tal fine.

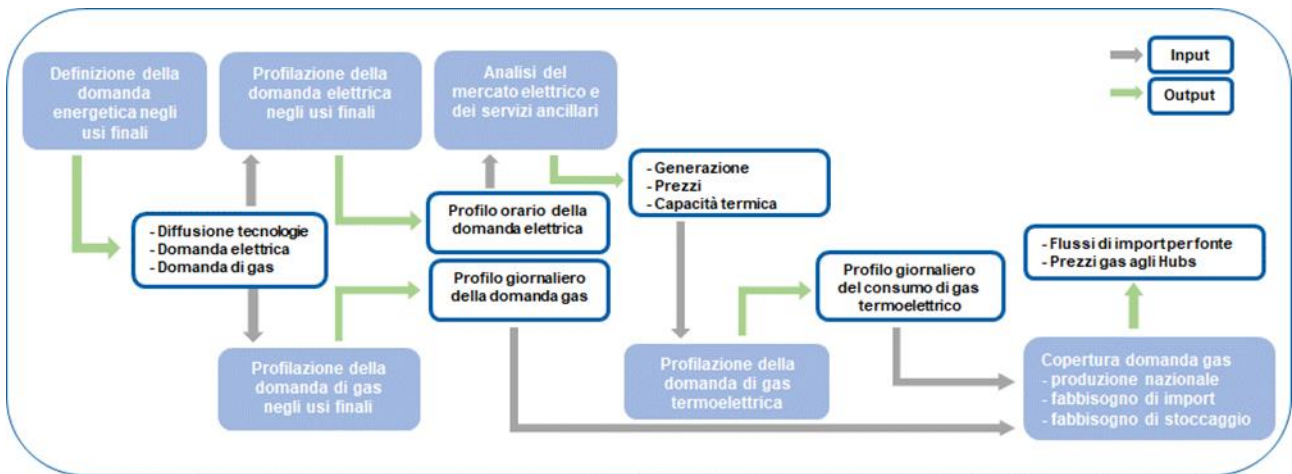


Figura 1 – Catena modellistica del processo di costruzione degli scenari

Le variabili macroeconomiche dello scenario e i target di policy (es. standard di emissioni per autovetture, obblighi di efficientamento) determinano l'evoluzione della domanda energetica per ogni settore (i.e. industriale, civile, terziario, etc) a livello nazionale. La domanda energetica comprende tutti gli usi finali: elettrico, gas, altri combustibili non rinnovabili ed altri combustibili rinnovabili.

Partendo dalla domanda elettrica annuale negli usi finali, dai profili orari storici di consumo e dalla diffusione attesa delle nuove tecnologie elettriche (essenzialmente auto elettriche, pompe di calore e cottura ad induzione) viene costruito un profilo orario atteso della domanda elettrica per tutte le zone di mercato e le 8.760 ore dell'anno. Il profilo viene poi fornito in input alle analisi di mercato al fine di determinare il mix di generazione orario in grado di soddisfare il fabbisogno elettrico al minimo costo di sistema, garantendone contestualmente la dispacciabilità (rispetto dei vincoli di riserva, sicurezza e risoluzione delle congestioni intrazonali).

Come riportato in maggior dettaglio nel seguente schema (Figura 2) la simulazione del mercato elettrico (MGP) viene effettuata su un perimetro europeo, perché deve necessariamente estendersi sia ai paesi confinanti che a quelli non confinanti, le cui scelte energetiche possono avere un'influenza sul sistema italiano. In questo modo si ha una corretta rappresentazione dei flussi di scambio alle frontiere italiane.

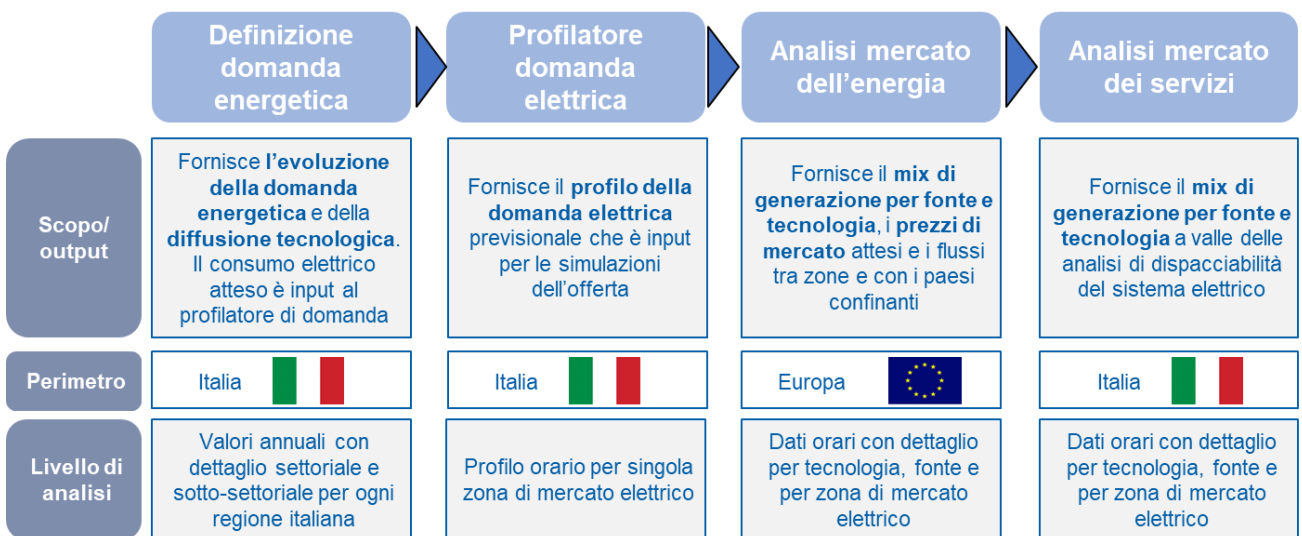


Figura 2 – Processo di simulazione sistema elettrico

Analogamente per il gas, partendo dalla domanda di gas negli usi finali, dai profili orari storici di consumo e dalla diffusione attesa delle tecnologie a gas viene costruito il profilo giornaliero della domanda gas per gli usi finali tenendo anche in considerazione l'evoluzione tecnologica

caratteristica di ogni settore privilegiando l'affermarsi delle tecnologie a minore emissione e a maggior efficienza. La domanda giornaliera di gas per termoelettrico viene invece ottenuta dai risultati di generazione del mercato elettrico per ogni scenario e anno studio. Definita quindi la domanda totale di gas come somma della domanda di gas negli usi finali e nel termoelettrico si elabora il fabbisogno di importazione e, attraverso un modello di ottimizzazione dei flussi europei, si ottengono la copertura della domanda gas per fonte e le indicazioni sui differenziali di prezzo del gas tra gli hubs.

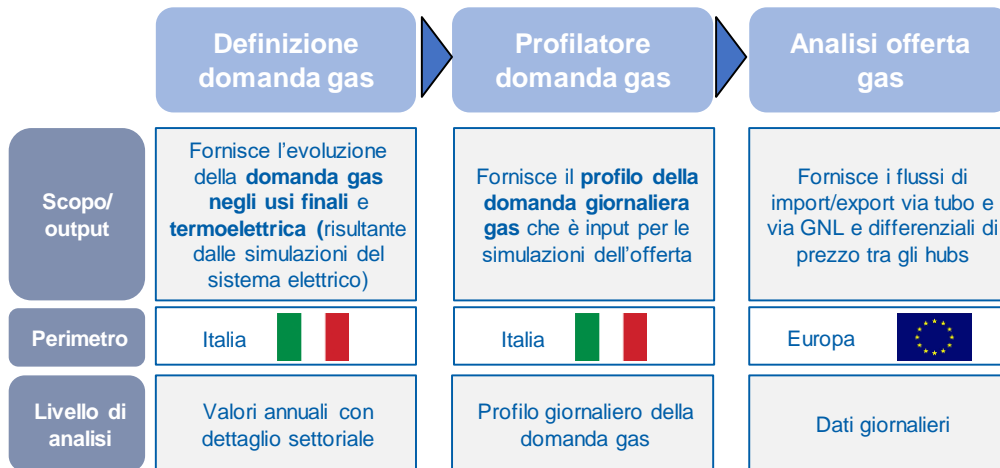


Figura 3 – Processo di simulazione domanda/offerta gas

6.3 Input di scenario

Nel seguito sono descritti gli input e le relative assunzioni per la definizione degli scenari:

- Anno climatico di riferimento
- Producibilità delle risorse rinnovabili
- Aree potenzialmente idonee per il fotovoltaico
- Contesto macroeconomico (PIL, Popolazione, Componenti famiglia, Tasso di inflazione e Tasso di cambio)
- Commodities
- Limiti di transito con l'estero

6.3.1 Anno climatico di riferimento

Per le simulazioni del sistema energetico è necessaria una scelta efficace di un insieme di parametri meteo coerenti tra di loro, che impattano su grandezze chiave degli scenari. Tali parametri meteo sono definiti in base agli anni climatici storici del Pan-European Climate Database (38 anni in totale), che definiscono anche la loro possibile contemporaneità. A titolo esemplificativo si ricorda che le variabili come temperatura, irraggiamento e ventosità influenzano sia il fabbisogno di energia (e.g. per riscaldamento e raffrescamento) che la producibilità degli impianti a fonte rinnovabile e che una giornata piovosa generalmente non può coesistere con un elevato irraggiamento. La scelta dell'anno climatico ha un impatto non trascurabile sui risultati delle simulazioni del sistema energetico.

Attraverso il metodo di clusterizzazione è possibile scegliere un anno climatico rappresentativo dello scenario. A partire da un dataset iniziale che comprende gli anni climatici dal 1982 al 2019, è stata

effettuata una clusterizzazione usando l'algoritmo *k-means*¹¹. Tale analisi prende in considerazione il carico residuo di ogni anno climatico ed individua l'anno climatico cosiddetto medio.

Negli scenari europei degli ENTSOs gli anni climatici identificati come medi sono il 1995, 2008 e 2009. È importante sottolineare che questa selezione di anni climatici è un risultato di una clusterizzazione che considera l'insieme di tutti i paesi simulati, dal Portogallo alla Finlandia, dalla Gran Bretagna alla Turchia. Per gli scenari descritti in questo documento, l'analisi di clusterizzazione è stata applicata al perimetro nazionale. Utilizzando la stessa metodologia europea è stato individuato l'anno climatico medio per l'Italia: il 2010, che è quindi stato scelto per le analisi sugli scenari presentati in questo documento¹².

6.3.2 Producibilità delle risorse rinnovabili

Per quanto riguarda la producibilità delle fonti rinnovabili, si è fatto riferimento al Pan-European Climate Database (PECD) e ai database degli ENTSOs utilizzati per la costruzione degli scenari europei. I database degli ENTSOs riportano, relativamente all'Italia, le producibilità medie per zona di mercato per tecnologia: solare, eolico onshore ed eolico offshore. Tuttavia, non distinguono fra il solare su tetto e quello a terra.

Per quanto riguarda l'eolico, sono stati utilizzati i profili del PECD per l'offshore, mentre è stata necessaria una loro rielaborazione per l'onshore. Le modifiche hanno permesso di differenziare il profilo di producibilità tra le seguenti tipologie:

- Impianti esistenti al 2019;
- Impianti nuovi che entrano in esercizio nel periodo 2020-2030;
- Impianti nuovi che entrano in esercizio nel periodo 2030-2040.

Il profilo utilizzato per gli impianti onshore, infatti, tiene conto dell'evoluzione tecnologica fornita nel database ENTSOs: gli impianti più nuovi hanno una producibilità maggiore poiché varia l'altezza delle pale eoliche e la tecnologia risulta più performante.

Relativamente alla producibilità del solare, il PECD fornisce un solo profilo per zona di mercato. Data la rilevanza che la tecnologia solare ha per l'Italia al 2030 e al 2040 e la differenza di producibilità che storicamente si è riscontrata e che ci aspetta per il futuro tra le varie tipologie di solare (fotovoltaico su tetto, impianti di grande taglia a terra con struttura fissa, impianti dotati di inseguimento) si è deciso di effettuare un'analisi ad hoc che portasse alla definizione di profili di producibilità zonali che tenessero conto delle specifiche tipologie di installazione¹³.

I profili di producibilità che sono stati utilizzati negli scenari sviluppati per il presente documento sono di tre tipologie:

- solare fotovoltaico su tetto;
- solare a terra con struttura fissa;
- solare a terra con struttura dotata di inseguimento monoassiale di tipo HSAT¹⁴.

¹¹ *K-means* è un algoritmo che permette di suddividere un insieme di elementi (nel nostro caso di anni climatici) in gruppi sulla base delle caratteristiche (temperatura, piovosità, ventosità, irraggiamento). L'algoritmo minimizza in maniera iterativa la varianza intra-gruppo individuando un centroide. Il 2010 è risultato l'anno climatico più vicino al centroide calcolato dall'algoritmo.

¹² Per maggiori dettagli sull'algoritmo di clusterizzazione utilizzato si fa riferimento al paper tecnico "Long Term Scenarios: Optimal Selection of a Representative Set of Climatic Years for the Simulation of the National Electricity System", sviluppato dal Politecnico di Bari in collaborazione con Terna e presentato alla 2022 IEEE 21st Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON) di Palermo.

¹³ Analisi condotta nell'ambito dello studio "Studio di producibilità del fotovoltaico in Italia" effettuato con il supporto di Milano Multiphysics.

¹⁴ Horizontal Single Axis Tracker: sistema ad inseguimento monoassiale su asse orizzontale.

Questi profili sono stati creati con l'ausilio di un tool sviluppato in Python. Lo strumento processa i dati dell'ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts), gli stessi che sono alla base del PECD degli ENTSOs, in particolare i dati di irraggiamento, temperatura, ventosità e pressione per gli anni climatici 1982-2020. Attraverso la libreria *pvl* di Sandia National Laboratories il codice costruisce i profili di producibilità per le diverse tipologie di installazione. Il tool permette anche di tenere in considerazione la tipologia di pannelli utilizzata (monocristallina, policristallina o bifacciale) con pesi specificabili per ogni tipologia di impianto, facendo leva sulle anagrafiche tecniche degli impianti nella disponibilità di Terna (GAUDI, Metering, etc.).

Per le nuove installazioni di solare a terra al 2030 si è ipotizzato che il 60% sia rappresentato da strutture con inseguimento monoassiale Est-Ovest e che tale percentuale aumenti fino all'80% per le nuove installazioni al 2040.

Il grafico in Figura 4 riporta i risultati del tool e mostra un confronto sia con i dati storici che con quelli degli ENTSOs.

Nella parte di sinistra sono riportati i range di producibilità per il solare determinati con il tool (blu scuro) e quelle fornite dal PECD degli ENTSOs (azzurro chiaro), sempre per l'anno climatico 2010. Il range mostra la variabilità tra le diverse zone di mercato nelle quali il minimo è rappresentato da Nord e Centro Nord, mentre il massimo corrisponde alle zone del Sud e isole.

La parte centrale del grafico riporta invece il dato storico di producibilità per due regioni esemplificative¹⁵: la Lombardia per il Nord e la Puglia per il Sud. La più bassa producibilità degli impianti al Nord dipende da due fattori: da un lato la maggior parte degli impianti in Lombardia è rappresentata da impianti fotovoltaici su tetto che non sempre sono installati nel modo ideale (es. esposizione verso sud, perdite per ombreggiamenti), dall'altro la presenza di una notevole differenza dell'irraggiamento solare tra il nord ed il sud del Paese.

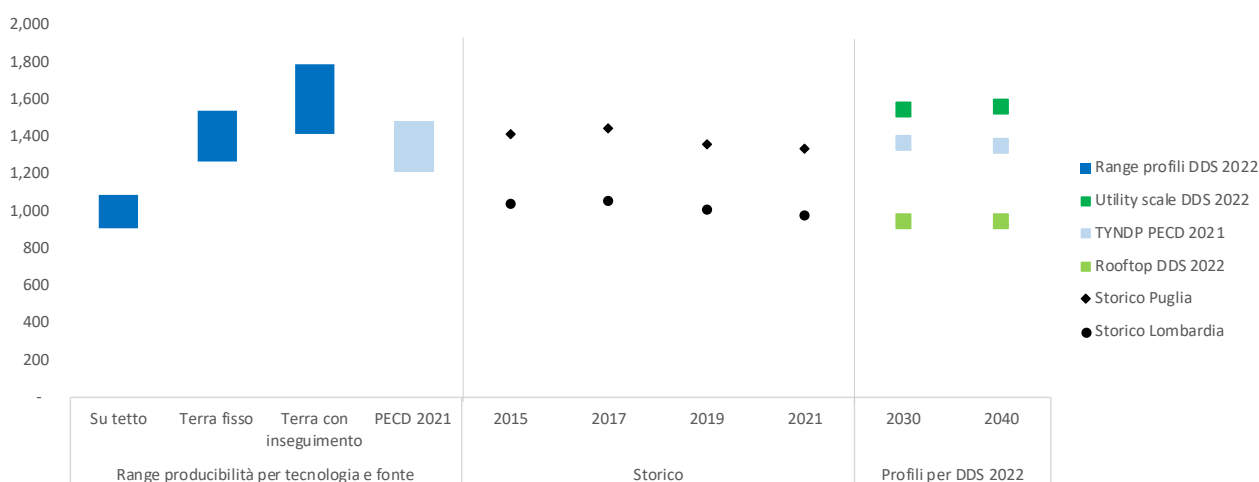


Figura 4 – Producibilità impianti solari

La parte destra del grafico mostra invece la producibilità nazionale per gli impianti nuovi per gli anni 2030 e 2040 utilizzata per gli scenari descritti in questo documento e ottenuta come media pesata sulla nuova capacità delle producibilità zionali sia per fotovoltaico su tetto (verde chiaro) che per impianti solari di grande taglia con e senza inseguimento (verde scuro). Questi possono essere confrontati con i valori di producibilità che si sarebbero ottenuti utilizzando i profili di produzione forniti nel PECD 2021 che non sono invece differenziati per tipologia di impianto.

¹⁵ Dato estratto dal Rapporto statistico sul solare fotovoltaico 2021 pubblicato dal GSE. Il dato si riferisce alle ore di utilizzazione degli impianti entrati in esercizio entro la fine dell'anno precedente.

L'analisi svolta sui profili di producibilità del solare in Italia conferma l'importanza, ai fini modellistici, di differenziare il profilo di produzione per le varie tipologie di impianto. I risultati ottenuti mostrano come le differenze siano anche molto ampie: **1 MW di fotovoltaico a terra installato al Sud riesce a produrre, a livello annuale, quasi il doppio di 1 MW installato su tetto al Nord**. Nella definizione di uno scenario di lungo termine è quindi importante considerare questo tipo di variabilità oltre ad altri elementi quali i costi di installazione e la capacità del sistema di integrare nuova capacità rinnovabile. Particolare rilevanza assume la definizione del mix di tecnologie fotovoltaiche: considerando la grande differenza esistente tra piccoli impianti su tetto e grandi impianti a terra con inseguimento non solo – come appena mostrato – in termini di producibilità, ma anche in termini di costo unitario associato alle ovvie economie di scala, ne consegue una differenza di quasi un ordine di grandezza sul costo finale dell'energia prodotta tra le due soluzioni tecnologiche.

Oltre alla tipologia di impianto, un ulteriore elemento particolarmente importante per la pianificazione di uno scenario di lungo termine è rappresentato dalla combinazione di nuova capacità solare ed eolica ipotizzata, data la presenza di una importante complementarità tra i profili di produzione delle due fonti. Come viene evidenziato nelle due figure che seguono, le due risorse presentano profili di produzione molto diversi tra loro e fortemente complementari. La giusta diversificazione di fonti rinnovabili è un fattore molto importante nella pianificazione energetica di lungo termine che, se opportunamente valutata, può consentire il raggiungimento dei target di decarbonizzazione ad un costo complessivo inferiore rispetto a quello di opzioni scenaristiche fortemente sbilanciate verso una sola delle due risorse.

A titolo esemplificativo, la curva di produzione media oraria nelle diverse stagioni per 1,8 GW¹⁶ di solare utility e due impianti eolici¹⁷ da 500 MW (500 MW di onshore e 500 MW di offshore) localizzati al sud è riportata in Figura 5. In estate e in primavera, quando la produzione solare è maggiore, l'eolico produce di meno; il contrario avviene in inverno e autunno. Inoltre, la produzione solare segue la classica campana (produzione nulla nelle ore serali e notturne, aumenta nelle ore centrali del giorno e raggiunge il picco massimo tra le 11 e le 12) mentre l'eolico mostra un andamento più regolare (la produzione eolica è normalmente caratterizzata da fronti di vento abbastanza costanti della durata di più giorni seguiti da periodi di scarsità della risorsa, sostanzialmente privi della ciclicità giornaliera tipica della radiazione solare ad eccezione delle installazioni basate sui regimi di brezza che nel nostro paese sono piuttosto rare).

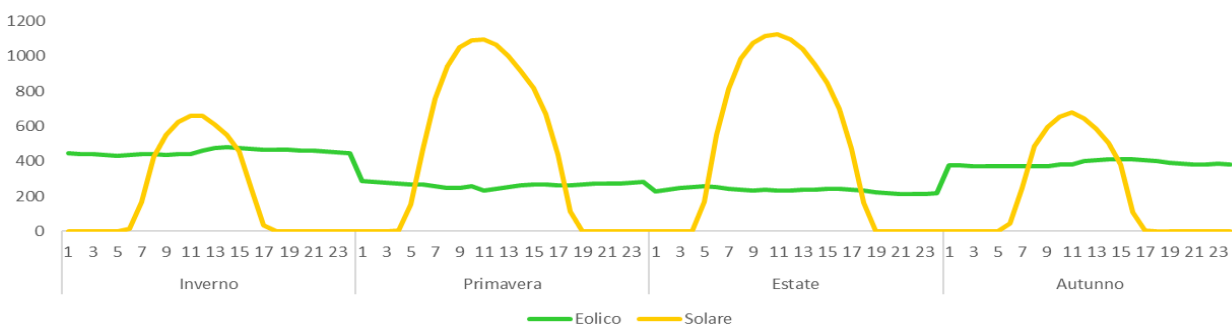


Figura 5 – Produzione media oraria stagionale per 1,8 GW di solare e 1 GW di eolico, zona Sud (MWh)

La Figura 6 mostra invece la produzione nei diversi mesi dell'anno. Per quanto riguarda il solare, la produzione presenta valori più alti nei mesi estivi con il picco nel mese di luglio e il valore più basso a gennaio, al contrario l'eolico presenta l'andamento inverso, con valori più alti nei mesi invernali e più bassi in estate, con valore minimo a luglio e massimo a gennaio. La linea nera, che rappresenta

¹⁶ La quantità installata, esclusivamente a titolo esemplificativo, è stata scelta per avere la stessa producibilità annua di eolico e solare.

¹⁷ Profili al 2040, anno climatico 2010

il totale della produzione di eolico e solare, rimane invece quasi costante durante tutto l'anno evidenziando la complementarità delle due fonti.

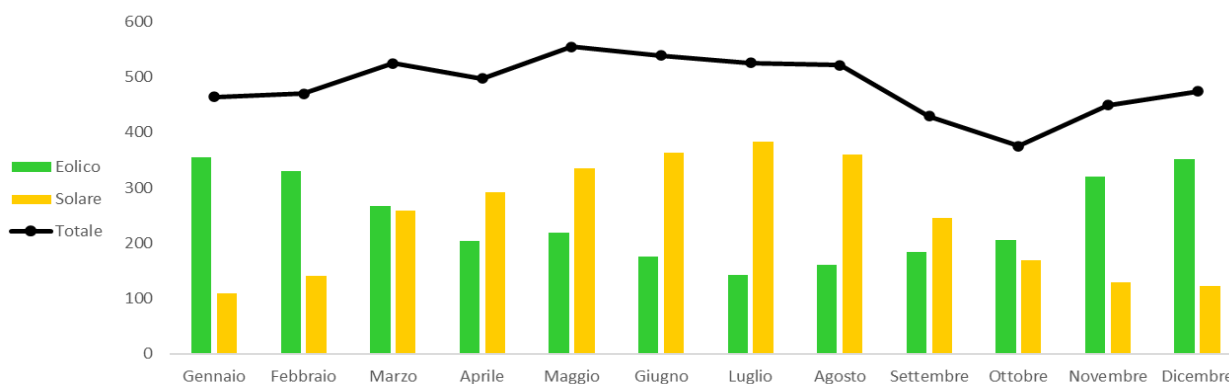


Figura 6 – Produzione mensile per 1,8 GW di solare e 1 GW di eolico, zona Sud (GWh)

6.3.3 Aree potenzialmente idonee per il fotovoltaico

Per la costruzione degli scenari, e del FF55 in particolare, al fine di considerare anche la fattibilità tecnica di sviluppo delle rinnovabili, riveste particolare importanza la definizione delle aree idonee all'installazione delle RES. Nelle more della definizione delle aree idonee da parte delle Regioni, dato che le tempistiche non sono compatibili con la redazione del presente documento, Terna ha svolto uno studio¹⁸ con l'obiettivo di valutare il potenziale installabile, in particolare per la nuova capacità di generazione solare fotovoltaica.

A partire dalle linee guida per la definizione di aree potenzialmente utilizzabili per lo sviluppo di impianti rinnovabili nelle diverse regioni¹⁹, si sono considerati vincoli morfologici, vincoli normativi nazionali/regionali e le classi di uso del suolo per ottenere una stima delle "aree non escluse".

Nella Figura 7 viene raffigurato il processo metodologico utilizzato:

¹⁸ L'analisi è stata condotta nell'ambito dello studio "Stima della superficie potenziale per impianti fotovoltaici" in collaborazione con Agros

¹⁹ Per l'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti Rinnovabili sono stati considerati anche le ultime versioni dei Programmi Energetici Ambientali Regionali (PEAR) regionali

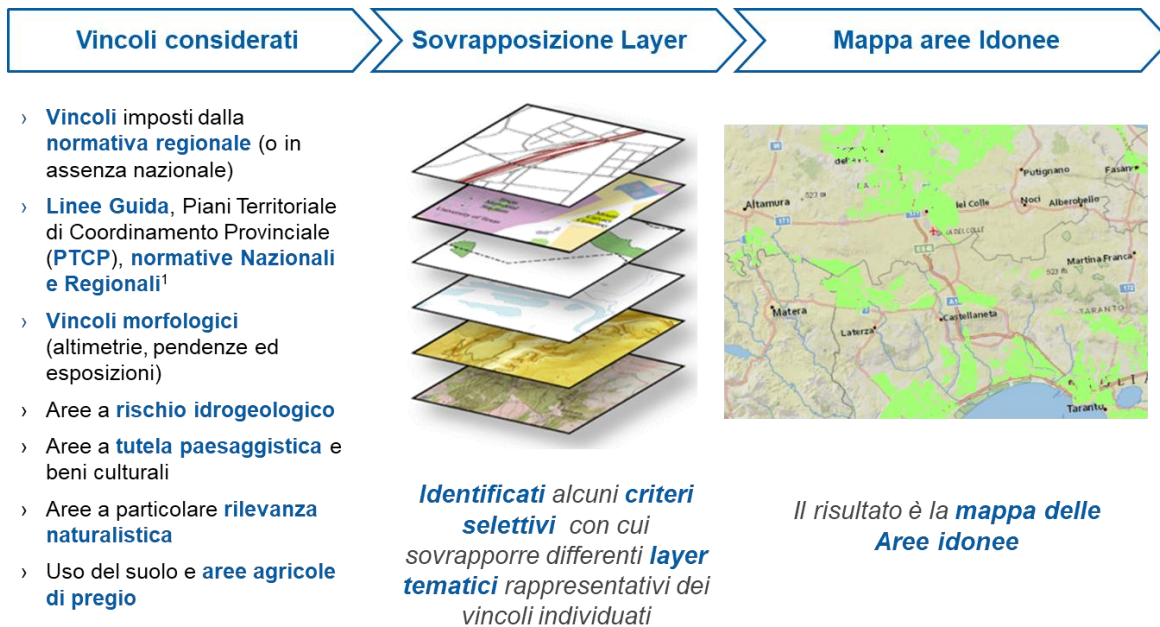


Figura 7 – Schema del processo metodologico per l'individuazione delle aree potenzialmente idonee

Scopo di tale studio non è certamente quello di sostituirsi al ruolo assegnato ai decisori politici locali e nazionali, quanto quello di poter verificare – al meglio delle informazioni disponibili al momento della predisposizione delle analisi – l'effettiva potenziale disponibilità di superfici compatibili con le ipotesi di scenario predisposte.

Dallo studio è emerso che dei circa 30 milioni di ettari del territorio italiano, circa il 27% rappresenta aree potenzialmente idonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra. I volumi di fotovoltaico considerati in tutti gli scenari, seppur in assoluto rilevanti, risultano ampiamente compatibili con le aree potenzialmente idonee stimate come descritto, anche per le zone di mercato dove si ipotizza la maggiore densità realizzativa. A mero titolo di esempio si ricorda che, secondo l'ultimo censimento ISTAT, in Italia esistono oltre 1,2 milioni di ettari di superficie agricola non utilizzata: utilizzando solamente il 10% di tali terreni si potrebbero realizzare circa 73 GW di nuova capacità fotovoltaica, ampiamente sufficiente al raggiungimento dei target 2030.

6.3.4 Contesto macroeconomico

Tutti gli scenari illustrati si basano sulle stesse ipotesi macroeconomiche e demografiche.

L'evoluzione del PIL è rappresentata in Tabella 3 con un tasso medio di crescita (CAGR) positivo in tutto l'orizzonte ma progressivamente decrescente²⁰.

La popolazione si prevede in calo, arrivando a meno di 60 milioni di abitanti già al 2040, con una parallela diminuzione del numero medio dei componenti di una famiglia. In media, in ogni nucleo familiare ci saranno meno di 2 componenti già al 2040. Questo fenomeno provoca una crescita del numero di abitazioni nonostante la decrescita della popolazione.

²⁰ Il CAGR calcola la variazione avvenuta tra l'ultimo e il primo anno specificato nell'intervallo.

	2019-25	2026-30	2031-40
PIL (CAGR)²¹	1,1%	0,8%	0,3%
Popolazione (mln)²²	60,3	60,1	59,7
Componenti famiglia (avg, n.)²³	2,3	2,2	1,9
Tasso di inflazione (avg, %)	0,9%	1,5%	1,9%
Tasso di cambio (\$/€)	1,22	1,25	1,28

Tabella 3 – Andamento delle variabili economiche e demografiche - anni 2019-2040

6.3.5 Commodities

I prezzi delle commodities rappresentano un elemento rilevante nella costruzione di uno scenario. Il punto di partenza considerato per i parametri di input è stato lo Scenario Report per il TYNDP 2022 sviluppato dagli ENTSOs a partire da aprile 2021 e pubblicato nel mese di aprile 2022. Tuttavia, gli scenari di commodities utilizzati in ambito ENTSOs sono stati di fatto elaborati prima dell'inizio dell'innalzamento dei prezzi avvenuto a partire da luglio 2021 e prima dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia che ha provocato uno shock ulteriore sui mercati.

Terna e SNAM hanno quindi deciso di aggiornare i valori delle commodities secondo le seguenti considerazioni.

Generalmente, in ambito ENTSOs le commodities sono suddivise in tre gruppi:

- Commodities stabili, ovvero poco o minimamente soggette a fluttuazioni di prezzo legate agli andamenti locali dei mercati (quali lignite e nucleare), elaborate sulla base delle analisi svolte per il TYNDP 2020 e su analisi dedicate
- Commodities legate a fluttuazioni dei mercati o a decisioni di policy quali il carbone, i vari oli ed il gas, queste sono basate sugli scenari elaborati da IEA World Energy Outlook 2020
- Commodities legate a decisioni di policy europee come la CO₂ per le quali sono state utilizzate varie fonti, tra cui anche il IEA World Energy Outlook 2020.

Facendo riferimento ai prezzi utilizzati dagli ENTSOs nell'ambito dello Scenario Building (stimati nel 2021, come precedentemente specificato), si osserva una notevole differenza rispetto ai forward di mercato disponibili alla data di stesura di questo documento.

Nel mese di luglio 2022 mediamente il gas naturale negoziato al punto di scambio virtuale "TTF" è stato scambiato intorno agli 135 €/MWh (FWD 2023) e rispettivamente 83 €/MWh (FWD 2024) a fronte di un prezzo del gas naturale ipotizzato per gli scenari europei del TYNDP22 pari a 22,4 €/MWh al 2030. Analogamente i forward sul prezzo CO₂ al 2024 sono intorno a 90 €/t, a fronte di un prezzo della CO₂ ipotizzato per lo scenario National Trends 2030 pari a 70 €/t.

²¹ Fonte PIL, tasso inflazione e tasso di cambio: rielaborazione della Baseline September 2021 di Moody's

²² Rielaborazione della previsione popolazione Istat aprile 2021

²³ Rielaborazione su dati Istat aprile 2021

Medie mensili da gen-22 a lug-22								2030		2040	
-	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	TYNDP NT	TYNDP DE/GA	TYNDP NT	TYNDP DE/GA
Gas naturale TTF, €/MWh_{th}											
<i>Spot</i>	83,7	79,5	129,7	98,1	89,3	100,3	163,7	22,4	14,5	24,8	14,7
<i>FWD-2023</i>	49,7	55,3	69,6	76,9	78,7	89,0	135,0				
<i>FWD-2024</i>	31,4	37,7	46,1	58,1	60,7	64,4	83,3				
CO₂, €/t											
<i>FWD-2024</i>	86,6	94,7	78,4	86,1	92,7	92,0	89,6	70	78	90	123

Tabella 4 – Prezzi forward e prezzi del TYNDP 2022 degli ENTSOs²⁴

Proprio in considerazione di quanto sopra si è ritenuto opportuno aggiornare i prezzi delle commodities. Del resto, la stessa ACER, nell'opinione 06/2022 sugli scenari per il TYNDP 2022 pubblicata il 18/07/2022, suggerisce di aggiornare almeno uno degli scenari per il TYNDP 2022 per considerare l'evoluzione recente dei prezzi gas.

L'attuale situazione geopolitica è in continua evoluzione, rendendo le previsioni dei prezzi delle commodities molto difficili e soggette ad elevata volatilità. I modelli previsionali delle maggiori agenzie che forniscono questo tipo di analisi risultano molto sensibili anche a piccole variazioni del contesto rendendo complicata l'elaborazione di stime robuste di lungo periodo sui prezzi delle commodities. Inoltre, allo stato attuale (luglio 2022), i principali fornitori istituzionali di scenari delle commodity (International Energy Agency, World Bank) non hanno ancora elaborato stime aggiornate per il 2030.

I valori usati per gli scenari descritti nel presente documento sono riportati in Tabella 5. L'ipotesi alla base di tale scelta è che ci si aspetta una progressiva stabilizzazione della situazione con un nuovo livello di equilibrio che rimarrà su livelli strutturalmente più alti di quelli anteguerra.

In dettaglio, per il gas naturale è stato considerato un valore di 45 €/MWh_{th} al 2030 e 2040, più basso del prezzo Forward 2024. Si è considerato, infatti, che l'impennata dei prezzi dell'ultimo anno possa stabilizzarsi nel lungo periodo, ma non riuscirà a tornare ai livelli precedenti al 2021 (cf. Tabella 4). Questa evoluzione è tra l'altro coerente con le stime della Commissione Europea fornite in ambito della Comunicazione RepowerEU.

Anche il prezzo della CO₂ risulta rivisto al rialzo. Infatti, già oggi il prezzo della CO₂ risulta superiore al valore ipotizzato dagli ENTSOs al 2030; il mercato sembra già aver internalizzato i possibili impatti del pacchetto UE "Fit-for-55". Nel 2030, sia per lo scenario di policy che per il Late Transition, si ipotizza un prezzo pari a 95 €/t. Al 2040 è prevista una ulteriore crescita in tutti gli scenari con un prezzo pari a 123 €/t, in linea con gli scenari degli ENTSOs.

²⁴ Fonte: elaborazioni su dati Bloomberg ed ENTSOs

Commodity	2030		2040		
	FF55	LT	DE-IT	GA-IT	LT
-					
Gas naturale (€/MWh_th)			45		
CO₂ (€/t)	95		123		
Carbone (€/MWh_th)			9		
Brent (\$/bbl)			95		
Brent (€/MWh_th)			46		

Tabella 5 – Prezzi commodities negli scenari Snam-Terna

6.3.6 Capacità di interconnessione elettrica con l'estero

Allo stato attuale la capacità di interconnessione elettrica italiana è principalmente localizzata sulla frontiera Nord del paese, collegata con i quattro paesi confinanti Francia, Svizzera, Austria e Slovenia a cui si aggiungono le interconnessioni con Montenegro, Grecia, Malta e Corsica.

Nel Piano di Sviluppo 2021 Terna ha programmato una nuova linea di collegamento tra l'Italia e la Svizzera, che consentirà un incremento della capacità di scambio di 1000 MW sulla relativa frontiera. In aggiunta, si realizzerà il secondo cavo sottomarino con la Grecia da 500 MW di potenza, raddoppiando l'attuale capacità di scambio tra i due paesi.

Il Piano di Sviluppo 2021 ha, inoltre, confermato anche la realizzazione del Sa.Co.I. 3, che consentirà il rinnovo ed il contestuale potenziamento dell'attuale collegamento in corrente continua tra Sardegna, Corsica e Italia.

Un secondo cavo sottomarino di 200 MW tra Malta e la Sicilia raddoppierà il collegamento già esistente, anche in questo caso, favorendo l'integrabilità delle fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda il collegamento Italia-Tunisia, Terna ha siglato nel 2019 un MoU con il TSO tunisino (STEG), con l'obiettivo di intensificare la cooperazione industriale nell'ambito delle infrastrutture elettriche e in particolare del progetto Elmed, l'interconnessione sottomarina da 600 MW in corrente continua che collegherà Italia e Tunisia.

Queste interconnessioni (cfr Figura 8) consentiranno al nostro Paese, in virtù della sua posizione geografica strategica, di rafforzare il ruolo di hub elettrico dell'Europa e dell'area mediterranea.

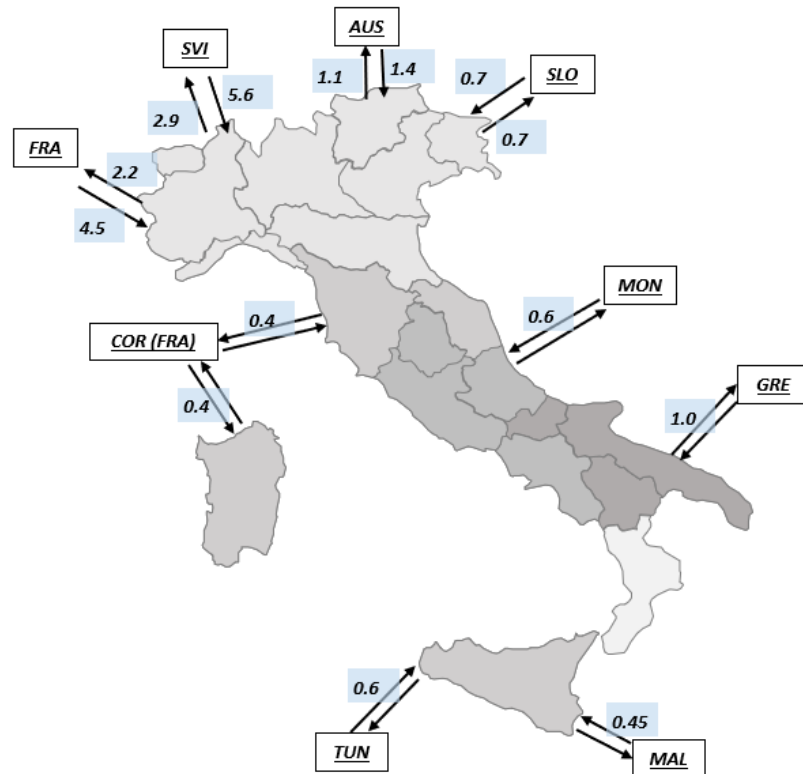


Figura 8 – Capacità di interconnessione con i paesi confinanti al 2030 in GW

Il secondo polo dell'interconnessione Italia-Montenegro e l'interconnessione HVDC Italia-Slovenia Salgareda – Divaca/Bericevo sono stati posti in valutazione e, quindi, non considerati per lo sviluppo degli scenari presentati in questo documento.

Per la modellizzazione delle capacità di scambio tra paesi esteri si considerano i valori forniti direttamente dai vari TSO esteri in ambito degli scenari ENTSOs.

7.

Dati di scenario

7. DATI DI SCENARIO

7.1 Linee guida a livello europeo

La **Legge Europea sul Clima** (Regolamento UE 2021/1119) sancisce l'obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica (“net zero”) entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di **ridurre le emissioni** di gas a effetto serra (GHG) **di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990**. La legge è stata formalmente adottata dal Consiglio dell'UE il 28 giugno 2021 ed è **entrata in vigore il 29 luglio 2021**, 20 giorni dopo la sua pubblicazione nella Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea.

La Legge Europea sul Clima è un elemento centrale del Green Deal europeo e la sua adozione pone le basi per la transizione ecologica dell'UE. A luglio 2021 la Commissione Europea ha presentato una serie di proposte legislative denominate “Fit-for-55” (FF55), volte a specificare nel concreto come raggiungere l'obiettivo 2030 della legge sul clima. Il pacchetto prevede target specifici a livello europeo, in particolare per l'efficienza energetica e per la quota delle rinnovabili sui consumi finali complessivi. Inoltre, sono disponibili prime indicazioni di “effort sharing” tra stati membri dell'UE.

A seguito della guerra in Ucraina, la Commissione Europea ha proposto di rivedere a rialzo il target delle rinnovabili (45% sui consumi finali energetici invece dei 40% inizialmente previsti). Attualmente il pacchetto FF55 è in fase di negoziazione tra Parlamento Europeo e Consiglio Europeo.

Con la Decisione 02/2022 l'ACER ha fornito a ENTSO-E indicazioni sulla costruzione degli scenari. In particolare, ACER chiede di considerare gli effetti della Legge Europea sul Clima e di garantire la coerenza degli scenari con le politiche europee sul clima. Considerando che alcuni dei dettagli su come raggiungere il target a livello settoriale siano ancora in fase di negoziazione, ACER suggerisce di adottare delle semplificazioni.²⁵

7.2 Scenari europei sviluppati da ENTSO-E ed ENTSG²⁶

Ad aprile 2022 ENTSO-E ed ENTSG hanno pubblicato il documento degli scenari europei valido per la costruzione dei Ten Year Network Development Plans (TYNDP) 2022 e per la selezione dei Projects of Common Interest (PCI). In continuità con la release precedente, sono previsti tre scenari. Di questi, due (Distributed Energy e Global Ambition) sono coerenti con la Legge Europea sul Clima, garantendo una riduzione delle emissioni di gas serra del 55% entro il 2030, mentre uno (National Trends) rappresenta una raccolta delle stime nazionali fornite da ciascun TSO durante la *data collection* di febbraio 2021.

- **National Trends:** scenario prodotto dai TSO coerente con i vari National Energy and Climate Plans (NECPs).
- **Distributed Energy e Global Ambition:** scenari costruiti da parte degli ENTSGs attraverso un processo top-down, con una visione allargata all'intero sistema energetico europeo, entrambi coerenti con i target stilati nell'Accordo di Parigi di limitare l'incremento della temperatura al di sotto di 1,5° C, di raggiungere il target di -55% emissioni di CO₂ al 2030 e la neutralità climatica nel 2050.

²⁵ “Bearing in mind that the fine details of how to achieve the 55% target are yet to be determined, (..) may consider simplifications for reflecting the target.”

²⁶ Scenario Report 2022: <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

Il principio *efficiency first* è la chiave di entrambi gli scenari top-down per minimizzare l'effort per la decarbonizzazione del sistema energetico. Altri fattori che contraddistinguono questi scenari sono:

- Miglioramento continuo delle tecnologie già esistenti e switching tecnologico verso tecnologie più efficienti;
- Partecipazione del consumatore finale con adattamenti delle abitudini quotidiane e utilizzo più consapevole dell'energia;
- Elettrificazione, che consente una decarbonizzazione più facile attraverso l'efficienza intrinseca e la disponibilità di fonti rinnovabili;
- Ruolo crescente del vettore idrogeno e sviluppo di nuovi elettrolizzatori in grado di produrre idrogeno verde;
- Sviluppo di tecnologie che consentono la cattura della CO₂ e la produzione sempre più rilevante di combustibili green di origine non biologica.

Il **Distributed Energy** (DE) rappresenta un percorso per raggiungere la carbon neutrality della UE-27 entro il 2050 con una riduzione delle emissioni di almeno il 55% già al 2030. Lo scenario è guidato dall'obiettivo di aumentare l'autonomia energetica con un forte sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili in Europa. Inoltre, è caratterizzato da una forte penetrazione del vettore elettrico legata in particolare alla diffusione delle pompe di calore elettriche e dei veicoli elettrici. Questa domanda viene soddisfatta massimizzando l'uso di energia eolica e solare, il che si traduce in un sistema elettrico con poca produzione termica disacciabile residua. Per garantire adeguatezza e sicurezza del sistema sono necessarie soluzioni di flessibilità, in particolare lo sviluppo di accumuli. Inoltre, si prevede una maggiore produzione di idrogeno verde in Europa rispetto allo scenario Global Ambition, grazie alla elevata disponibilità di rinnovabili elettriche.

Anche il **Global Ambition** (GA) rappresenta un percorso per raggiungere la carbon neutrality della UE-27 entro il 2050 e una riduzione delle emissioni di almeno il 55% nel 2030. Lo scenario è caratterizzato dallo sviluppo di un'ampia gamma di tecnologie per la produzione di gas rinnovabili: sviluppo di bio GPL, biometano e veicoli a fuel cell. Anche le importazioni di energia decarbonizzata da fonti competitive sono considerate un'opzione praticabile con la conseguenza che lo scenario GA implica una maggior dipendenza dalle importazioni energetiche rispetto al DE.

In entrambi gli scenari di policy la CCS è considerata come opzione necessaria per il raggiungimento del target di riduzione delle emissioni.

7.3 Descrizione degli scenari Snam-Terna del DDS 2022

Gli scenari Snam-Terna rappresentano una declinazione degli scenari ENTSO sulla realtà nazionale.

Per l'anno orizzonte 2030 questo documento descrive due scenari: uno **scenario di policy** in linea con gli obiettivi Fit-for-55 (FF55) e uno scenario "Late Transition" in linea con l'**NT Italia** pubblicato a febbraio 2021 che fa riferimento agli obiettivi del Piano Nazionale Energia e Clima di dicembre 2019.

Lo scenario FF55 riguarda una riduzione delle emissioni CO₂ pari a -55% a livello europeo, mentre gli obiettivi di efficienza impongono una riduzione dei consumi finali da 113 Mtep al 2019 a circa 95 Mtep al 2030. Per il Late Transition l'ambizione resta quella del Clean Energy Package, ovvero di raggiungere a livello europeo una riduzione delle emissioni CO₂ pari a -40%.

Sull'orizzonte temporale 2040 sono stati sviluppati tre differenti scenari: uno scenario **Late Transition** in continuità con quello del 2030; uno scenario **Global Ambition Italia (GA-IT)** e uno **Distributed Energy Italia (DE-IT)** allineati alle storyline degli scenari ENTSo Global Ambition e Distributed Energy. Questi ultimi (DE-IT e GA-IT) sono quindi da considerarsi scenari di sviluppo, coerenti con l'obiettivo di raggiungere un sistema Net Zero al 2050.

Scenari

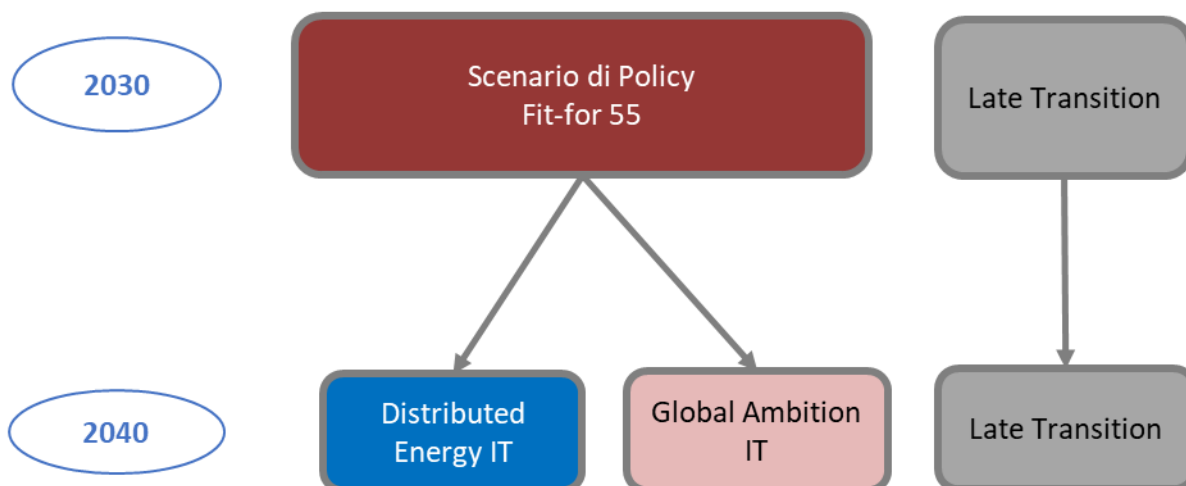


Figura 9 – Scenari e anni orizzonte

Scenario di policy (FF55 2030)

Fra gli scenari descritti nel documento, lo scenario Fit-For-55 (FF55) con orizzonte 2030 riveste un ruolo particolare per il sistema elettrico, non solo perché riguarda gli obiettivi di policy al 2030 ma soprattutto perché ipotizza un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete, fonti rinnovabili, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici ed amministrativi che altrimenti ne potrebbero impedire la realizzabilità in tempi così stretti.

A tale fine è stato sviluppato un approccio metodologico basato su un algoritmo iterativo che persegue l'obiettivo del minimo costo di sistema nel rispetto di una serie di parametri e condizioni al contorno quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo: input tecnico-economici (curve di producibilità FER per tecnologia e zona, costo di realizzazione di FER e accumuli), limiti fisici (capacità di trasporto tra zone di mercato), limiti di fattibilità (vincoli di coerenza tra richieste di connessione e ipotesi di localizzazione delle FER) e vincoli normativi (stima effettiva disponibilità aree idonee).

L'approccio adottato ha consentito di identificare uno scenario di massimo volume accoglibile FER per zona di mercato che risulti coerente con le richieste di connessione e con il potenziale di sviluppo sui territori, tenendo conto dell'aumento della capacità di trasporto derivante dalle opere di rete necessarie e determinando il fabbisogno ottimo di capacità di accumulo per l'integrazione delle FER attraverso il contenimento dell'overgeneration e il supporto alla risoluzione delle congestioni di rete, in piena sinergia con le altre risorse di sistema.

Lo scenario è caratterizzato dalla dismissione degli impianti termoelettrici alimentati a carbone e da un forte sviluppo di rinnovabili non programmabili, in particolare fotovoltaico ed eolico. Il forte sviluppo delle FER, come chiarito nei precedenti paragrafi, viene reso possibile dallo sviluppo delle infrastrutture di rete, come esplicitamente previsto dall'Art.35 del Dlgs 199/2021 e dalla presenza dei sistemi di accumulo, come richiesto dall'Art.18 del Dlgs 210/2021.

Il dimensionamento delle FER-E, infatti, permette di raggiungere una quota rinnovabile pari al 65% del fabbisogno elettrico. Congiuntamente alle FER-E, si rende necessaria una rapida crescita dei gas verdi e decarbonizzati in sostituzione dei combustibili fossili riducendo così le emissioni di CO₂. Lo sviluppo dei gas verdi fa leva in primis sul biometano la cui produzione è massimizzata e iniziando

contestualmente a sviluppare la filiera dell'idrogeno prodotto da elettrolisi che diventerà progressivamente più rilevante nel decennio successivo.

Il raggiungimento dei target 2030 richiede una diffusione estesa di tecnologie efficienti e a basse emissioni non solo nella generazione ma anche nei consumi finali: sostituzione tecnologica nei settori civile (e.g. pompe di calore, caldaie a condensazione per il riscaldamento) e trasporti (e.g. veicoli elettrici e a CNG e LNG), oltre che l'implementazione di misure di efficienza energetica nei settori civile e industriale; è inoltre previsto già al 2030 l'utilizzo di tecnologie di Carbon Capture & Storage/Utilization (CCS/CCU) per iniziare il percorso di progressiva decarbonizzazione dei settori industriali *hard to abate* con la cattura delle emissioni di processo e di combustione, quando necessario.

Scenari 2040 Global Ambition Italia (GA-IT) e Distributed Energy Italia (DE-IT)

Gli scenari di policy al 2040, Global Ambition Italia e Distributed Energy Italia, presentano due percorsi possibili per il raggiungimento della Carbon Neutrality nel 2050 e sono allineati rispettivamente alle storyline degli scenari ENTSOs Global Ambition e Distributed Energy. Tali scenari rappresentano il ponte tra la riduzione delle emissioni del 55% che caratterizza il 2030 e uno scenario a zero emissioni nel 2050. Entrambi hanno come base di partenza lo scenario di policy FF55, al 2030.

Per il raggiungimento di questi obiettivi così sfidanti è necessario ricorrere a tutte le tecnologie disponibili per la transizione energetica: tra gli scenari ciò che differisce è la maggiore o minore diffusione delle singole tecnologie. Nel GA-IT è previsto lo sviluppo di tecnologie alimentate a gas verdi, in particolare nel settore dei trasporti, a fronte di una generazione rinnovabile ridotta rispetto al DE-IT. Quest'ultimo infatti è caratterizzato da una forte penetrazione del vettore elettrico in tutti i settori (civile, trasporto e industria) massimizzando l'utilizzo di rinnovabili elettriche.

Nel settore dei trasporti, il GA-IT vede l'utilizzo di biometano, idrogeno ed e-fuel nel trasporto pubblico e merci, sia leggere che pesanti; il DE-IT invece copre con l'energia elettrica parte rilevante della domanda sia nel trasporto passeggeri che nelle merci leggere: biometano, idrogeno ed e-fuel verranno prevalentemente sfruttati nel trasporto pesante con navi e aerei.

Con riferimento al settore civile, il riscaldamento degli edifici nel GA-IT è garantito sia da pompe di calore ibride che puramente elettriche; nel DE-IT si utilizzano principalmente pompe di calore elettriche. Infatti, il DE-IT è uno scenario decentralizzato in cui il ruolo dei cittadini ha effetti sia lato domanda che lato offerta comportando un'evoluzione del modo di vivere e una forte spinta verso la decarbonizzazione attraverso iniziative locali, comunità e imprese, supportate dalle autorità. Dal lato domanda una maggior consapevolezza dell'impatto delle proprie attività sul sistema comporta un utilizzo più consapevole dell'energia che include il ricorso a pompe di calore, veicoli elettrici, interventi di efficientamento energetico negli edifici e installazione di pannelli fotovoltaici su tetto spesso affiancati da accumuli elettrochimici.

Nel GA-IT, il calore per l'industria è fornito principalmente da combustibili verdi (idrogeno, e-fuel), mentre nel DE-IT è presente una quota maggiore di elettrificazione.

Nello scenario GA-IT lo sviluppo della generazione rinnovabile è previsto in misura ridotta rispetto allo scenario DE-IT, anche in vista di una minor elettrificazione: per la copertura dei consumi si utilizza un'ampia gamma di tecnologie rinnovabili e a basse emissioni di CO₂. Le tecnologie di CCUS saranno usate sia negli impianti termoelettrici che nel settore industriale, in particolar modo nei processi con emissioni *hard-to-abate*, come già previsto nello scenario di Policy al 2030.

Per lo scenario DE-IT, invece, gran parte dell'energia proviene da fonti rinnovabili quali solare ed eolico affiancate da un notevole sviluppo della capacità di accumulo e soluzioni per il recupero dell'overgeneration per assicurare una migliore gestione del sistema. Lo scenario, infatti, prevede lo sviluppo massimizzato della generazione FER-E, con un ruolo marginale della tecnologia CCS. La forte penetrazione delle FER-E rende possibile la riduzione delle emissioni di CO₂ e lo sviluppo di nuovi elettrolizzatori per la produzione di idrogeno permettendo un'integrazione ottimale delle risorse

rinnovabili intermittenti. I gas verdi, in questo scenario, vengono spesso utilizzati come back-up per la generazione intermittente.

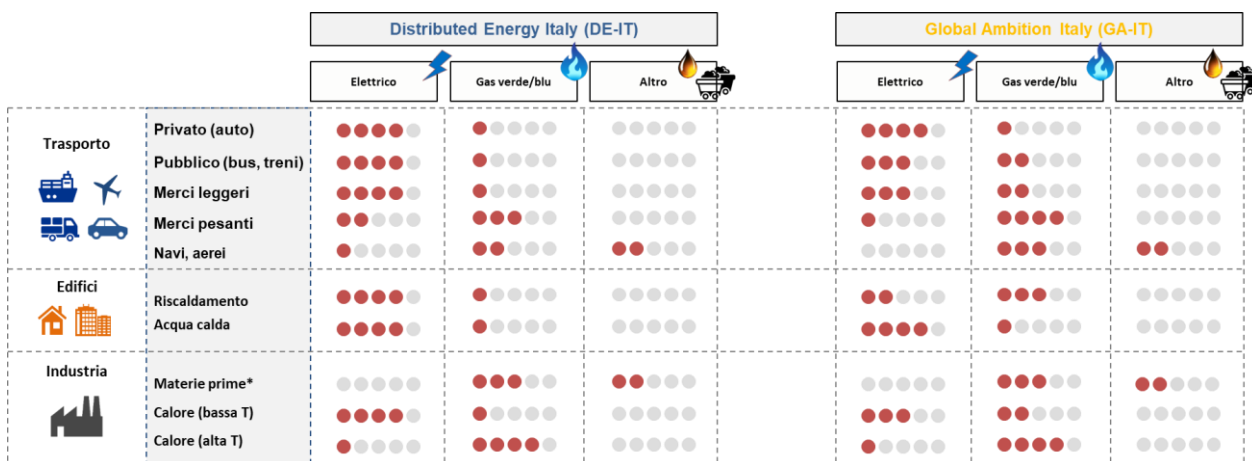


Figura 10 – Elementi caratterizzanti gli scenari DE e GA al 2040

Scenario Late Transition (LT2030 e LT2040)

Lo scenario Late Transition è costruito coerentemente al PNIEC e allo scenario NT Italia, senza fattorizzare gli effetti dei recenti sviluppi geopolitici o delle recenti iniziative di policy europee. Pertanto, lo scenario prevede al 2030 un incremento di capacità FER pari a quasi +40 GW rispetto al 2019, in linea con il PNIEC, considerando però una dislocazione delle FER più allineata alle richieste di connessione ad oggi pervenute a Terna (cf. Allegato FER del Piano di Sviluppo 2021 di Terna²⁷).

In sintesi, il Late Transition descrive un mondo in cui i nuovi obiettivi di policy vengono raggiunti con un ritardo di 5-10 anni e rappresenta di conseguenza uno scenario contrastante rispetto agli scenari di sviluppo (FF55 2030, DE-IT/GA-IT 2040).

²⁷ https://download.terna.it/terna/Evoluzione_Rinnovabile_8d940b10dc3be39.pdf

7.4 Consumi finali per vettore energetico

7.4.1 Domanda energetica al 2030: FF55 vs. PNIEC

Lo scenario di policy 2030 è costruito per essere coerente con i target del pacchetto legislativo UE «Fit-for-55» finora noti, in particolare per quanto riguarda il raggiungimento dei target emissivi. Lo scenario FF55 è inoltre in linea con i target di efficienza energetica traguardando una domanda di energia negli usi finali pari a 95 Mtep (Figura 11).

Al fine di raggiungere i target emissivi più ambiziosi rispetto a quanto prospettato nel PNIEC – caratterizzato da circa 104 Mtep di consumi energetici finali - si è reso indispensabile un ulteriore efficientamento che si concretizza, in particolare, in una maggiore contrazione dei prodotti petroliferi. La sostituzione dei combustibili liquidi fossili avviene grazie ad una maggiore penetrazione di elettricità e ad un maggior utilizzo di biometano. L'incremento del vettore elettrico nello scenario FF55-Snam-Terna rispetto allo scenario PNIEC del 2019 è dovuto ad una maggiore elettrificazione nei settori residenziale/terziario e trasporto.

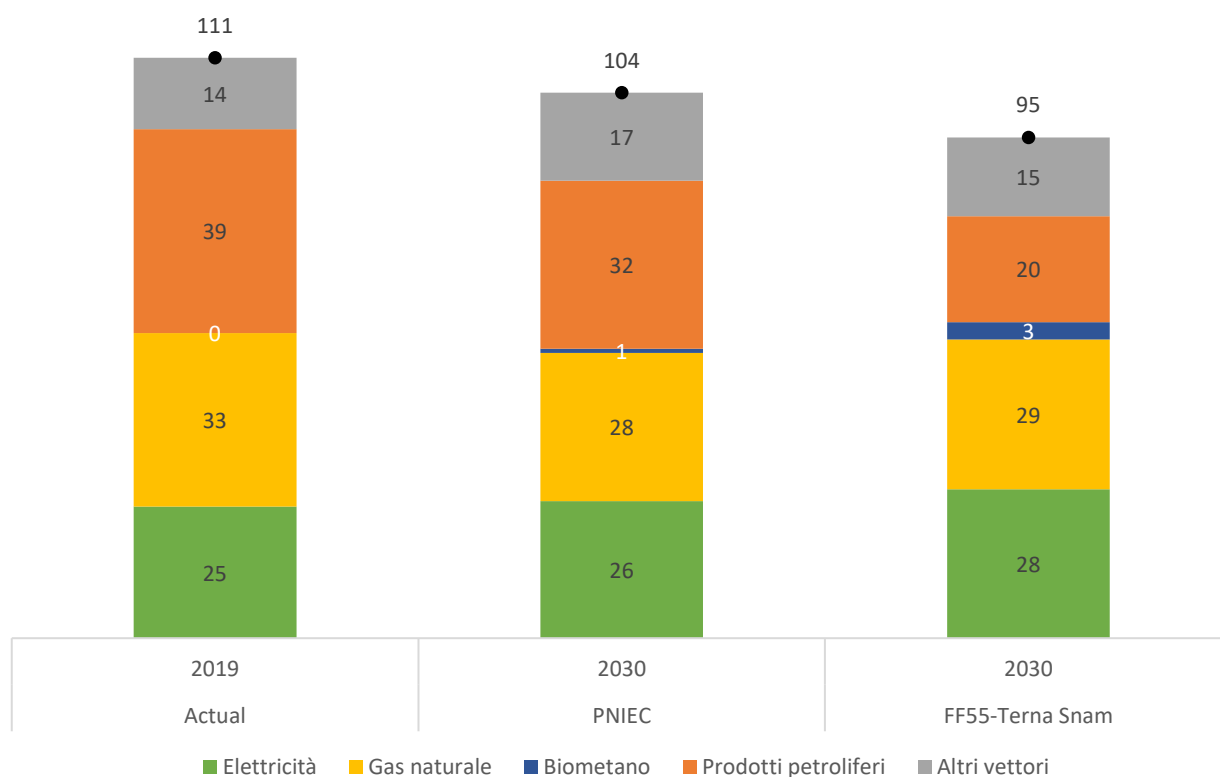


Figura 11 – Usi energetici finali in Mtep per il consuntivo 2019 (senza ambient heat) e scenari al 2030 di Snam-Terna.

7.4.2 Domanda energetica al 2030 e 2040

Ai fini di una più agevole comprensione dei dati relativi agli scenari previsionali si riporta il dettaglio delle fonti a copertura del fabbisogno nella Tabella 6.

La riduzione dei consumi di combustibili fossili negli anni previsionali 2030 e 2040 è diretta conseguenza dei target emissivi prefissati ed è fortemente dipendente dai settori del trasporto e residenziale. Le azioni ipotizzate nello scenario seguono due direttrici complementari: elettrificazione e sostituzione dei combustibili fossili. Nel primo caso l'elettrificazione consente di beneficiare dell'efficienza intrinseca delle tecnologie elettriche, comportando un decremento complessivo dei consumi finali a scapito di un incremento atteso dei consumi elettrici. Nel secondo si ipotizza una progressiva adozione di vettori energetici "green" come il biometano e l'idrogeno che contribuiscono al raggiungimento dei target soprattutto in quei settori/processi meno adatti alla elettrificazione. I bioliquidi avranno un ruolo chiave per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione nel breve termine, a tendere si prevede una riduzione di questi a fronte di una crescita della produzione di biometano.

(Mtep)	2019	2030		2040		
	Storico ²⁸	FF55	LT	DE IT	GA IT	LT
Totale consumi finali	110.6	95.5	103.7	80.7	84.6	89.2
Energia Elettrica	25.1	28.4	26.3	31.9	30.2	30.3
Combustibili zero-emissioni	8.0	12.3	8.9	16.9	21.3	13.8
<i>Idrogeno²⁹</i>	0.0	0.9	0.1	4.7	8.5	3.2
<i>Biometano</i>	0.0	3.3	0.8	6.3	6.6	3.4
<i>Bioliquidi</i>	1.3	1.6	1.6	0.8	1.3	1.6
<i>Biomassa</i>	6.7	6.4	6.4	5.2	4.9	5.5
Combustibili fossili	72.5	49.3	62.1	26.6	27.8	40.3
<i>Gas naturale</i>	33.0	28.6	28.3	15.2	15.9	23.8
<i>Prodotti petroliferi</i>	38.9	20.2	32.2	10.9	11.4	15.6
<i>Carbone/altri Solidi</i>	0.6	0.5	1.5	0.5	0.5	0.8
Altro³⁰	5.0	5.5	6.4	5.3	5.3	4.8
Elettrificazione usi finali	23%	30%	25%	40%	36%	34%

Tabella 6 – Consumi finali per vettore energetico, scenari FF55 2030, LT, Distributed Energy 2040 e Global Ambition 2040.

²⁸ Bilancio Eurostat senza "ambient heat"

²⁹ Idrogeno potrà essere utilizzato nella produzione di e-fuel

³⁰ Solare termico, Calore derivato

7.5 Scenari del sistema elettrico

7.5.1 Fabbisogno di elettricità

Per fabbisogno di elettricità si intende la somma di:

- Energia elettrica per usi finali
- Usi energetici
- Perdite di rete

Gli usi energetici rappresentano consumi di elettricità che non sono destinati agli usi finali, ma funzionali alla produzione di un altro combustibile che a sua volta diventa un vettore energetico per uso finale.³¹ Ad oggi, le raffinerie – dove l'energia elettrica alimenta i processi di produzione dei prodotti petroliferi – hanno il peso maggiore negli usi energetici. In futuro, anche i consumi elettrici per la produzione di idrogeno attraverso il processo di elettrolisi rientreranno nella categoria dei consumi energetici.

(TWh)	2019	2030		2040		
	Storico	FF55	LT	DE IT	GA IT	LT
Consumi elettrici finali	292	330	306	371	352	353
<i>Industria</i>	119	120	118	125	122	120
<i>Civile</i>	161	177	167	182	179	178
<i>Trasporti</i>	12	34	21	64	51	55
Consumi del settore energetico	10	16	7	25	23	16
<i>Di cui tradizionali (es. raffinerie)</i>	10	7	7	7	7	7
<i>Di cui produzione H2 (elettrolisi)</i>		9	0	18	16	9
Consumi elettrici	302	346	313	396	375	369
Perdite di rete	18	20	19	22	21	21
Fabbisogno elettrico	320	366	331	418	396	389

Tabella 7 – Evoluzione del fabbisogno elettrico per gli scenari FF55 2030, LT, Distributed Energy 2040 e Global Ambition 2040 (TWh).

Il fabbisogno elettrico (Tabella 7) dello scenario FF55 2030 è stato determinato tenendo conto dei driver del pacchetto legislativo UE «Fit-for-55» che prevede un'accelerazione del processo di elettrificazione dei trasporti e del riscaldamento, contribuendo così al raggiungimento degli obiettivi di efficientamento. Al 2040 sono stati costruiti i due scenari contrastanti “Distributed Energy” e “Global Ambition” come tappe intermedie, alternative tra loro, rispetto all'ambizioso obiettivo “zero emission” al 2050. Infine, per gli anni orizzonte 2030 e 2040 è stato costruito uno scenario “Late Transition” che in termini di fabbisogno elettrico è in linea con il PNIEC del 2019 e con il National Trend Italia (NT Italia) di Snam-Terna pubblicato a febbraio 2021.

L'incremento del fabbisogno elettrico nello scenario FF55 al 2030 è dovuto prevalentemente alla penetrazione di tale vettore nel settore dei trasporti. Come si evince dalla Tabella 8 ci si aspetta un sostanziale aumento dei veicoli elettrici “puri”, sia rispetto ad oggi sia rispetto allo scenario Late Transition 2030. Il settore civile vede l'aumento delle installazioni di pompe di calore elettriche (PDC) sia nel settore residenziale che in quello dei servizi. Un ulteriore incremento dei consumi elettrici è imputabile alle ipotesi di crescita del PIL nonostante il parziale decoupling tra crescita economica e crescita dei consumi elettrici che si è registrato negli ultimi anni. Dall'analisi della correlazione tra queste due grandezze (Figura 12) emerge infatti come le dinamiche di variazione percentuale y-o-y

³¹ La distinzione fra consumi industriali e consumi energetici è funzionale alla verifica dei target di efficienza, poiché i target si riferiscono ai consumi finali di tutti i vettori energetici.

della domanda siano ancora correlate linearmente alle corrispondenti variazioni del PIL con una dispersione abbastanza contenuta intorno alla retta di regressione ($R^2 = 0,83$).

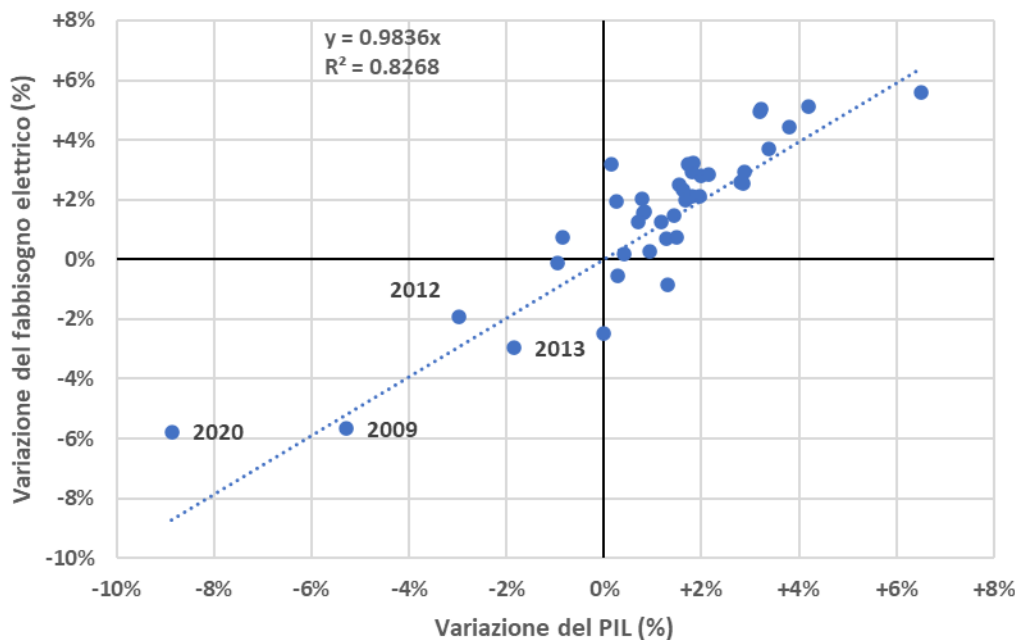


Figura 12 – Correlazione fra la variazione del PIL e la variazione del fabbisogno elettrico

L'impatto totale atteso è un aumento di oltre 37 TWh rispetto al fabbisogno elettrico registrato nel 2019. A questi si aggiungono i volumi ulteriori per la produzione di idrogeno da elettrolisi per circa 9 TWh.

	Consuntivo 2019		NT Italia 2030		Fit-for-55 2030	
Consumi totali	Fabbisogno elettrico tradizionale	320 TWh	+ 12 TWh	331 TWh	+ 26 TWh	357 TWh
	Consumi per produzione H2	0	n/a	0	+ 9 TWh	9 TWh
	Fabbisogno elettrico totale	320 TWh	+ 12 TWh	331 TWh	+ 35 TWh	366 TWh
Mobilità Elettrica	Veicoli elettrici «puri» (BEV)	30k	+ 4 mln	4 mln	+ 4 mln	8 mln
	Veicoli elettrici plug-in (PHEV)	15k	+ 2 mln	2 mln	+ 0.5 mln	2,5 mln
	Autobus elettrici	<1k	=	<1k	+ 25k	25k
	Camion elettrici	<1k	=	<1k	+ 8k	8k
Altri Fattori	PIL (Migliaia di Miliardi)	1726 G€	ca +1.0 % / anno			1917 G€
	PDC Elettriche Residenziale (Estate Inverno)	ca 2 mln		+3 mln		ca 5 mln
	PDC Elettriche Terziario	240 k		+100 k		340 k

Tabella 8 – Driver incremento fabbisogno elettrico per lo scenario FF55 2030.

L'incremento del fabbisogno elettrico nello scenario Distributed Energy 2040 (cf. Tabella 9) si differenzia rispetto al Global Ambition 2040 (cf. Tabella 10) per una maggiore penetrazione del vettore elettrico principalmente nel settore dei trasporti, ma anche nel settore civile. Il PIL continua

ad avere un impatto sulla domanda seppur la crescita stimata sia inferiore rispetto al decennio precedente. Al 2040 l'impatto sul fabbisogno elettrico tradizionale è di +80 TWh rispetto ai consumi registrati nel 2019 per lo scenario Distributed Energy e di +60 TWh per il Global Ambition. Il processo di elettrificazione iniziato nel decennio 2020-30 continua a passo spedito anche nel decennio 2030-40 nello scenario Distributed Energy, mentre si ipotizza un rallentamento della crescita del vettore elettrico per il Global Ambition. La produzione di idrogeno da elettrolizzatori è maggiore nello scenario Distributed Energy per sfruttare al meglio il maggiore installato della generazione rinnovabile, mentre nello scenario GA-IT si ha una maggior necessità di importazione di idrogeno.

	Consuntivo 2019		Fit-for-55 2030		DE 2040	
Consumi totali	Fabbisogno elettrico tradizionale	320 TWh	+ 37 TWh	357 TWh	+ 43 TWh	400 TWh
	Consumi per produzione H2	0	+ 9 TWh	9 TWh	+ 9 TWh	18 TWh
	Fabbisogno elettrico totale	320 TWh	+ 46 TWh	366 TWh	+ 52 TWh	418 TWh
Mobilità Elettrica	Veicoli elettrici «puri» (BEV)	30k	+ 8 mln	8 mln	+ 6 mln	14 mln
	Veicoli elettrici plug-in (PHEV)	15k	+ 2,5 mln	2,5 mln	- 1 mln	1,5 mln
	Autobus elettrici	<1k	+ 25 k	25k	+ 25 k	50k
	Camion elettrici	<1k	+ 8 k	8k	+ 122 k	130k
Altri Fattori	PIL (Migliaia di Miliardi)	1726 G€	ca +1.0 % /anno	1917 G€	+0.3 % /anno	1976 G€
	PDC Elettriche Residenziale (Estate Inverno)	ca 2 mln	+3 mln	ca 5 mln	+4 mln	ca 9 mln
	PDC Elettriche Terziario	240 k	+100 k	340 k	+90 k	430 k

Tabella 9 – Driver incremento fabbisogno elettrico per lo scenario Distributed Energy 2040.

	Consuntivo 2019		Fit-for-55 2030		GA 2040	
Consumi totali	Fabbisogno elettrico tradizionale	320 TWh	+ 37 TWh	357 TWh	+ 23 TWh	380 TWh
	Consumi per produzione H2	0	+ 9 TWh	9 TWh	+ 7 TWh	16 TWh
	Fabbisogno elettrico totale	320 TWh	+ 46 TWh	366 TWh	+ 30 TWh	396 TWh
Mobilità Elettrica	Veicoli elettrici «puri» (BEV)	30k	+ 8 mln	8 mln	+ 4,5 mln	12,5 mln
	Veicoli elettrici plug-in (PHEV)	15k	+ 2,5 mln	2,5 mln	- 1,0 mln	1,5 mln
	Autobus elettrici	<1k	+ 25 k	25k	+ 15 k	40k
	Camion elettrici	<1k	+ 8 k	8k	+ 72 k	80k
Altri Fattori	PIL (Migliaia di Miliardi)	1726 G€	ca +1.0 % /anno	1917 G€	+0.3 % /anno	1976 G€
	PDC Elettriche Residenziale (Estate Inverno)	ca 2 mln	+3 mln	ca 5 mln	+3 mln	ca 8 mln
	PDC Elettriche Terziario	240 k	+100 k	340 k	+60 k	400 k

Tabella 10 – Driver incremento fabbisogno elettrico per lo scenario Global Ambition 2040.

Nella Figura 13 si nota come il fabbisogno sia cresciuto negli anni fino al 2008, con una contrazione durante le crisi economiche del 2009 e del 2012, fino a rimanere pressoché costante dal 2017 ad oggi, al netto del 2020 dove le misure per il contrasto e il contenimento della pandemia da Covid-19 (es. lockdown) hanno provocato un arresto di alcune attività economiche con conseguente riduzione del fabbisogno elettrico.

Negli anni orizzonte degli scenari, il processo di elettrificazione porta ad un aumento sostanziale del fabbisogno elettrico. Nel caso dello scenario Distributed Energy, quello di maggiore penetrazione del vettore elettrico per gli scenari italiani, si raggiunge un valore di 418 TWh al 2040. Il fabbisogno rappresentato in Figura 13 comprende la domanda aggiuntiva per la produzione di idrogeno verde. Facendo un confronto con gli scenari ENTSO (in arancione in Figura 13) si nota come lo scenario più elettrificato europeo, il 2030 DE, abbia un fabbisogno elettrico maggiore rispetto allo scenario di Policy FF55. Al 2040, invece, entrambi gli scenari italiani, 2040 DE IT e 2040 GA IT, presentano dei valori di fabbisogno inferiori a quelli identificati in ambito europeo (soprattutto per le diverse ipotesi di produzione di idrogeno). Un approfondimento relativo alla coerenza con gli scenari del TYNDP 2022 è presente nella sezione “Coerenza con gli scenari europei”.

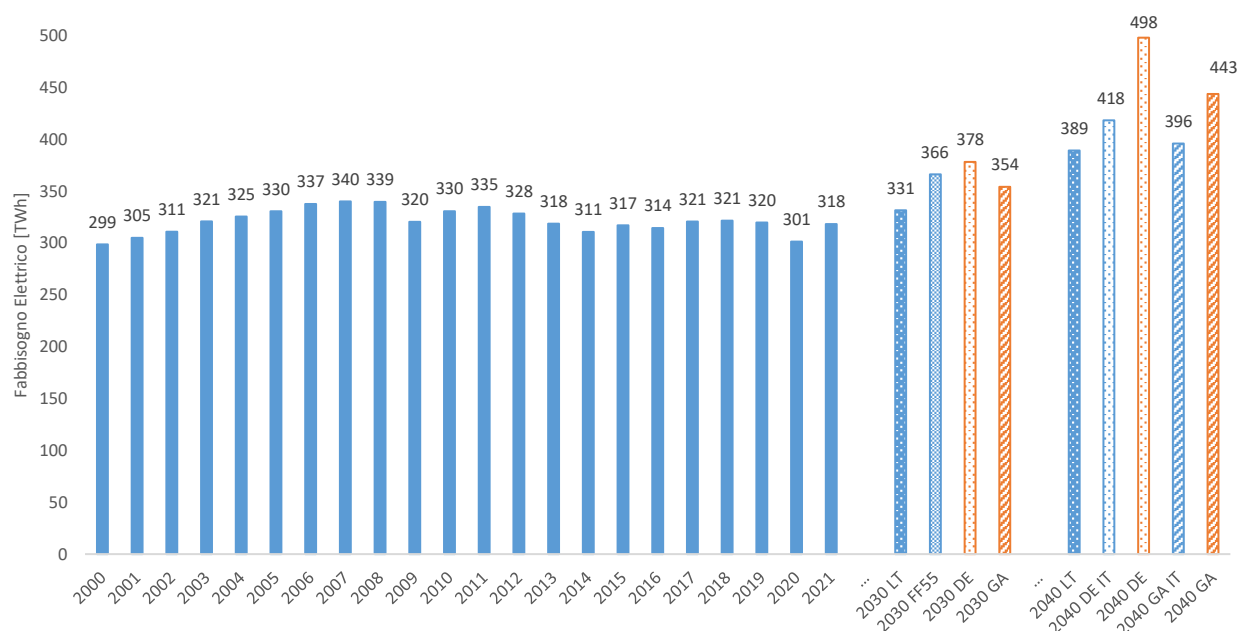


Figura 13 – Evoluzione del fabbisogno elettrico dal 2000 al 2040³² (TWh).

³² Il fabbisogno dell'anno 2021 è provvisorio. Le barre azzurre rappresentano gli sviluppi attesi per gli scenari italiani, 2030 LT, 2030 FF55, 2040 LT, 2040 DE IT e 2040 GA IT. Le barre di colore arancione rappresentano il fabbisogno elettrico identificato per l'Italia in ambito Europeo, scenari 2030 DE, 2030 GA, 2040 DE e 2040 GA

7.5.2 Copertura del fabbisogno elettrico

7.5.2.1 Scenario Fit-for-55 2030

7.5.2.1.1 Approccio di costruzione dello scenario Fit-for-55

Fra gli scenari descritti nel documento, lo scenario Fit-For-55 (FF55) con orizzonte 2030 riveste un ruolo particolare, non solo perché riguarda gli obiettivi di policy al 2030, ma soprattutto perché ipotizza un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete, fonti rinnovabili, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici ed amministrativi che altrimenti ne potrebbero impedire la realizzabilità in tempi così stretti.

Lo scenario è infatti elaborato in coerenza con due importanti vincoli normativi:

- **Dlgs. n. 199/2021 (Art. 35):** prevede che Terna pianifichi le opere di rete necessari al raggiungimento dei target PNRR e UE al 2030 e consideri nella programmazione degli interventi la crescita attesa della produzione da FER (tra cui l'eolico offshore);
- **Dlgs. n. 210/2021 (Art. 18):** prevede la realizzazione di nuovi sistemi di accumulo attraverso un meccanismo di aste per massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e l'identificazione da parte di Terna del fabbisogno di nuova capacità di accumulo in considerazione dell'evoluzione attesa delle FER non programmabili, anche in relazione alle richieste di connessione, e agli sviluppi di rete e delle esigenze di esercizio del sistema.

Infine, si ricorda che Terna, secondo l'articolo 3 del D.Lgs. 79/99, ha l'obbligo di connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta (con una potenza in immissione uguale o superiore a 10.000 kW), senza compromettere la continuità del servizio.

Per rispondere a tali esigenze Terna ha sviluppato un approccio metodologico (Figura 14) nel rispetto di una serie di parametri e condizioni al contorno quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo: input tecnico-economici (curve di producibilità FER per tecnologia e zona, costo di realizzazione di FER e accumuli), limiti fisici (capacità di trasporto tra zone di mercato), limiti di fattibilità (vincoli di coerenza tra richieste di connessione e ipotesi di localizzazione delle FER) e vincoli normativi (stima effettiva disponibilità aree idonee).

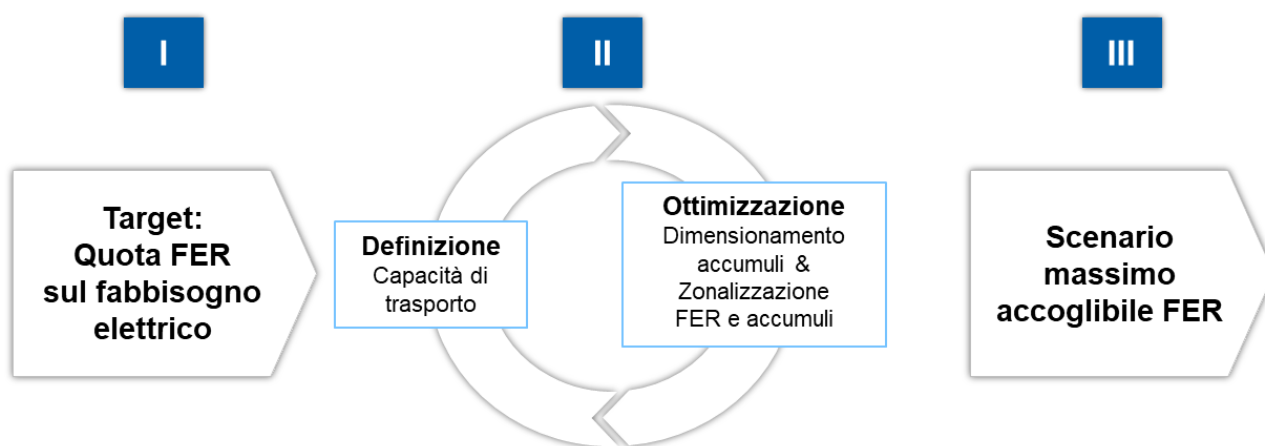


Figura 14 – Processo di pianificazione coordinata di rete, FER e accumuli

L'approccio adottato ha consentito di identificare uno scenario di massimo volume accoglibile FER per zona di mercato che risulti coerente con le richieste di connessione e con il potenziale di sviluppo sui territori, tenendo conto dell'aumento della capacità di trasporto derivante dalle opere straordinarie di rete necessarie e determinando il fabbisogno ottimo di

capacità di accumulo per l'integrazione delle FER attraverso il contenimento dell'overgeneration e il supporto alla risoluzione delle congestioni di rete, in piena sinergia con le altre risorse di sistema.

7.5.2.1.2 Bilancio elettrico annuo e mensile

Come mostrato in Figura 15, la **produzione rinnovabile complessiva** (idrico, eolico, fotovoltaico, bioenergie e geotermico) nello scenario FF55 è pari a 239 TWh al 2030, raggiungendo quindi una quota FER sul fabbisogno elettrico totale di circa 65%. Ciò rappresenta un incremento di ben 127 TWh di produzione FER rispetto ai valori registrati nel 2019.

Lo scenario prevede inoltre un **moderato aumento dell'import netto dai 38 TWh del 2019 a 52 TWh al 2030** (principalmente correlato agli investimenti previsti nel Piano di Sviluppo di Terna finalizzati ad aumentare la capacità di trasporto delle interconnessioni transfrontaliere, il che consente una maggiore integrabilità delle FER a livello europeo). A fronte di tutto ciò, **la generazione elettrica a gas naturale scende dai 138 TWh del 2019 sino a 75 TWh al 2030**, con una riduzione percentuale pari a -46% mentre, come già previsto dal PNIEC, la generazione a carbone è totalmente assente. La riduzione della generazione a gas riguarda non solo gli impianti che producono esclusivamente energia elettrica, ma anche quelli cogenerativi (cf. approfondimento "Evoluzione della cogenerazione").

Evoluzione della cogenerazione

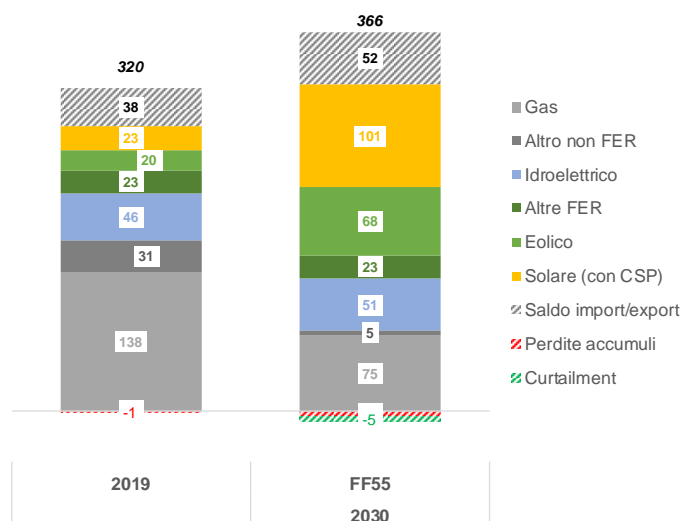
Nel sistema elettrico di oggi la cogenerazione a gas riveste un ruolo rilevante, avendo prodotto 82 TWh di energia elettrica e 39 TWh di calore nel 2019. Tuttavia, da un approfondimento sono emerse due evidenze chiave per la costruzione degli scenari futuri:

- Una quota non trascurabile del calore prodotto viene dissipato (calore non utilizzato)
- Alcuni impianti cogenerativi sono di fatto eserciti prevalentemente in assetto puramente elettrico, probabilmente per cogliere le opportunità derivanti dalla vendita/autoconsumo di energia elettrica anche in assenza di un fabbisogno termico.

Dalla rilevazione statistica di Terna emerge che la quantità di calore dissipato è pari a circa 12-14% del calore prodotto. Inoltre, gli impianti considerati scarsamente cogenerativi producono il 30% del calore ma il 50% dell'energia elettrica proveniente dalla cogenerazione. La parte restante del calore prodotto viene fornita da impianti di cogenerazione ad alto rendimento (CAR).

Negli scenari futuri la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili riduce i volumi della produzione termoelettrica convenzionale ivi inclusi quelli della cogenerazione. Per il 2030 si stima quindi una significativa riduzione della produzione da impianti scarsamente cogenerativi, confermando tuttavia il ruolo rilevante degli impianti CAR anche negli scenari futuri.

È importante sottolineare come, al 2030, la generazione solare nello scenario FF55 giunga a rappresentare oltre il 40% del totale della generazione FER e circa un terzo dell'intera produzione nazionale. In tale scenario il **sistema elettrico è dominato dalla ciclicità della radiazione solare e gli impianti di stoccaggio rivestono il ruolo fondamentale** di accumulare l'energia prodotta nelle ore centrali della giornata e di rilasciarla durante le ore serali, quando la generazione solare decresce rapidamente mentre il fabbisogno di elettricità si mantiene elevato.



Bilancio elettrico (TWh_el)	2019	2030 FF55
Fabbisogno elettrico totale	320	366
Fabbisogno elettrico «puro»	320	357
Consumi elettrici per produzione H2	0	9
Totale Produzione Nazionale	282	319
Totale produzione FER	112	239
<i>Idroelettrico</i>	46	51
<i>Solare</i>	23	101
<i>Eolico</i>	20	68
<i>Altre FER</i>	23	23
<i>Overgeneration</i>	0	-5
Totale produzione convenzionale	169	80
<i>Gas naturale</i>	138	75
<i>di cui cogenerativo</i>	82	36
<i>di cui non cogenerativo</i>	56	39
<i>Altro non FER</i>	31	5
Saldo estero (import netto)	38	52
Saldo accumuli (perdite)	-1	-5
Quota FER sul fabbisogno (%)	35%	65%

Figura 15 – Evoluzione bilancio elettrico scenario FF55

La Figura 16 mostra la copertura del fabbisogno a livello mensile nello scenario FF55 in valore assoluto (grafico a sinistra) ed in percentuale (grafico a destra). La produzione FER aumenta durante i mesi primaverili ed estivi, come risultato dell'elevata quantità di irraggiamento, comportando una diminuzione sia della generazione proveniente dal termico tradizionale sia dei flussi di import. Il mese di luglio, caratterizzato dal picco di domanda sostenuto dall'utilizzo dei condizionatori, fa eccezione: si nota infatti un aumento sia del termico che dell'import rispetto agli altri mesi estivi.

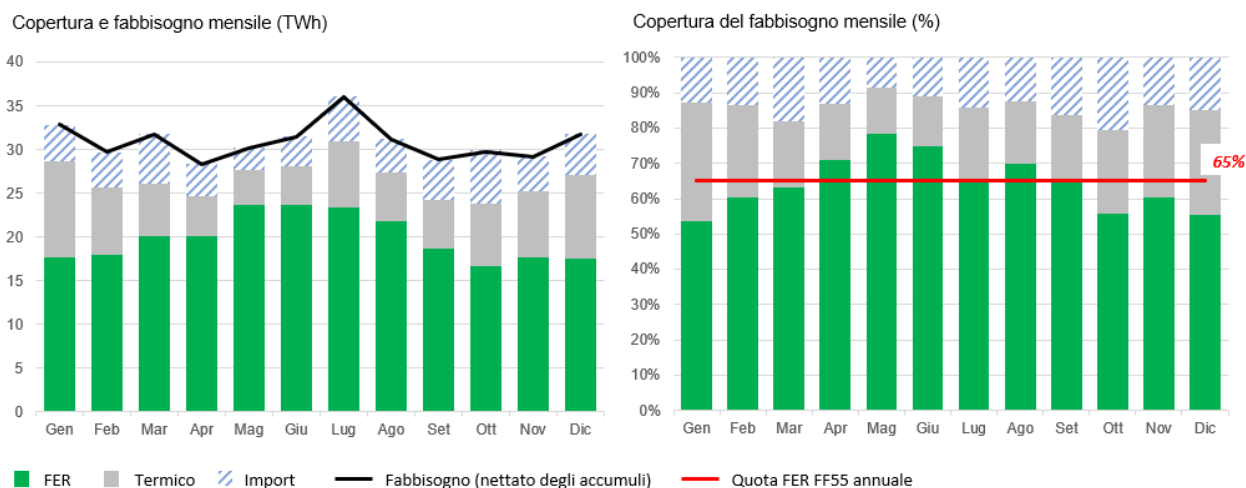


Figura 16 – Copertura mensile del fabbisogno nello scenario FF55

Nel grafico a destra della Figura 16 si nota come la copertura FER sia superiore al valore annuale medio, pari al 65%, nei mesi da aprile a settembre e sia invece leggermente inferiore in tutti gli altri.

Dal bilancio mensile (Figura 17) si nota, inoltre, che la produzione solare varia tra un minimo del 15% (gennaio) ed un massimo del 43% (giugno) della produzione nazionale totale; mentre quella eolica varia tra un minimo del 10% (luglio) ed un massimo del 31% (febbraio).

L'import e la produzione termoelettrica presentano un minimo nei mesi primaverili, con basso carico e molta produzione solare; al contrario, nei mesi invernali (gennaio e dicembre), caratterizzati da un carico molto elevato sia in Italia che all'estero e bassa produzione rinnovabile, si osserva un incremento della produzione termoelettrica a gas. Relativamente ai flussi netti con i paesi confinanti,

questi sono fortemente influenzati dal verificarsi di una concomitanza di eventi, ad esempio un carico mensile più elevato della media in Italia in concomitanza di un carico medio, o nella norma, in Francia comportano flussi più elevati verso l'Italia.

Per quanto riguarda la produzione di idrogeno, questa è più elevata nei mesi primaverili ed estivi quando la generazione rinnovabile è maggiore.

Bilancio elettrico (TWh_el)	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Fabbisogno elettrico totale	32.5	29.4	31.3	27.8	29.6	31.0	35.6	30.6	28.4	29.5	28.9	31.4
Fabbisogno elettrico «puro»	32.1	29.1	30.5	26.4	28.2	29.9	35.0	29.8	27.6	28.9	28.4	31.1
Consumi elettrici per produzione H2	0.4	0.3	0.9	1.4	1.4	1.1	0.6	0.8	0.7	0.6	0.5	0.3
Totale Produzione Nazionale	28.6	25.7	26.1	24.7	27.6	28.1	30.9	27.3	24.2	23.7	25.3	27.1
Totale produzione FER	17.6	17.9	20.1	20.1	23.7	23.6	23.4	21.7	18.7	16.7	17.6	17.6
Idroelettrico	3.4	3.0	3.5	4.3	5.6	6.2	5.9	4.8	4.0	3.4	4.0	3.4
Solare	4.4	5.4	8.9	10.5	11.3	12.0	12.8	11.8	8.8	6.4	4.5	4.4
Eolico	8.0	7.9	6.4	4.3	5.8	4.3	3.1	3.6	4.4	5.2	7.2	7.9
Altre FER	1.9	1.7	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Overgeneration	0.0	0.2	0.6	1.0	0.9	0.8	0.4	0.4	0.4	0.2	0.0	0.0
Totale produzione convenzionale	11.0	7.8	6.0	4.5	4.0	4.5	7.5	5.6	5.5	7.0	7.6	9.5
Gas naturale	10.6	7.4	5.5	4.1	3.6	4.1	7.0	5.1	5.1	6.6	7.2	9.0
Altro non FER	0.5	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5
Saldo estero (import netto)	4.2	4.0	5.7	3.7	2.6	3.4	5.2	3.8	4.7	6.1	3.9	4.7
Saldo accumuli (perdite)	-0.3	-0.3	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-0.3	-0.3	-0.3
Quota FER sul fabbisogno (%)	54%	61%	64%	72%	80%	76%	66%	71%	66%	57%	61%	56%

Figura 17 – Bilancio mensile dello scenario FF55

7.5.2.1.3 Evoluzione della capacità installata

Lo scenario FF55 prevede che saranno necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy, con un incremento di ben +70 GW rispetto ai 32 GW installati al 2019 (+12 GW solare distribuito, +42 GW solare utility, +7 GW eolico onshore, +9 GW eolico offshore). Tale obiettivo, sebbene sfidante, appare raggiungibile sia dal punto di vista tecnico che della maturità del mercato, considerando che Terna ad oggi ha già ricevuto oltre 250 GW di richieste di connessione di nuove FER e che negli anni 2009-2010 si sono già raggiunti in Italia tassi di installazione annui comparabili.

Come già anticipato, la **ripartizione zonale delle FER** elaborata per il DDS 22 è stata determinata assegnando maggiore priorità alle zone di mercato a maggior attrattività (Sud e isole maggiori) garantendo la compatibilità con i vincoli tecnici ed economici sopra esposti, giungendo comunque a volumi complessivi ampiamente cautelativi rispetto alle richieste di connessione e alla miglior stima allo stato effettuabile di disponibilità territoriale di aree idonee. In ogni caso, esula dagli obiettivi del DDS 22 l'applicazione di logiche di tipo "burden sharing" tra le regioni italiane.

La Figura 18 e la Tabella 11 mostrano il dettaglio zonale della capacità solare ed eolica nello scenario FF55, confrontata con il 2019. Più del 70% della capacità (75 GW) è rappresentato dal solare, di cui 53 GW sono da ricondursi ad impianti di tipo utility scale e 21,5 GW derivano da impianti fotovoltaici distribuiti.³³ Dal punto di vista della distribuzione zonale, il fotovoltaico di piccola taglia è concentrato nelle regioni del Nord, nelle quali, anche storicamente, si è osservata una maggior crescita di questa tipologia di installazioni. Il solare utility scale vede, invece, un incremento più marcato nelle zone del sud e delle isole caratterizzate da un maggior potenziale di sviluppo in termini di ore di producibilità, spazi idonei alle nuove installazioni e riduzione dei costi grazie ad economie di scala (come del resto ampiamente dimostrato dalla distribuzione delle richieste di connessione ricevute da Terna).

³³ Il termine "fotovoltaico distribuito" si riferisce agli impianti di piccola taglia.

L'eolico raggiunge i 27 GW al 2030, con un incremento di circa 16 GW rispetto al valore raggiunto nel 2019. L'eolico onshore ammonta a circa 18,5 GW (+7,7 GW rispetto al 2019), mentre l'offshore raggiunge 8,5 GW. Tutta la capacità è prevalentemente localizzata al sud per via di un potenziale, sia geografico che di producibilità, maggiore. L'eolico offshore in particolare è concentrato al largo della Puglia ed intorno alle due isole maggiori.

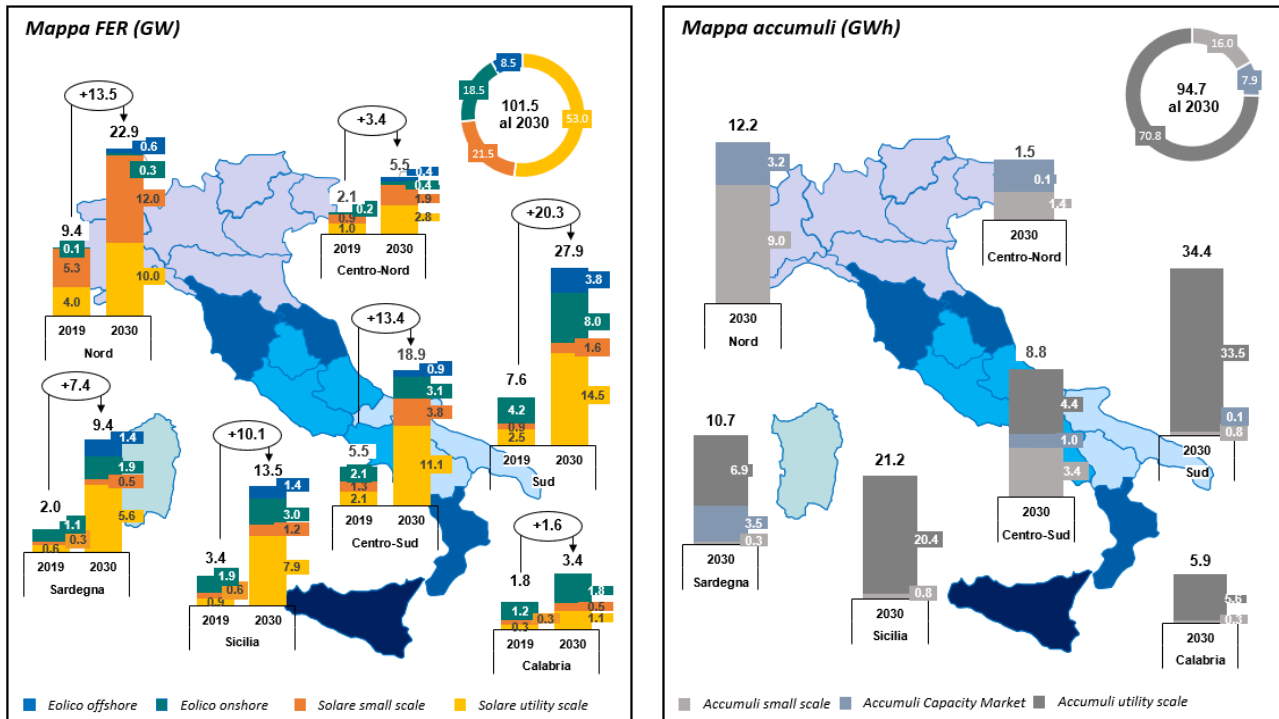


Figura 18 – Dettaglio evoluzione capacità FER (GW) e capacità totale accumuli (GWh) al 2030 nello scenario FF55³⁴

³⁴ Non è compresa la capacità dei pompaggi esistenti

Capacità FER al 2030 [GW]	Solare Distribuito	Solare Utility	Eolico onshore	Eolico offshore	Somma FER	Incremento vs 2019 FER [GW]	Solare Distribuito	Solare Utility	Eolico onshore	Eolico offshore	Somma FER
Nord	12.0	10.0	0.3	0.6	22.9	Nord	6.7	6.0	0.1	0.6	13.5
Centro-Nord	1.9	2.8	0.4	0.4	5.5	Centro-Nord	1.0	1.8	0.3	0.4	3.5
Centro-Sud	3.8	11.1	3.1	0.9	18.9	Centro-Sud	2.4	9.0	1.1	0.9	13.4
Sud	1.6	14.5	8.0	3.8	27.9	Sud	0.7	12.0	3.7	3.8	20.3
Calabria	0.5	1.1	1.8	0.0	3.4	Calabria	0.2	0.8	0.6	0	1.7
Sicilia	1.2	7.9	3.0	1.4	13.4	Sicilia	0.6	7.0	1.1	1.4	10.1
Sardegna	0.5	5.6	1.9	1.4	9.4	Sardegna	0.2	5.0	0.8	1.4	7.4
Totale	21.5	53.0	18.4	8.5	101.5	Totale	12.0	41.6	7.7	8.5	69.8

Capacità SdA al 2030 [GWh]	SdA Distribuiti	Utility Aste CM	Utility New E/P=8h	Somma accumuli	Incremento vs 2019 SdA [GWh]	SdA Distribuiti	Utility Aste CM	Utility New E/P=8h	Somma accumuli
Nord	9.0	3.2	0.0	12.2	Nord	8.4	3.2	0.0	11.7
Centro-Nord	1.4	0.1	0.0	1.5	Centro-Nord	1.4	0.1	0.0	1.5
Centro-Sud	3.4	1.0	4.4	8.8	Centro-Sud	3.3	1.0	4.4	8.7
Sud	0.8	0.1	33.5	34.4	Sud	0.8	0.1	33.5	34.4
Calabria	0.3	0.0	5.6	5.9	Calabria	0.3	0.0	5.6	5.9
Sicilia	0.8	0.0	20.4	21.3	Sicilia	0.8	0.0	20.4	21.3
Sardegna	0.3	3.5	6.9	10.7	Sardegna	0.3	3.5	6.9	10.7
Totale	16.0	7.9	70.9	94.8	Totale	15.3	7.9	70.9	94.1

Tabella 11 – Capacità nominale FER (GW) e capacità energetica accumuli (GWh) al 2030 nello scenario FF55³⁵

Nell’ottica di definire una pianificazione coordinata delle varie risorse al 2030, l’elevato incremento delle FER, comporta, ed è a sua volta abilitato, da un **aumento della capacità di accumulo** disponibile. Come meglio descritto nell’approccio metodologico, il dimensionamento proposto considera esclusivamente la capacità di accumulo “elettrico”, ovvero tecnologie in grado di prelevare energia elettrica dal sistema per poi restituirla in un istante di tempo successivo con un rendimento complessivo (cd. roundtrip efficiency) accettabile. Fatta questa premessa, la capacità di accumulo presente nello scenario FF55 è data dalla somma di:

- accumuli esistenti (essenzialmente impianti di pompaggio) non ricompresi nei numeri di Tabella 11
- accumuli utility-scale già aggiudicatari di contratti a termine sulle aste del Capacity Market
- nuovi accumuli “small-scale” che si configurano come batterie elettrochimiche con rapporto energia/potenza medio (4 ore) pensate soprattutto per affiancare lo sviluppo del solare fotovoltaico di piccola taglia per la massimizzazione dell’autoconsumo
- nuovi accumuli “utility-scale”, con un rapporto energia/potenza elevato (8 ore).

Per quest’ultima tipologia di impianti si ritiene che, almeno in orizzonte 2030, le tecnologie mature disponibili siano essenzialmente il pompaggio idroelettrico e l’accumulo elettrochimico, ma non esiste nessuna preclusione specifica verso tecnologie alternative, purché siano in grado di garantire la capacità energetica necessaria con un adeguato rapporto energia/potenza.

Lo scenario considera la nuova capacità di accumulo già contrattualizzata con le aste del Capacity Market, uno strumento attraverso cui Terna si approvvigiona la capacità necessaria per garantire l’adeguatezza del sistema elettrico. Per poter confrontare diverse tecnologie, domanda e offerta di questo meccanismo si misurano in CDP (Capacità Disponibile in Probabilità) applicando degli appositi tassi di de-rating alla potenza nominale che, nel caso degli accumuli, dipende sostanzialmente dal rapporto energia-potenza. Nell’ultima asta del Capacity Market, tenutasi a febbraio 2022 con anno di consegna 2024, sono stati assegnati 1,2 GW di nuova CDP, di cui 0,5 GW di CDP in Sardegna. A questi si aggiungono circa 0,1 GW di CDP assegnata nell’asta Capacity Market con consegna 2023. Complessivamente, finora sono stati contrattualizzati circa 2,1 GW in termini di potenza nominale, prevalentemente caratterizzati da un rapporto Energia/Potenza pari a

³⁵ Ibid.

2 o 4 ore e principalmente localizzati al Nord ed in Sardegna. Tali impianti sono funzionali a contribuire all'adeguatezza del sistema, ma meno adatti a spostare elevati volumi di energia prodotta dal fotovoltaico dalle ore centrali a quelle serali.

Il **fabbisogno di accumulo complessivo individuato al 2030** nello scenario FF55, addizionale rispetto agli impianti di pompaggio oggi esistenti, è pari a 95 GWh di cui 16 GWh si stima giungeranno da comunità energetiche e piccoli impianti distribuiti, 8 GWh risultano già assegnatari di contratti pluriennali nelle aste del Capacity Market e i restanti **71 GWh impianti di grande taglia che dovranno essere realizzati attraverso i meccanismi d'asta** delineati dall'art. 18 del D.lgs. 210/2021. Come si nota in Figura 18, l'incremento degli accumuli al Nord è prevalentemente di tipo small-scale ed è correlato allo sviluppo del fotovoltaico distribuito. In generale, l'incremento di capacità di accumulo è maggiore al Sud e sulle isole, dove gli impianti di tipo "utility-scale" rappresentano in media il 90% della nuova capacità di accumulo. Appare evidente che il dimensionamento ottimale del fabbisogno di accumulo e la sua localizzazione geografica risultano fortemente dipendenti sia da quantità e localizzazione della capacità solare sia dall'effettivo sviluppo atteso delle infrastrutture di rete. In ottica di short-term planning sarà quindi opportuno indirizzare lo sviluppo effettivo degli accumuli negli anni con l'obiettivo di "inseguire" in modo efficiente l'effettiva evoluzione delle risorse di sistema.

Nelle simulazioni effettuate gli impianti utility-scale partecipano attivamente ai mercati dell'energia e dei servizi, così come i pompaggi idroelettrici. Per gli accumuli elettrochimici small-scale si prevede invece un uso prevalente in accoppiamento ad impianti fotovoltaici di piccola taglia, al fine di massimizzare l'autoconsumo.

Un ulteriore elemento caratterizzante gli scenari sviluppati è la **presenza degli elettrolizzatori**. Data l'elevata penetrazione rinnovabile e l'obiettivo di decarbonizzazione del sistema, essi rappresentano un'ulteriore opportunità che permette di sfruttare l'overgeneration di sistema per produrre idrogeno verde utilizzato a sua volta in altri settori. Dei 5 GW previsti 1,5 GW saranno realizzati tra Nord e Centro Nord ed i restanti 3,5 GW si prevedono collocati tra Sud, Centro Sud e isole.

Per quanto riguarda la **capacità termoelettrica** lo scenario è caratterizzato dal completo phase-out della capacità a carbone (la quota di Altro non FER si riduce da 12 GW a 4 GW, Figura 19). Inoltre, considera gli esiti delle aste del Capacity Market 2022, 2023 e 2024 in termini di rifacimenti di impianti esistenti e sviluppo di nuovi. Nessuna ipotesi è invece stata formulata sulla possibile dismissione di una parte della capacità di generazione a gas, che è quindi stata convenzionalmente mantenuta costante in tutti gli anni successivi al 2025. Come evidenziato nella sezione 7.5.2.3.1, al 2030 esiste una quota importante di impianti con ore di utilizzo nullo o quasi nullo nella simulazione 2030, indicando che tali impianti potrebbero essere necessari solo per specifiche esigenze di adeguatezza. Tuttavia, le analisi di adeguatezza esulano dagli obiettivi del presente documento e – ciò detto – la eventuale presenza di capacità di generazione in eccesso nei modelli non comporta alcuna differenza nei risultati (dando per scontato che qualsiasi scenario futuro dovrebbe essere per definizione adeguato, gli impianti in esubero semplicemente non vengono attivati nelle simulazioni). In generale, agli impianti dovrà essere fornita una capacità di prelievo gas adeguata anche per il loro funzionamento intermittente, richiedendo alla rete del gas crescenti prestazioni di flessibilità.

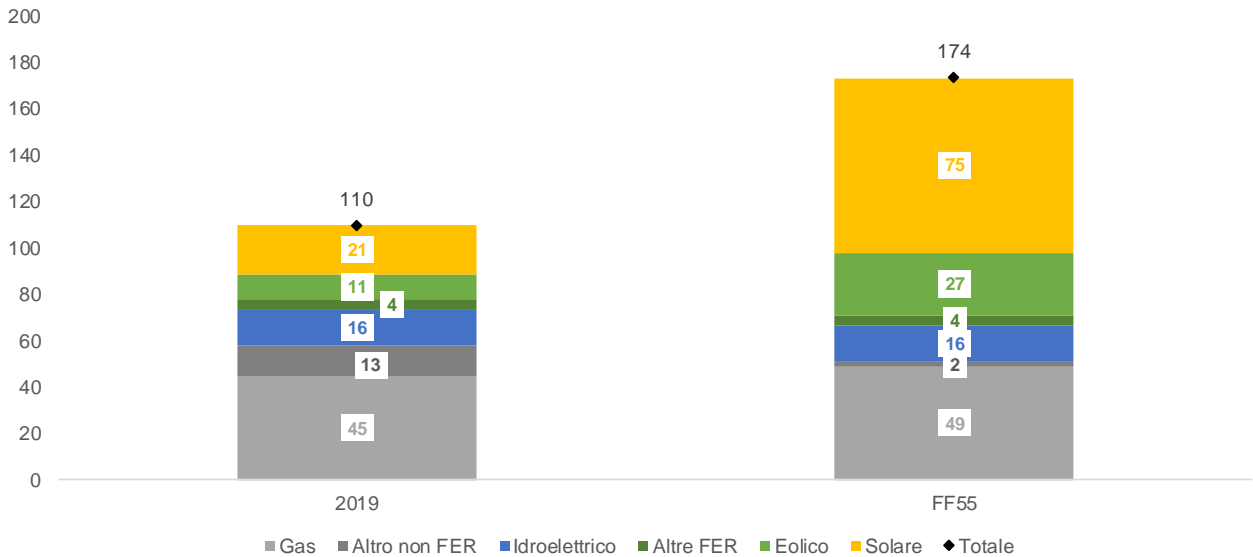


Figura 19 – Evoluzione capacità installata scenario FF55

7.5.2.1.4 Evoluzione della capacità di trasporto interzonale

Il dimensionamento del fabbisogno di accumulo e la zonalizzazione delle FER proposti in questo documento presuppongono la realizzazione delle opere necessarie per incrementare la capacità di trasporto della rete.

Gli interventi previsti permetteranno di incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato per circa 16,6 GW complessivi già nel 2030³⁶, ulteriori rispetto a quanto già previsto nel PdS21. Tale nuova capacità si rende indispensabile per abilitare l'integrazione delle rinnovabili previste negli scenari garantendo un livello accettabile di overgeneration e abilitando il trasporto dell'energia dal Sud Italia verso le regioni del Nord a maggior consumo. Infatti, rispetto allo scenario NT Italia 2030 utilizzato per la predisposizione del PdS21, lo scenario FF55 non solo prevede volumi di FER molto maggiori (+70 GW complessivi contro i +40 GW del PNIEC), ma anche una loro superiore concentrazione al Centro e al Sud (nel NT Italia il 50% della nuova capacità era prevista nelle zone Nord e Centro-Nord mentre nello scenario proposto, coerentemente con le richieste di connessione, tale percentuale si riduce al 21% circa). Gli incrementi di capacità di trasporto previsti sono sintetizzati nella Figura 20.

³⁶ La pianificazione puntuale delle opere verrà definita nel dettaglio nell'ambito del prossimo aggiornamento del Piano di Sviluppo, previsto ad inizio 2023. Avendo scelto il 2030 come anno di riferimento di scenario si assume qui convenzionalmente che le nuove capacità di trasporto pianificate saranno disponibili in tale data, anche se è possibile che alcuni interventi potranno entrare completamente in esercizio anche in periodi successivi.

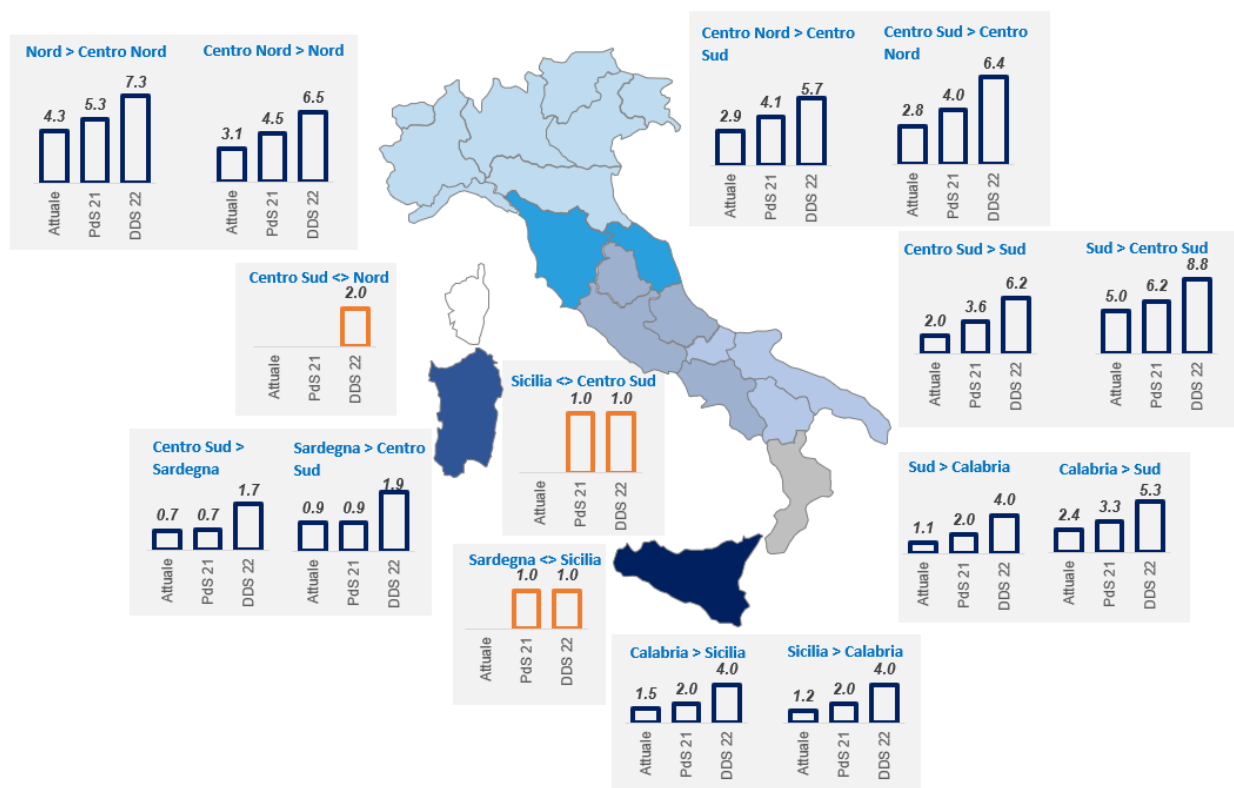


Figura 20 – Evoluzione della capacità di trasporto (GW)³⁷

In Figura 21 sono riportati sia i flussi interzonal, che risultano essere particolarmente elevati dal Sud e dalla Sicilia verso il resto della penisola, sia i flussi sulle interconnessioni con i paesi confinanti.

Il Nord, essendo la zona maggiormente interconnessa, ed in continuità con quanto osservato storicamente nel 2019, rimane quella che riceve i flussi più elevati in import dall'estero, soprattutto sul versante francese per via della presenza del nucleare e al confine con la Svizzera, a sua volta interconnessa con la Germania.

³⁷ I valori attuali fanno riferimento a quanto pubblicato nel documento “Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato”, rev. 28. Per le sezioni Nord-Centro Nord e Centro Nord- Centro Sud sono riportati i valori massimi raggiungibili dal limite di transito al variare della stagione e del fabbisogno residuo zonale, come specificato nel documento stesso.

https://download.terna.it/terna/Limiti_di_transito_2022_8d9bff6197296d1.pdf

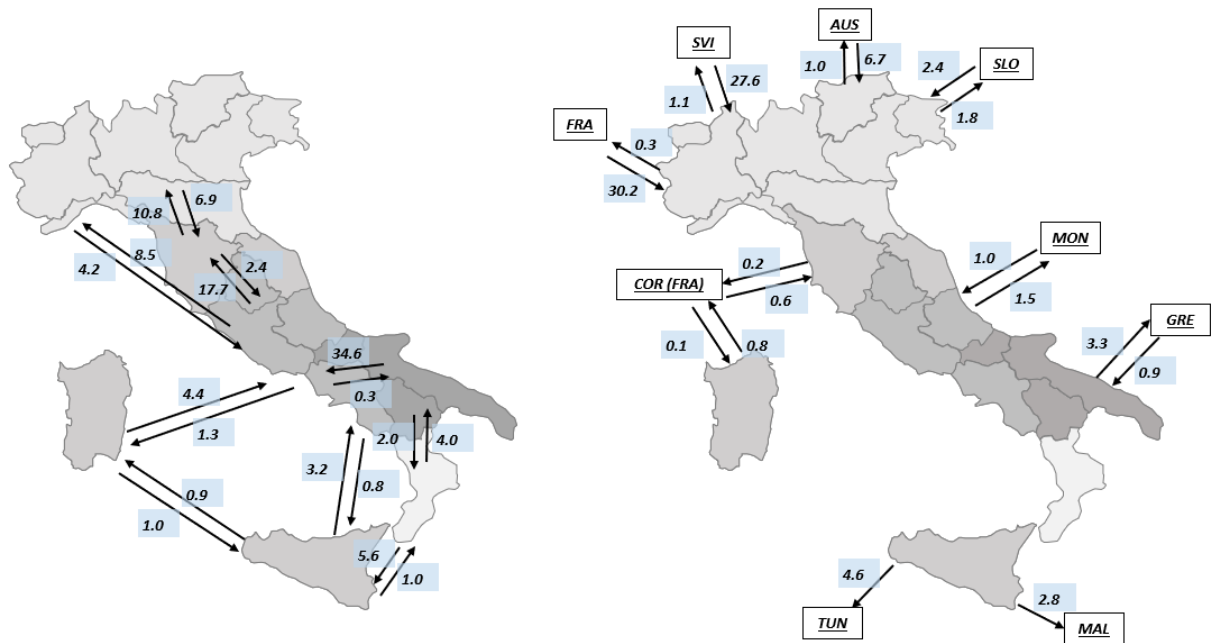


Figura 21 – Flussi interzonal e scambi con l'estero nello scenario FF55

Nonostante i flussi interzonal abbiano una direzione ben precisa – dal sud verso il nord del paese con le zone del sud e le isole che tendono ad essere esportatori netti verso le altre zone di mercato – si nota una differenza osservando i flussi notturni ed i flussi diurni. Come mostrato in Figura 22 di giorno il Nord risulta essere un importatore netto dalle altre zone Italiane (in azzurro nella mappa), di notte invece risulta essere in export verso il resto della penisola. Centro Sud e Centro Nord in particolare, essendo una zona di transito tra il sud del paese con elevata produzione FER ed il Nord dove è concentrata la maggior parte della domanda, rimangono zone di import.

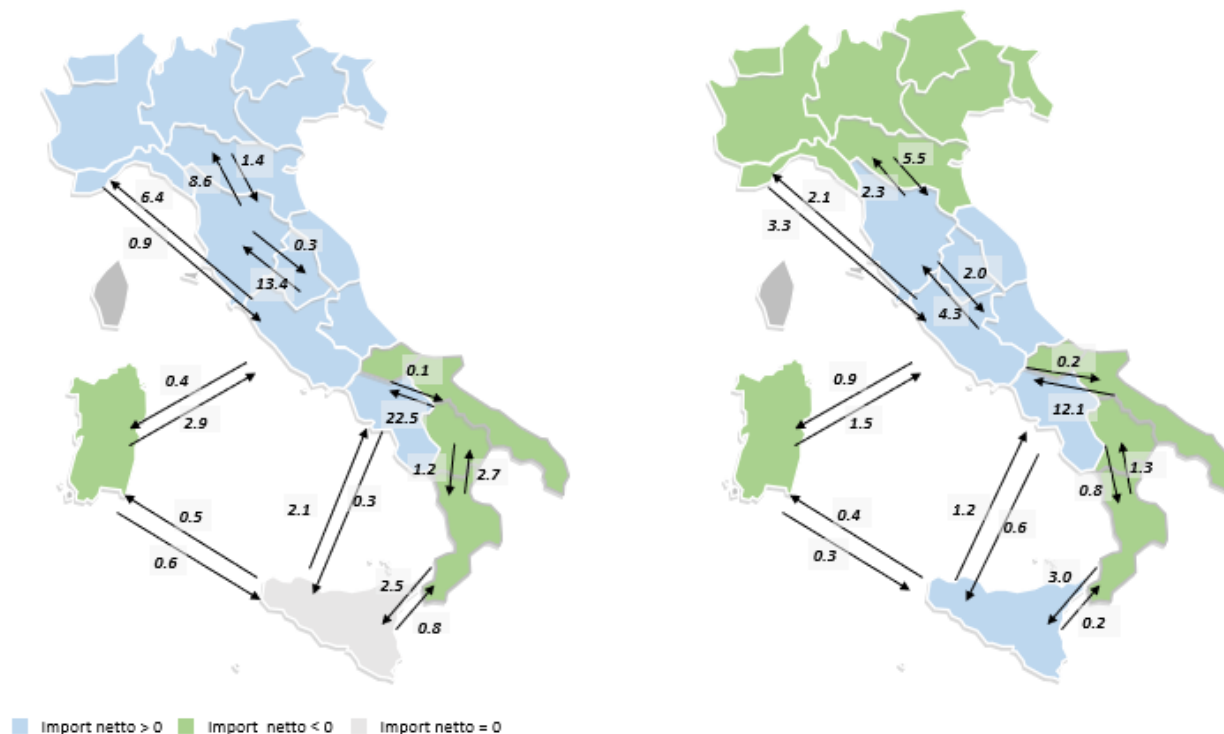
Flussi diurni (TWh)**Flussi notturni (TWh)**

Figura 22 – Flussi interzonal diurni e notturni dello scenario FF55

7.5.2.1.5 Considerazioni aggiuntive sui temi di market design abilitanti del sistema elettrico

Come illustrato, lo scenario FF55 prevede un forte sviluppo delle seguenti tre famiglie di asset: infrastrutture di rete, impianti FER, impianti di accumulo. Dal punto di vista economico-finanziario tutti questi investimenti sono equiparabili ad operazioni di natura infrastrutturale, caratterizzati quindi da elevati esborsi iniziali, costi variabili relativamente limitati e una vita utile tecnica che deve risultare compatibile con il tempo di ritorno dell'investimento stesso. Per garantire la finanziabilità a condizioni di mercato, a costi competitivi del capitale, di FER e accumuli è fondamentale affiancare strutturalmente ai mercati spot strumenti contrattuali a medio-lungo termine. Nello scenario si assume quindi che le FER potranno disporre di contratti a termine sia nell'ambito delle aste bandite dal GSE sia attraverso la contrattazione bilaterale (PPA) mentre per gli accumuli si assume che potranno essere almeno in parte contrattualizzati attraverso le aste bandite da Terna ai sensi dell'art. 18 del d.lgs. 210/2021.

Analogamente sarà necessario promuovere una progressiva evoluzione della struttura del mercato dei servizi finalizzata ad abilitare la partecipazione strutturale delle fonti rinnovabili alla fornitura di servizi di dispacciamento (in primis il servizio di riserva a scendere che diventa critico durante le ore con alta produzione solare) e proseguire con il processo di progressiva abilitazione al mercato dei servizi di tutte le risorse disponibili (anche in forma aggregata) già intrapreso da anni nella cornice della delibera 300/2017/R/eel. Anche per il mercato dei servizi sarà inoltre opportuno valutare il progressivo affiancamento ai mercati giornalieri di aste per l'approvvigionamento a termine, sempre per i motivi sopra esposti.

Sarà inoltre necessario monitorare puntualmente l'effettiva entrata in esercizio della nuova capacità programmabile aggiudicataria di contratti a termine nell'ambito delle aste del Capacity Market per valutare possibili residue criticità connesse alla adeguatezza del sistema e l'eventuale necessità di

un ulteriore ricorso al sistema di remunerazione della capacità, nel rispetto delle indicazioni MiTE di cui al decreto n. 439 del 28-10-2021.

7.5.2.2 Confronto degli scenari Fit-for-55, Distributed Energy IT, Global Ambition IT e Late Transition

Di seguito si presenta il confronto di tutti gli scenari sviluppati nell'ambito di questo documento. Gli scenari Distributed Energy e Global Ambition 2040 rappresentano due strade alternative verso la piena decarbonizzazione al 2050, in coerenza con le storyline degli ENTSOs, mentre lo scenario Late Transition riprende i target del PNIEC 2019 / NT Italia 2021 considerando tuttavia una localizzazione delle FER più allineata alle richieste di connessione pervenute a Terna.

Come già specificato lo scenario FF55 con orizzonte 2030 è stato costruito con l'obiettivo di definire un mix efficiente di infrastrutture di rete, fonti rinnovabili, accumuli, sviluppo di tecnologie digitali di natura "capital light" e adozione di tecnologie efficienti nei consumi finali facendo leva su soluzioni tecnicamente e commercialmente mature per la loro implementazione su scala industriale nei pochi anni che ci separano dal target.

L'orizzonte temporale 2040 è invece ancora oggi caratterizzato da molte incertezze connesse alla effettiva maturità tecnologica e di mercato di una serie di tecnologie abilitanti, quali a titolo di esempio il P2X e la CCUS. In tale contesto l'esercizio di una ricerca del mix efficiente di risorse sarebbe meno significativo e robusto per gli scenari 2040. Pertanto, tali scenari sono stati costruiti garantendo la coerenza con le storyline già descritte ma senza analizzare nel dettaglio le implicazioni in termini di costi complessivi di sistema e senza effettuare approfondimenti sulla ulteriore evoluzione – che si renderà comunque necessaria - della capacità di trasporto della rete elettrica. Di conseguenza, anche lo sviluppo ipotizzato degli accumuli al 2040 è da considerarsi preliminare.

7.5.2.2.1 Confronto della capacità installata

Alla luce dei target previsti dal pacchetto legislativo UE «Fit-for-55», la capacità installata del parco di generazione rinnovabile italiano è prevista in forte aumento in tutti gli scenari elaborati.

Per quanto riguarda la capacità convenzionale, tutti gli scenari presentati in questo documento interiorizzano il completo phase-out della capacità a carbone e considerano gli esiti delle aste del Capacity Market 2022, 2023 e 2024 in termini di riconversione di impianti esistenti e sviluppo di nuovi impianti. Nessuna ipotesi è invece stata formulata sulla possibile dismissione di una parte della capacità di generazione a gas, che è quindi stata convenzionalmente mantenuta costante in tutti gli anni successivi al 2025. Ciò non significa che non sarà possibile dismettere parte di tale capacità; più semplicemente, le analisi di adeguatezza esulano dagli obiettivi del presente documento e – ciò detto – la eventuale presenza di capacità di generazione in eccesso nei modelli non comporta alcuna differenza nei risultati (gli impianti in esubero semplicemente non vengono attivati nelle simulazioni).

Come riportato in Figura 23 si prevede un deciso aumento di solare ed eolico che al 2030 varia tra un minimo di 71 GW (scenario LT) ad un massimo di 102 GW (FF55), di cui il solare rappresenta più del 70%³⁸. Al 2040, la continua crescita delle FER raggiunge il massimo nello scenario DE (156

³⁸ Il valore della capacità installata solare include sia PV che CSP. Il CSP corrisponde a circa 900 MW.

GW totali), un valore leggermente inferiore nello scenario GA (140 GW) e un valore minimo nello scenario LT (104 GW); in tutti gli scenari il solare è la tecnologia trainante.

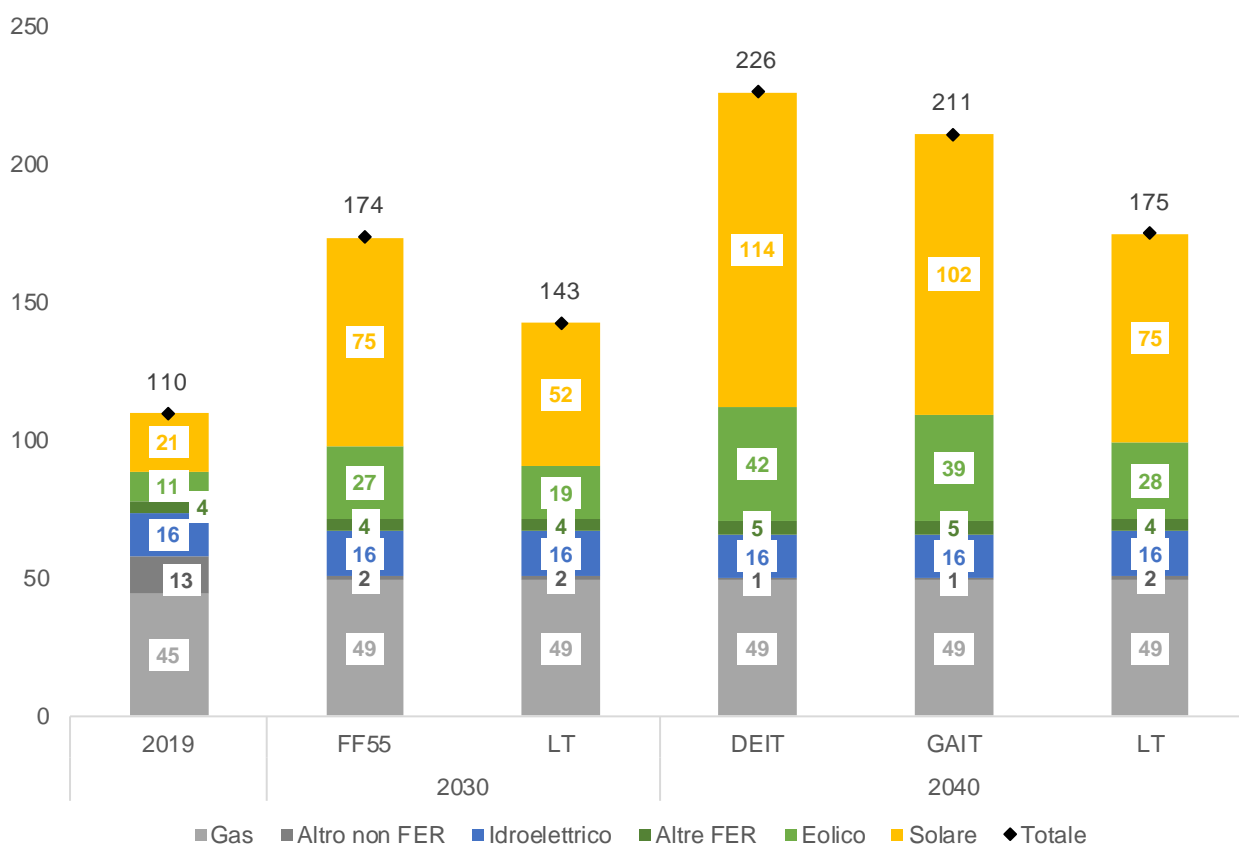


Figura 23 – Evoluzione della capacità installata negli scenari (GW)

	2019	2030		2040		
		FF55	LT	DE-IT	GA-IT	LT
Solare	20.9	75.4	52.0	114.1	101.9	75.4
Eolico onshore	10.7	18.4	18.4	23.1	23.1	21.0
Eolico offshore	-	8.5	0.9	18.5	15.5	7.2
Idroelettrico	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
Altre FER	4.4	4.4	4.4	4.9	4.9	4.4
Altro non-FER	13.4	1.8	1.8	0.7	0.7	1.8
Gas ³⁹	44.5	49.1	49.1	49.1	49.1	49.1
Totale	109.3	173.5	142.5	226.2	211.1	174.8

Tabella 12 – Capacità installata (GW)

L'installato solare (Figura 24) è previsto in notevole crescita rispetto al 2019 in tutte le zone. In linea con quanto osservato negli ultimi anni, nelle regioni del Nord si prevede uno sviluppo più ampio del fotovoltaico di piccola taglia rispetto alle regioni del Sud, dove ci si aspetta invece un incremento della capacità solare di grande taglia. Il Sud, la Sicilia e la Sardegna sono le zone con più elevato potenziale nelle quali si prevede una crescita più marcata del solare utility-scale sia con strutture fisse, sia con strutture dotate di tracker che permettono di sfruttare al meglio le ore di sole, con una producibilità che arriva anche ad essere superiore del 15%-20%. Al 2030 si ipotizza una

³⁹ Come già specificato nel testo nessuna ipotesi è stata effettuata sulla evoluzione di lungo termine della capacità di generazione a gas rimandando ad altri studi la determinazione del minimo necessario per garantire l'adeguatezza del sistema

distribuzione pressoché simile della nuova capacità tra strutture fisse e con tracker, al contrario, al 2040, le strutture con tracker rappresentano la quota più rilevante delle nuove installazioni solari.

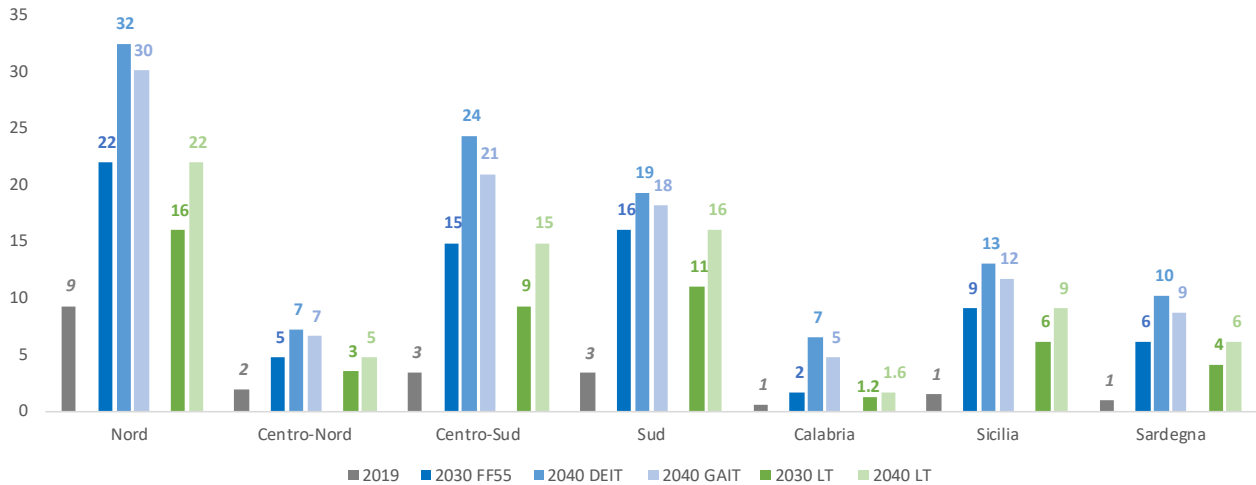


Figura 24 – Evoluzione della ripartizione zonale degli impianti fotovoltaici (GW)

	2019	2030		2040		
		FF55	LT	DE-IT	GA-IT	LT
Nord	9.3	22.0	16.0	32.5	30.1	22.0
Centro Nord	1.9	4.7	3.5	7.2	6.6	4.7
Centro Sud	3.4	14.9	9.3	24.4	21.0	14.9
Sud	3.4	16.1	11.0	19.3	18.2	16.1
Calabria	0.6	1.6	1.2	6.5	4.7	1.6
Sicilia	1.5	9.1	6.1	13.0	11.7	9.1
Sardegna	0.9	6.1	4.1	10.2	8.7	6.1
Totale	20.9	74.5	51.1	113.2	101.0	74.5

Tabella 13 – Dettaglio distribuzione capacità del solare fotovoltaico (GW)

Per quanto riguarda l'eolico, la maggior parte della nuova capacità è attesa al Sud e nelle isole, con una quota rilevante anche al Centro Sud. A differenza del solare, infatti, le zone del Nord e Centro Nord hanno bassa potenzialità per lo sviluppo dell'eolico, sia per la scarsa ventosità in linea generale sia per la limitatezza geografica delle zone che potrebbero avere sufficiente vento.

Per quanto riguarda la distribuzione zonale (Figura 25), si ipotizza che l'eolico offshore venga sviluppato principalmente al Sud ed intorno alle due isole maggiori dove le ore di producibilità medie sono più alte. I fondali della Puglia, in particolare, sembrano avere caratteristiche più idonee di altri allo sviluppo di questa tecnologia.

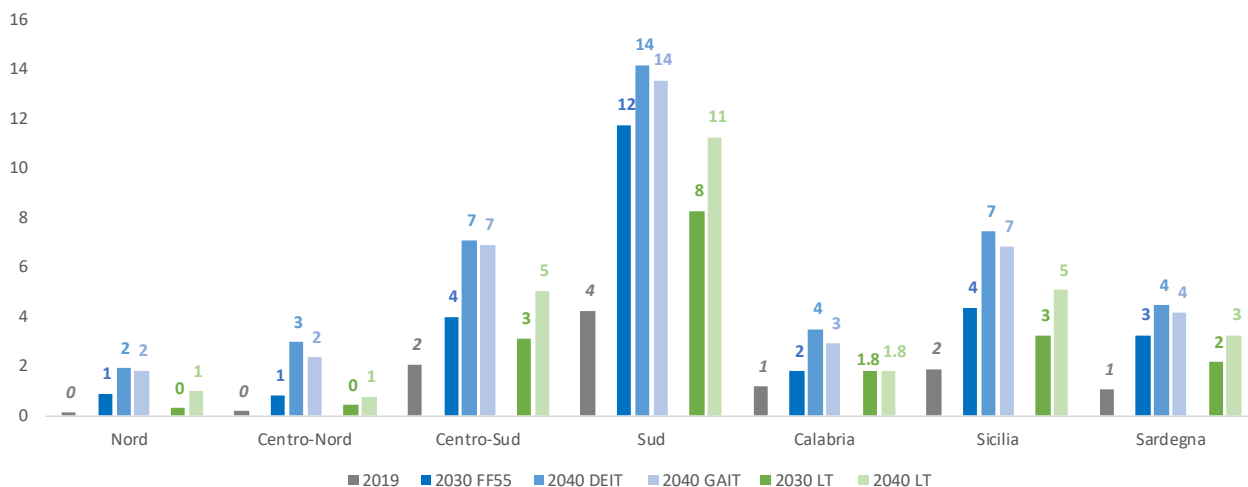


Figura 25 – Evoluzione della capacità installata zonale di impianti eolici (onshore e offshore – GW)

		2019	2030			2040		
			FF55	LT	DE-IT	GA-IT	LT	
Nord	Onshore	0.1	0.3	0.3	1.0	1.0	0.7	
	Offshore	0.0	0.6	0.0	0.9	0.8	0.3	
	Totale	0.1	0.9	0.3	1.9	1.8	1.0	
Centro Nord	Onshore	0.2	0.4	0.4	0.7	0.7	0.6	
	Offshore	0.0	0.4	0.0	2.3	1.7	0.2	
	Totale	0.2	0.8	0.4	3.0	2.4	0.8	
Centro Sud	Onshore	2.1	3.1	3.1	5.5	5.5	4.4	
	Offshore	0.0	0.9	0.0	1.6	1.4	0.6	
	Totale	2.1	4.0	3.1	7.1	6.9	5.0	
Sud	Onshore	4.2	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	
	Offshore	0.0	3.8	0.3	6.2	5.6	3.3	
	Totale	4.2	11.8	8.3	14.2	13.6	11.3	
Calabria	Onshore	1.2	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	
	Offshore	0.0	0.0	0.0	1.7	1.1	0.0	
	Totale	1.2	1.8	1.8	3.5	2.9	1.8	
Sicilia	Onshore	1.9	3.0	3.0	4.2	4.2	3.7	
	Offshore	0.0	1.4	0.3	3.2	2.6	1.4	
	Totale	1.9	4.4	3.3	7.4	6.8	5.1	
Sardegna	Onshore	1.1	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	
	Offshore	0.0	1.4	0.3	2.6	2.3	1.4	
	Totale	1.1	3.3	2.2	4.5	4.2	3.3	
Totale	Onshore	10.7	18.4	18.4	23.1	23.1	21.0	
	Offshore	0.0	8.5	0.9	18.5	15.5	7.2	
	Totale	10.7	26.9	19.3	41.6	38.6	28.2	

Tabella 14 – Dettaglio distribuzione capacità eolica (GW)

Date le elevate quantità di nuova capacità solare ed eolica attese, per massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica rinnovabile prodotta e integrare tali volumi di FER è necessario lo sviluppo di un'adeguata capacità di accumulo. Come già descritto per lo scenario FF55, i nuovi sistemi di accumulo includono sia soluzioni "utility scale" (idroelettrici di pompaggio o batterie elettrochimiche con un rapporto energia/potenza piuttosto elevato 8 ore) sia soluzioni "small-scale": batterie elettrochimiche a rapporto energia/potenza di 4 ore pensate per affiancare lo sviluppo del solare fotovoltaico di piccola taglia.

La Tabella 15 riporta l'evoluzione complessiva degli accumuli, sia utility scale che small scale. Come si nota, l'incremento di capacità è piuttosto elevato al Sud, trainato principalmente da impianti di tipo "utility" che rappresentano in media il 90% della nuova capacità di accumulo installata. Al Nord, invece, più del 70% della nuova capacità installata è relativa ad impianti small scale.

Tutti gli scenari previsionali includono la nuova capacità di accumulo contrattualizzata con le aste del Capacity Market (circa 2,1 GW di potenza installata, localizzata principalmente nelle zone di mercato Nord e Sardegna, con rapporto Energia/Potenza pari a 2 o 4 ore).

	2019	2030		2040		
		FF55	LT	DE-IT	GA-IT	LT
Nord	0.5	12.2	8.8	21.1	21.1	12.2
Centro Nord	0.0	1.5	1.1	9.4	7.0	1.5
Centro Sud	0.1	8.8	7.4	29.7	23.3	8.8
Sud	0.0	34.4	14.6	47.2	35.2	21.9
Calabria	0.0	5.9	2.5	14.3	11.5	2.7
Sicilia	0.0	21.3	8.9	34.1	29.3	14.7
Sardegna	0.0	10.7	6.5	19.0	16.2	9.1
Totale	0.7	94.8	49.9	174.8	143.6	70.8

Tabella 15 – Evoluzione della capacità energetica degli accumuli al netto dei pompaggi esistenti (GWh)

Gli elettrolizzatori rappresentano un altro elemento comune a tutti gli scenari descritti in questo documento. In generale gli elettrolizzatori vengono modellizzati come carichi elettrici che si attivano in presenza di overgeneration rinnovabile per produrre idrogeno verde. Tale combustibile è quindi destinato ad essere utilizzato per la decarbonizzazione di altri settori energetici, tra i quali i trasporti e i cosiddetti settori hard-to-abate in cui un uso diretto dell'energia elettrica non è tecnicamente o economicamente conveniente.

Al 2030 (Figura 26 e Figura 27) solo lo scenario FF55 prevede lo sviluppo di nuovi elettrolizzatori collegati a rete elettrica, mentre il 2040 ne prevede un incremento in tutti gli scenari sviluppati; la capacità risulta massima nello scenario DE IT (circa 11,7 GW_{el}), intermedia nel GA IT (8,3 GW_{el}) e minima nel LT (5 GW_{el}).

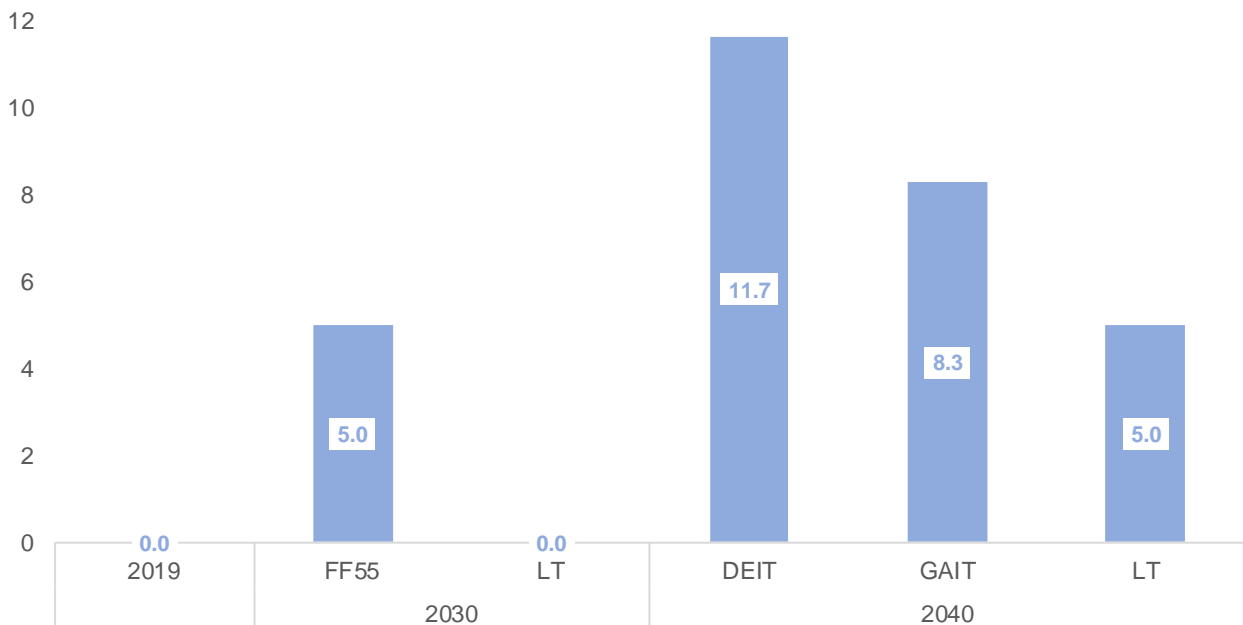


Figura 26 – Evoluzione della capacità degli elettrolizzatori negli scenari (GW_{el})

Come chiarito nel precedente paragrafo e in attesa di avere una maggiore chiarezza sia sulle iniziative progettuali in corso sia su quale sarà il market design che abiliterà l'idrogeno, la distribuzione zonale della nuova capacità degli elettrolizzatori è ipotizzata in ragione della distribuzione delle rinnovabili e dei settori di consumo dell'idrogeno. Per gli scenari di sviluppo (su orizzonte 2040) si è invece ipotizzato che l'incremento della capacità sia concentrato maggiormente nelle zone del Sud, caratterizzate da una maggior presenza di surplus di produzione rinnovabile.

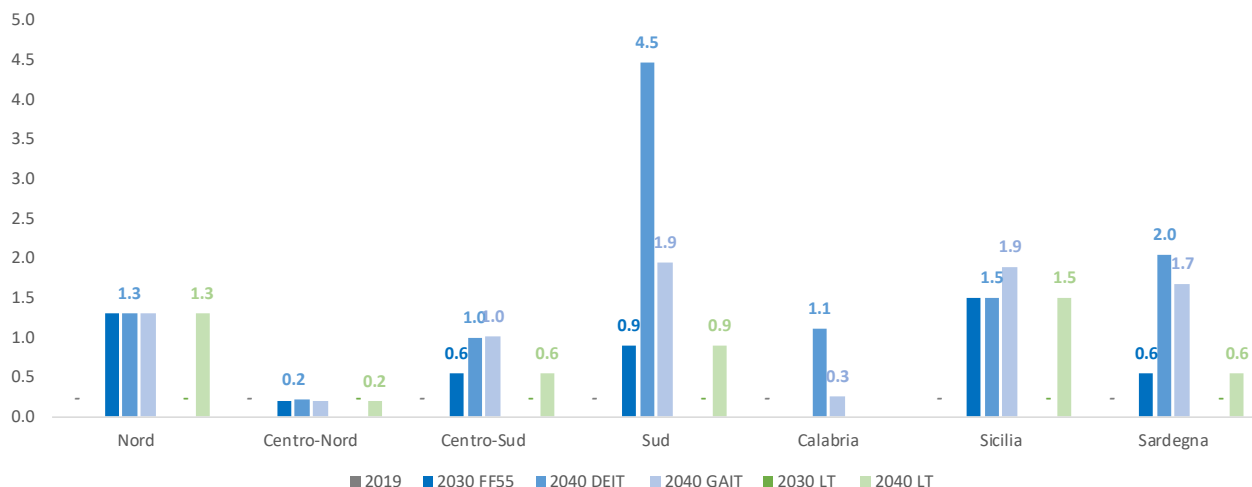


Figura 27 – Evoluzione della capacità zonale degli elettrolizzatori negli scenari (GW_el)

	2030		2040		
	FF55	LT	DE-IT	GA-IT	LT
Nord	1.3	-	1.3	1.3	1.3
Centro Nord	0.2	-	0.2	0.2	0.2
Centro Sud	0.6	-	1.0	1.0	0.6
Sud	0.9	-	4.5	1.9	0.9
Calabria	-	-	1.1	0.3	-
Sicilia	1.5	-	1.5	1.9	1.5
Sardegna	0.6	-	2.0	1.7	0.6
Totale	5.0	0	11.7	8.3	5.0

Tabella 16 – Dettaglio capacità degli elettrolizzatori (GW_el)

7.5.2.2.2 Bilancio elettrico annuo

Il grafico in Figura 28 riporta l'evoluzione attesa del mix di generazione per gli scenari predisposti a confronto con l'anno 2019.

Il mix di generazione evolve in maniera significativa nell'intervallo di analisi:

- Nel **2030** si nota un aumento della produzione eolica e fotovoltaica soprattutto nello scenario di policy (FF55). La produzione rinnovabile al 2030 copre il 65% del fabbisogno nello scenario FF55 e il 56% nello scenario LT. Il grafico mostra una riduzione della produzione termoelettrica, in particolare, la quota "Altro non FER" si riduce notevolmente per via della completa dismissione del carbone e la riduzione dell'utilizzo dell'olio combustibile. La quota di produzione a gas si riduce per via degli obiettivi di decarbonizzazione e di sviluppo delle FER;
- Nel **2040** la produzione rinnovabile degli scenari di sviluppo, rispettivamente DE-IT e GA-IT, copre il 77% e il 76% del fabbisogno totale. Nello scenario LT 2040, invece, la quota rinnovabile raggiunge il 63% del fabbisogno. La produzione termica convenzionale risulta in ulteriore decrescita rispetto allo scenario al 2030.

Lo scenario LT 2040 mostra una produzione termoelettrica sostanzialmente in linea rispetto al 2030 imputabile all'aumento del fabbisogno affiancato ad uno sviluppo delle FER più contenuto rispetto agli scenari di sviluppo.

Gli scenari di sviluppo al 2040 (DE-IT e GA-IT) mostrano valori di overgeneration piuttosto elevati, perché per tali scenari non è stato effettuato l'esercizio di programmazione congiunta delle infrastrutture abilitanti (reti, accumuli, tecnologie P2X, CCUS, etc.).

Gli elevati volumi di overgeneration sono quindi una diretta conseguenza della scelta modellistica adottata in questo contesto che, una volta ridotte il numero di incertezze connesse sia alla maturità tecnologica e di mercato delle tecnologie abilitanti sia all'effettivo sviluppo nel tempo delle FER,

dovrà essere approfondita ed analizzata in modo analogo a quanto fatto per l'FF55. In tale contesto è ragionevole ipotizzare la necessità di un ulteriore incremento delle capacità di trasporto al fine di integrare in modo efficiente gli ulteriori volumi di FER attesi nel decennio 2030-2040 e di esplorare contemporaneamente la migliore sinergia con il vettoriamento attraverso la rete del gas.

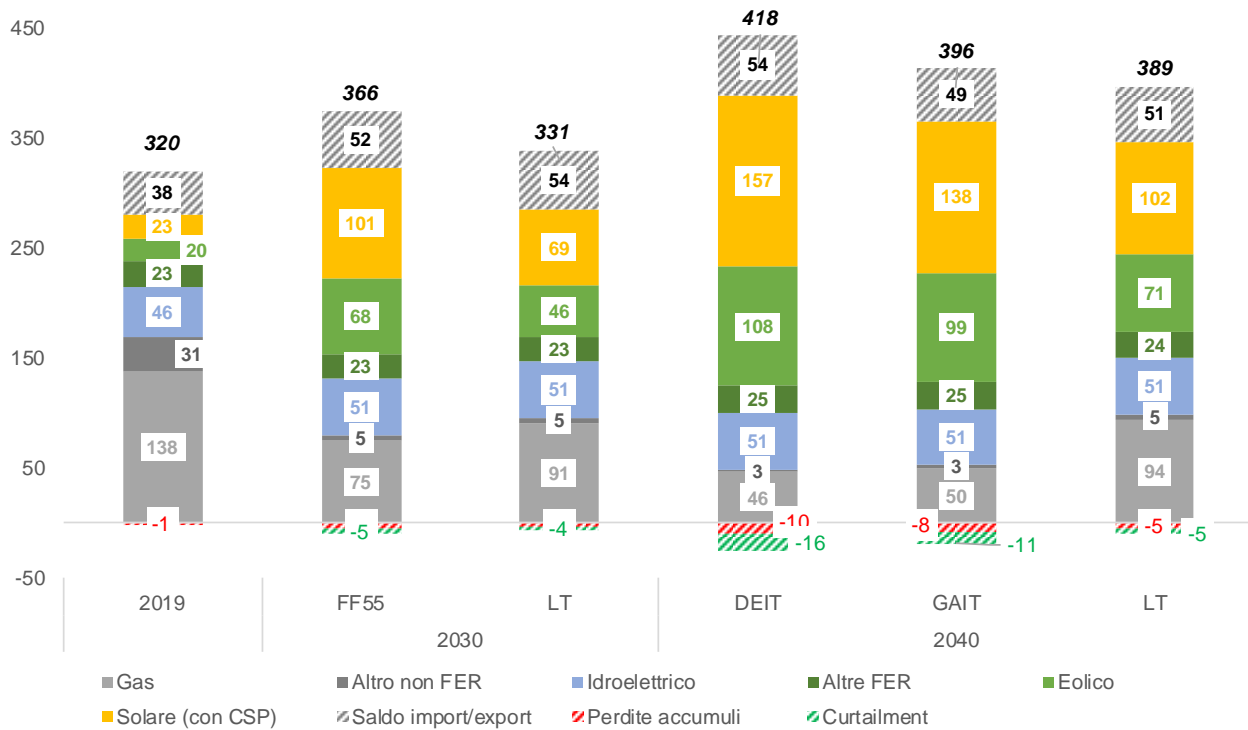


Figura 28 – Evoluzione del mix di generazione – Risultati delle analisi di mercato (TWh)

	2019	2030		2040		
		FF55	LT	DE-IT	GA-IT	LT
Quota FER su fabbisogno	35%	65%	56%	78%	76%	63%
Quota FER su produzione nazionale	40%	75%	66%	87%	85%	71%

Tabella 17 – Quota FER negli scenari 2030 e 2040

La Tabella 18 mostra il dettaglio del bilancio elettrico negli scenari sviluppati evidenziando per quanto riguarda la produzione termoelettrica:

- il completo phase-out degli impianti a carbone già al 2030 (incluso nella voce “Altro non FER”);
- una diminuzione della produzione da altre fonti non FER (es. olio, gas di processo) che scende a 3 TWh negli scenari di sviluppo al 2040;
- una notevole riduzione della produzione a gas naturale.

Bilancio elettrico (TWh)	2019	2030		2040		
		FF55	LT	DE IT	GA IT	LT
Fabbisogno elettrico totale	320	366	331	418	396	389
Fabbisogno elettrico "puro"	320	357	331	400	380	380
Consumi elettrici per produzione H2	0	9	0	18	16	9
Totale Produzione Nazionale	282	319	281	374	355	343
Totale produzione FER	113	239	187	325	302	244
Idroelettrico	46	51	51	51	51	51
Solare	23	101	69	157	138	102
Eolico	20	68	46	108	99	71
Altre FER	23	23	23	25	25	24
Overgeneration	0	-5	-4	-16	-11	-5
Totale produzione convenzionale	169	80	96	49	53	99
Gas naturale	138	75	91	46	50	94
Altro non FER	31	5	5	3	3	5
Saldo estero (import netto)	38	52	54	54	49	51
Perdite accumulati	-1	-5	-3	-10	-8	-5
Quota FER su fabbisogno (%)	35%	65%	56%	78%	76%	63%

Tabella 18 – Dettaglio del bilancio elettrico (FF55, LT, DE, GA)

7.5.2.2.3 Evoluzione dei flussi import/export

Nel 2019 lo scambio netto di import/export di energia elettrica tra Italia e paesi limitrofi si è attestato a 38 TWh. Come diretta conseguenza dell'obiettivo europeo di integrazione dei mercati e del conseguimento dei target di decarbonizzazione, il saldo import/export futuro delle zone di mercato italiane sarà influenzato dall'evoluzione dei sistemi energetici e del mix produttivo dei paesi ad esse connesse, nonché dalla differenza di costo variabile degli impianti termoelettrici. Nella Tabella 19 sono riportati i valori di import ed export transfrontaliero per gli anni target e gli scenari analizzati.

Dalla Tabella 19 è possibile notare come i flussi, sia in import che in export, aumentino in tutti gli scenari con l'Italia che rimane un importatore netto dai paesi limitrofi. La somma dei flussi import/export raggiunge livelli più elevati rispetto allo storico 2019 in tutti gli scenari ed in entrambe le direzioni. Negli scenari futuri le interconnessioni con i paesi limitrofi sono destinate a diventare sempre più uno strumento dinamico a supporto dell'adeguatezza e della sicurezza dell'intero sistema Europeo, favorendo lo scambio efficiente di risorse tra i paesi interconnessi.

Per quanto riguarda il 2030, l'aumento dell'import è una diretta conseguenza dell'incremento della capacità di trasporto derivante dagli investimenti individuati da Terna, ma è anche influenzato da una serie di altri fattori. Da un lato la crescita del fabbisogno e la dismissione di impianti vetusti non è pienamente compensata dall'incremento della produzione rinnovabile. Inoltre, anche al 2030, si prevede che la produzione a gas in Italia resterà per molte ore meno competitiva, per esempio rispetto al nucleare in Francia e agli impianti rinnovabili all'estero.

Negli scenari 2040 i flussi si mantengono sostanzialmente elevati sia in import che in export. Si nota una diminuzione dei flussi dalla Svizzera, come conseguenza del completo phase-out di carbone e lignite in Germania ed un aumento dei flussi dalla Grecia, come conseguenza dello sviluppo delle FER e dell'elevata producibilità sia di eolico che solare. Aumentano anche i flussi da Slovenia e Montenegro in cui nei modelli europei è ancora presente generazione termica a basso costo. Parallelamente si nota un aumento dell'export verso la Francia e la Svizzera negli scenari di sviluppo 2040 come conseguenza dell'elevato sviluppo FER in Italia, solare soprattutto.

Tutti gli scenari includono l'entrata in esercizio dell'interconnessione con la Tunisia ed il raddoppio della capacità di import/export verso Malta. Queste due frontiere non sono state modellate esplicitamente, ma è stato assunto un flusso netto in export come riportato nella Tabella 19. Per la

Tunisia, i flussi sono coerenti con le evidenze emerse nell'ambito degli scenari dell'associazione Med-TSO, mentre per il Malta i valori sono coerenti con gli ultimi scenari ENTSOs.







TWh		2019	2030		2040			
			FF55	LT	DEIT	GAIT	LT	
	AT	Import	1.2	6.7	7.0	6.9	6.2	6.9
		Export	0.0	1.0	0.8	0.8	1.4	1.2
	CH	Import	22.2	27.6	28.5	21.7	19.8	28.8
		Export	1.0	1.1	1.1	2.1	3.2	1.9
	FR	Import	15.2	30.9	30.2	28.9	29.3	29.4
		Export	0.9	1.4	1.3	3.3	3.0	1.2
	GR	Import	0.1	0.9	1.0	5.1	5.4	1.8
		Export	3.0	3.3	2.6	1.2	1.2	5.6
	ME	Import	0.0	1.0	1.0	2.7	2.3	2.1
		Export	0.0	1.5	1.1	0.8	1.3	2.5
	SI	Import	5.2	2.4	2.2	4.2	4.1	3.0
		Export	0.2	1.8	1.9	0.3	0.5	1.4
	MAL	Saldo netto	-0.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8
	TUN	Saldo netto	0.0	-4.6	-4.6	-4.6	-4.6	-4.6
	Totale	Saldo netto	38.1	52.0	53.6	53.7	49.0	51.0

Tabella 19 – Flussi transfrontalieri negli anni target (TWh)

7.5.2.3 Approfondimenti modellistici sugli scenari

7.5.2.3.1 Funzionamento degli impianti termici nello scenario FF55

In un contesto di alta penetrazione di fonti rinnovabili, le risorse import e termoelettrico vengono utilizzate per coprire il fabbisogno elettrico nelle ore in cui c'è carenza di rinnovabili (prodotta o precedentemente accumulata) oppure per garantire riserva a salire/scendere nel mercato del dispacciamento, in sinergia con le altre risorse. Di seguito, si presenta un'analisi sul funzionamento degli impianti termici a gas⁴⁰ nello scenario FF55. La Figura 29 mostra le ore equivalenti di utilizzo di questi impianti al 2030 e al 2019 (esiti di mercato MGP) in funzione della capacità cumulata. Al 2019, le ore di utilizzo dei primi 10 GW sono state superiori a 5000, mentre al 2030 i primi 10 GW di capacità presentano poco più di 3500 ore di utilizzo. Al crescere della capacità cumulata le ore equivalenti si abbassano notevolmente: solo i primi 20 GW risultano avere più di 1000 ore equivalenti nel 2030, mentre nel 2019 oltre 30 GW di capacità avevano ore di funzionamento superiori alle 1000. Infine, si nota una quota importante di impianti con ore di utilizzo nullo o quasi nullo nella simulazione 2030, indicando che alcuni impianti potrebbero essere necessari solo per specifiche esigenze di adeguatezza. Tuttavia, è importante ricordare che le analisi 2030 sono state effettuate su un anno climatico medio, non catturando situazioni di elevato carico e bassa produzione FER. I necessari approfondimenti di tipo probabilistico per analizzare la capacità termica minima necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema non sono oggetto del presente documento.

⁴⁰ L'analisi 2030 si focalizza sugli impianti termici a gas, escludendo quelli a biomassa, geotermico e rifiuti. Per l'anno 2019 sono presenti anche impianti a carbone e olio combustibile.

In generale, agli impianti termoelettrici a gas dovrà essere fornita una capacità di prelievo gas adeguata anche per il loro funzionamento intermittente, richiedendo alla rete del gas crescenti prestazioni di flessibilità.

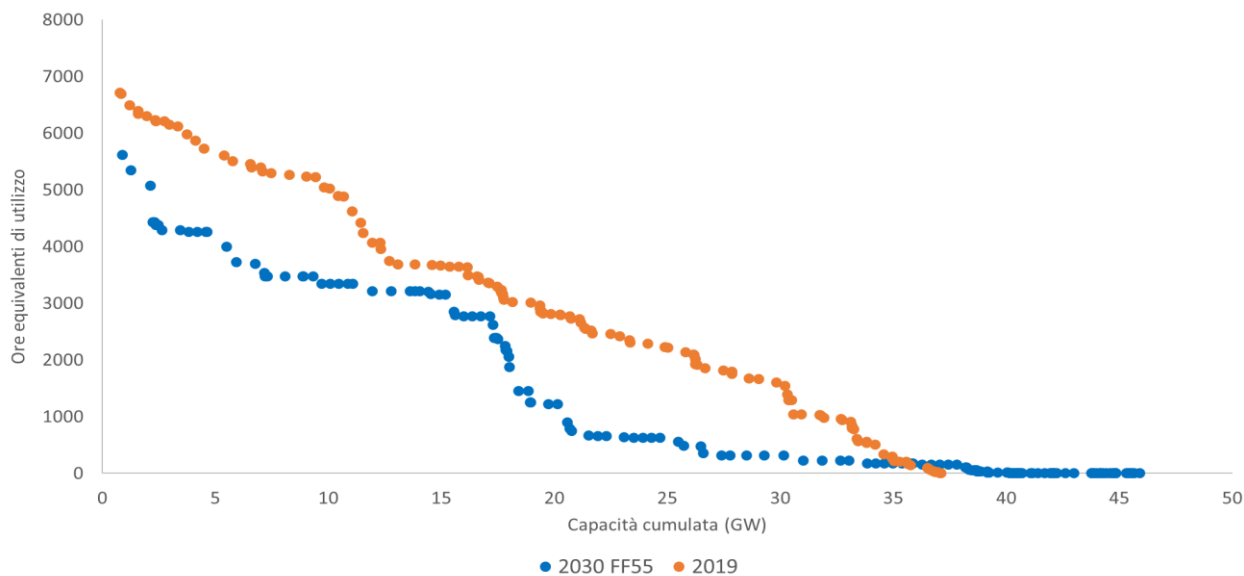


Figura 29 – Ore equivalenti di utilizzo per la capacità cumulata termoelettrica – 2019 vs FF55 2030 (# ore, GW)

7.5.2.3.2 Funzionamento degli accumuli elettrochimici

Come precedentemente illustrato nel documento, all'elevata penetrazione delle tecnologie rinnovabili non programmabili quali eolico e solare è associato un aumento della capacità di accumulo che ne permette una miglior gestione a livello di sistema.

La variabilità del carico residuo (che in questa analisi è stato calcolato come differenza tra il fabbisogno di elettricità e la produzione da solare ed eolica) permette di quantificare il fabbisogno di flessibilità del sistema. Come illustrato in Figura 30, che si riferisce al mese di maggio, il carico residuo sarà molto più variabile nell'arco della giornata nel 2030 e nel 2040 rispetto al 2019: tale fenomeno risulta particolarmente accentuato nei mesi estivi e primaverili, quando l'elevato irraggiamento solare nelle ore centrali della giornata comporta un eccesso strutturale di produzione solare rispetto al fabbisogno di elettricità.

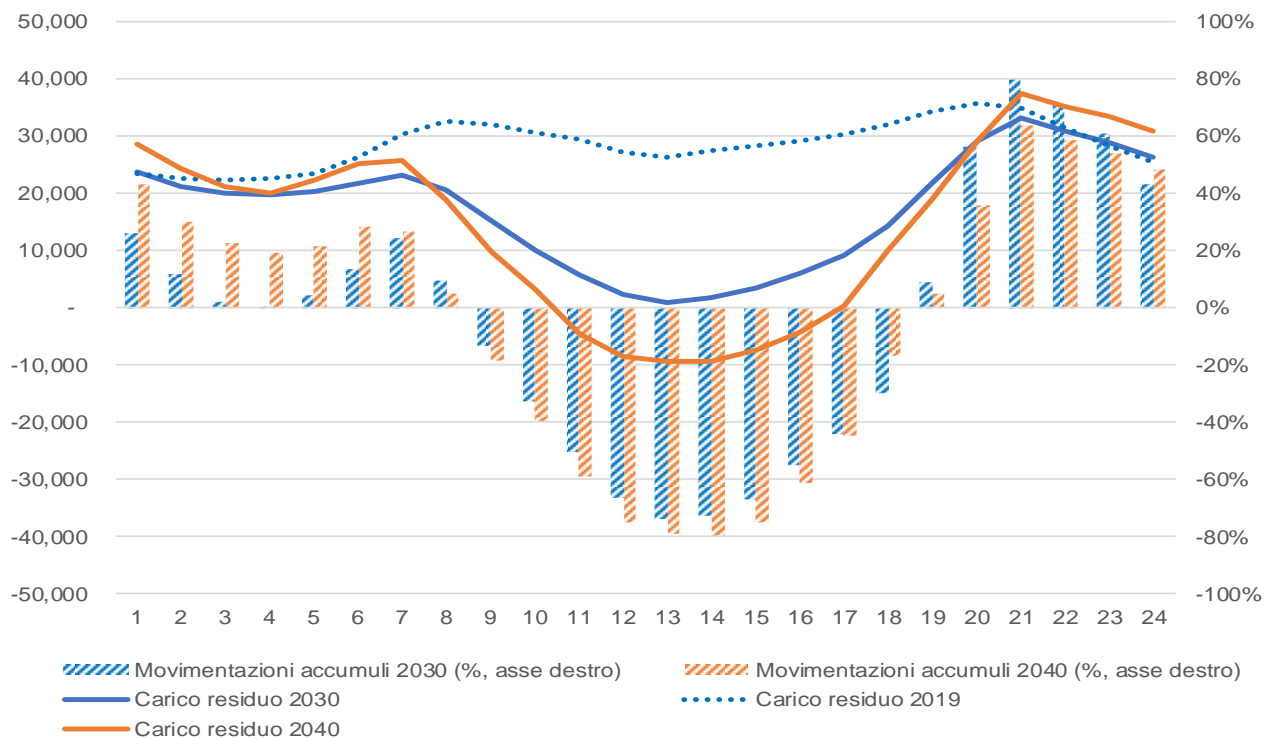


Figura 30 – Carico residuo medio (MWh) e movimentazioni accumuli medie (%) per il 2030 ed il 2040

In tale contesto, diventa particolarmente rilevante la capacità di accumulo dell'energia elettrica che permette di fornire il servizio di "energy shifting", ovvero immagazzinare l'energia elettrica nei periodi in cui la disponibilità della risorsa rinnovabile è elevata per poi rilasciarla nei periodi in cui la risorsa è scarsa (periodi nei quali, senza gli accumuli, sarebbe necessaria l'accensione di impianti termoelettrici), come illustrato in Figura 31 per una giornata tipo del mese di maggio 2030. Lo stesso decreto legislativo 210/2021 definisce lo stoccaggio di energia come "il differimento dell'utilizzo finale dell'energia elettrica a un momento successivo alla sua generazione ovvero la conversione di energia elettrica in una forma di energia che può essere stoccata".

In assenza degli accumuli si verificherebbero quindi sempre più frequentemente condizioni in cui sarebbe necessario "tagliare" la produzione FER in eccesso rispetto al fabbisogno elettrico per poi accendere gruppi alimentati a gas naturale nelle ore serali.

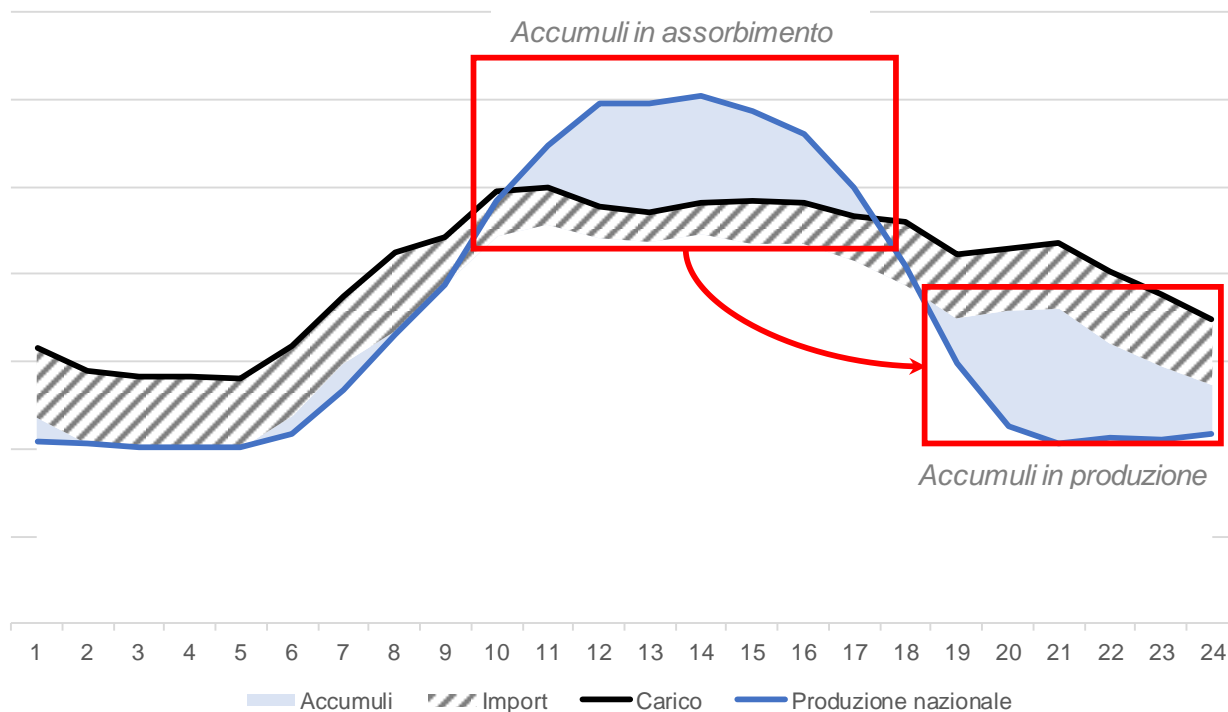


Figura 31 – Bilancio orario di una giornata tipo del mese di maggio 2030

A livello indicativo, al 2030, un accumulo localizzato nel sud Italia con un rapporto energia/potenza pari a otto ore sarebbe chiamato a funzionare circa 3.600 ore equivalenti, di cui circa 2.000 ore in modalità di assorbimento e ulteriori 1.600 ore di funzionamento in modalità produzione. Anche per i pompaggi esistenti le ore di funzionamento sono previste in crescita, da circa 260 ore equivalenti di oggi a circa 720 ore al 2030. Il loro tasso di utilizzo risulta comunque inferiore a quello dei nuovi impianti di accumulo in quanto i pompaggi esistenti sono principalmente localizzati al nord, mentre i nuovi accumuli si trovano principalmente al sud e nelle isole dove possono fornire un contributo maggiore all'integrazione delle FER. Inoltre, gli impianti di pompaggio esistenti presentano delle perdite leggermente più alte rispetto a quelle ipotizzate per i nuovi impianti di accumulo rendendo quindi meno conveniente il loro utilizzo, a parità di altre condizioni.

È opportuno qui ricordare come l'accumulo sia in grado di fornire al sistema non solo energy shifting, ma anche una pluralità di ulteriori servizi necessari a garantire sia il bilanciamento della domanda con l'offerta sia la qualità e la sicurezza della fornitura. In particolare, oltre all'energy shifting, l'accumulo fornisce anche servizi in potenza attiva per la regolazione della frequenza di rete e in potenza reattiva per la regolazione di tensione. La quantità di energia accumulata non è quindi l'unico KPI da considerare per valutare l'utilità per il sistema delle risorse di accumulo.

7.5.2.3.3 Funzionamento degli elettrolizzatori

In generale, la produzione di idrogeno attraverso gli elettrolizzatori comporta un aumento del fabbisogno elettrico: gli elettrolizzatori sono dei carichi che consumano energia elettrica per produrre idrogeno.

Negli scenari presentati gli elettrolizzatori sono stati dimensionati in modo tale da poter assorbire l'overgeneration residua delle rinnovabili garantendo un numero di ore di utilizzo superiore ad una soglia minima "efficiente" stimata intorno a 1.700-2.000 ore.⁴¹ Il loro profilo di prelievo è quindi concentrato nelle ore con prezzo di mercato basso (o al limite pari a zero), ore con elevata

⁴¹ Il criterio di efficienza considera il trade-off tra il valore dell'energia tagliata e il costo totale degli elettrolizzatori (investimento, manutenzione, utilizzo).

produzione rinnovabile in cui il sistema risulta strutturalmente “lungo”. Per questo motivo gli elettrolizzatori, insieme agli impianti di stoccaggio elettrochimico e idrico, contribuiscono alla mitigazione del curtailment.

La Figura 32 mostra – a titolo di esempio – la curva di durata del curtailment nello scenario GA-IT 2040 caratterizzato da 8,3 GW di elettrolizzatori e 16 TWh di consumi elettrici aggiuntivi destinati alla produzione di idrogeno. E' utile notare come, per poter “assorbire” tutto il curtailment di questo scenario, sarebbero necessari ben 35 GW di elettrolizzatori aggiuntivi rispetto a quelli già considerati ed ogni MW aggiuntivo di elettrolizzatore sarebbe caratterizzato da ore di produzione via via inferiori se, per produrre idrogeno, si utilizzasse solo il curtailment residuo.

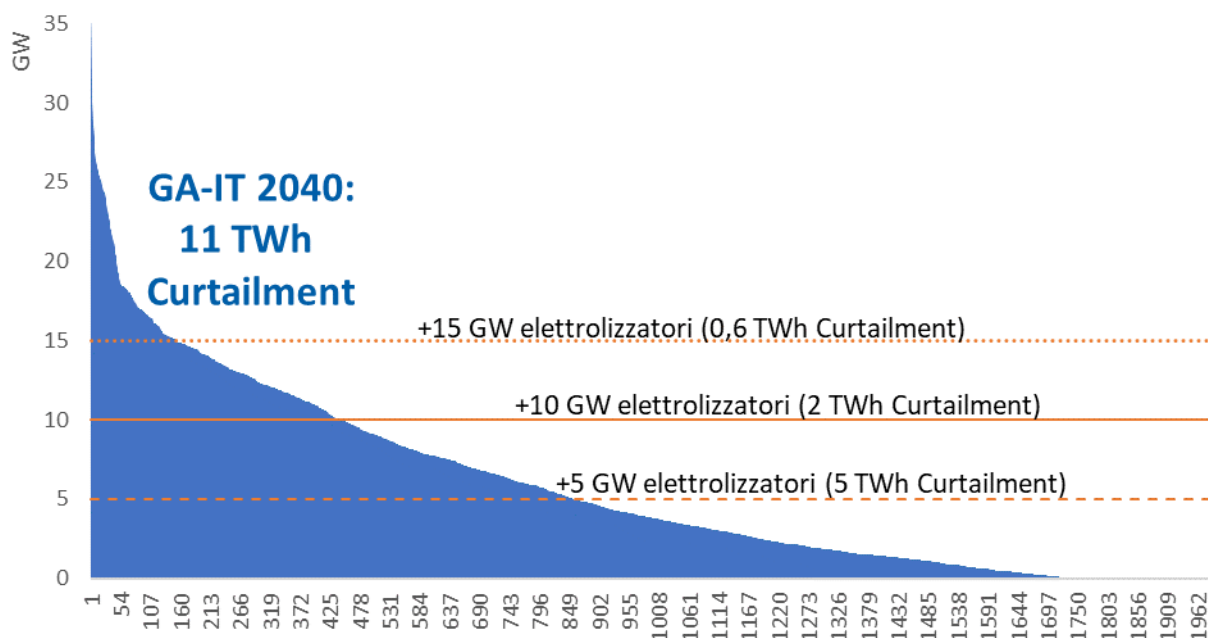


Figura 32 – Curva di durata del curtailment scenario GA-IT 2040 (GW)

Caso	Installato Elettrolizzatori (GW)	Curtailment residuo (TWh)	Ore funzionamento totali (hh) ⁴²	Ore funzionamento impianti marginali (hh) ⁴³
Base (GA-IT 2040)	8.3	11	1928	1928
Base +5 GW	13.3	5	1664	1226
Base +10 GW	18.3	2	1383	637
Base +15 GW	23.3	0.6	1150	297

Tabella 20 – Variazione curtailment e ore di funzionamento elettrolizzatori al variare della loro capacità installata nello scenario GA-IT 2040

In Figura 33 è riportato il prelievo di energia elettrica effettuato dagli elettrolizzatori nei vari scenari simulati. Al 2030 tale domanda si ipotizza pari a 9 TWh nello scenario FF55 e nulla nello scenario LT2030. Al 2040, invece, agli elettrolizzatori è associata una domanda che oscilla nel range 16 TWh – 18 TWh negli scenari di sviluppo (DE IT e GA IT); è minima invece nel LT 2040, pari a 9 TWh.

⁴² Calcolato come $\frac{\text{Domanda elettrolisi (16 TWh)} + \text{curtailment assorbito vs riga precedente}}{\text{Elettrolizzatori totali}} * 1000$

⁴³ Calcolato come $\frac{\text{Curtailment assorbito vs riga precedente}}{\text{Elettrolizzatori aggiuntivi vs riga precedente}} * 1000$

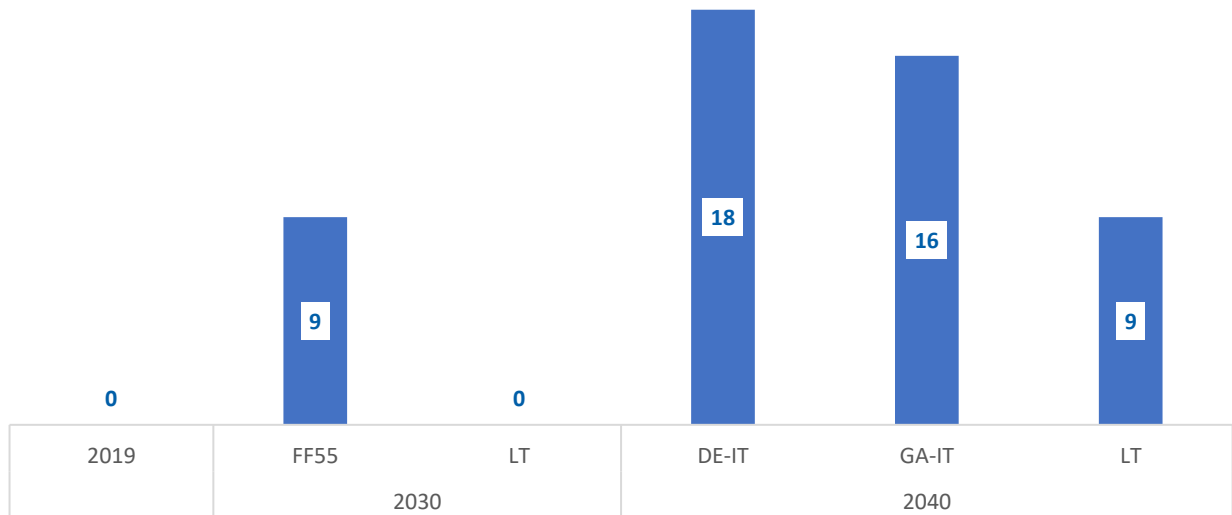


Figura 33 – Prelievo elettrolizzatori collegati alla rete elettrica (TWh_el)

Come anticipato, il funzionamento degli elettrolizzatori è ottenuto concentrando il prelievo di energia elettrica e quindi la produzione di idrogeno nelle ore in cui è più conveniente per il sistema. Queste ore, data l'elevata penetrazione FER spesso coincidono con ore in cui la produzione FER, molto elevata, non può essere né utilizzata, né esportata. La Figura 34 mostra la stagionalità del prelievo degli elettrolizzatori nello scenario FF55 2030, evidenziando come quasi il 70% della produzione avvenga nei mesi primaverili o estivi in tutte le zone di mercato.

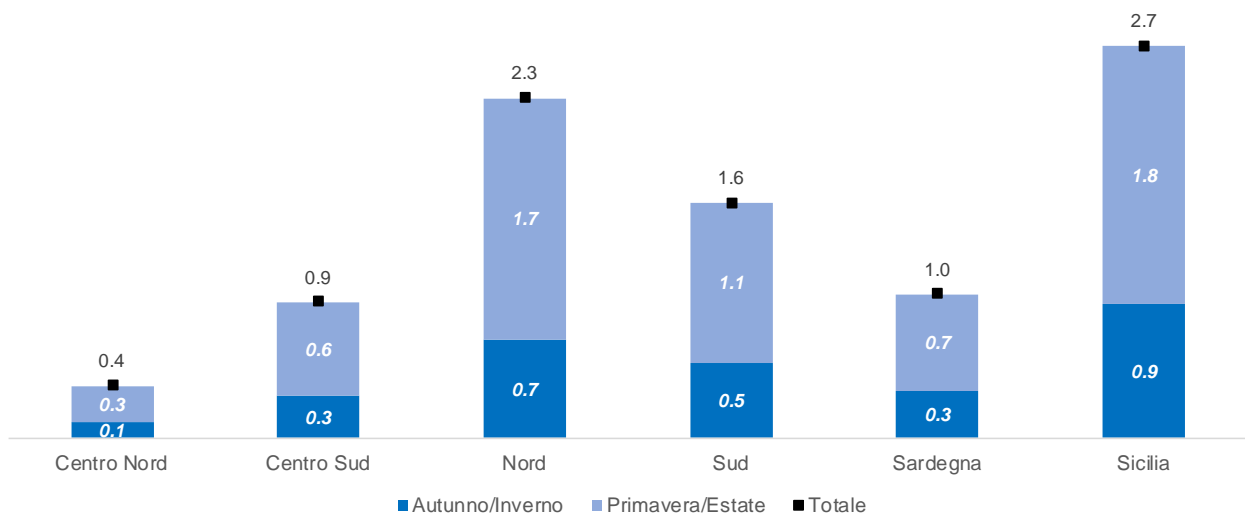


Figura 34 – Stagionalità del prelievo degli elettrolizzatori nello scenario FF55 2030 (TWh)

7.6 Scenari del sistema gas

7.6.1 Fabbisogno di gas

7.6.1.1. Situazione attuale

Nel 2021 la domanda di gas è stata pari a 76,6 miliardi di metri cubi (789 TWh@10,58 kWh/m³), con un incremento di 5,2 miliardi di metri cubi (+7.2%) rispetto all'anno precedente. L'aumento è stato significativo per praticamente la totalità dei settori, dopo l'allentamento delle misure di contenimento della pandemia da Covid 19 attuate nel corso dell'anno 2020. Il settore civile che passa da 27,6 a 30,2 miliardi di metri cubi con un incremento di 2,6 miliardi di metri cubi (+9,3%) suddivisa nelle due componenti residenziale e terziario. L'incremento è determinato sia da una climatica del 2021 più fredda rispetto al 2020 (circa 2 miliardi di m³) sia da una ripresa del settore terziario che dopo la forte riduzione del 2020 causa Covid recupera i livelli di fatturato e di consumo precedenti la pandemia. Per il settore termoelettrico e della generazione combinata di elettricità e calore da gas naturale si registra un incremento dei consumi di circa 1,7 miliardi di metri cubi (+5,8%), trainati dalla ripresa della domanda elettrica. L'incremento della generazione termoelettrica da gas è stato in parte contenuto dalla crescita dei prezzi del gas che, soprattutto nella seconda parte dell'anno, hanno reso più conveniente la generazione a carbone in crescita rispetto al 2020. In ripresa la domanda di gas per gli usi diretti industriali che nel 2021 registra un consumo di 10,8 miliardi di m³ con un incremento di circa 1 miliardo di metri cubi (+9,7%). In ripresa tutti i settori dopo la caduta del 2020 a causa della pandemia.

Miliardi di m ³	2017	2018	2019	2020	2021
Civile	29,1	29,0	28,3	27,6	30,2
Industria	10,8	10,6	10,4	9,9	10,8
Trasporti	1,3	1,3	1,4	1,2	1,4
Altri usi**	3,1	3,2	3,2	3,0	2,9
Generazione elettrica e calore	30,8	28,6	31,1	29,6	31,3
Domanda di Gas Naturale e Biometano	75,2	72,7	74,5	71,3	76,6
di cui biometano	0	0,03	0,05	0,10	0,16

** include: usi non energetici, consumi del sistema energetico, agricoltura e consumi e perdite

Tabella 21 - Domanda annua di gas 2017-2021

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas nel 2021 la punta di prelievo è stata pari 391 milioni di metri cubi giorno (4131 GWh/giorno) registrata il 12/1/2021. Tale punta è stata sostenuta dalla domanda termoelettrica che ha raggiunto i 91 milioni di metri cubi giorno e dal prelievo giornaliero delle reti di distribuzione pari a 236 milioni di metri cubi giorno, con una temperatura media molto vicina alla temperatura normale. Tale valore è molto più basso rispetto alla domanda di punta di un inverno rigido che per le reti di distribuzione supera i 260 milioni di metri cubi giorno.

A titolo di esempio si ricorda che nel 2018 l'ondata di freddo "Burian" ha spinto la domanda giornaliera di gas a 396 milioni di metri cubi con una domanda delle reti di distribuzione a circa 262 milioni di metri cubi giorno, ed una domanda termoelettrica di circa 79 milioni di metri cubi giorno. Nel 2019 la punta si è attestata sempre sugli stessi livelli (393 Mm³/g), ma a sostenere la punta è stata la domanda termoelettrica che è salita a circa 110 milioni di metri cubi giorno, mentre il prelievo delle reti di distribuzione ha registrato 228 milioni di metri cubi giorno per una climatica decisamente più mite rispetto al freddo intenso del "Burian".

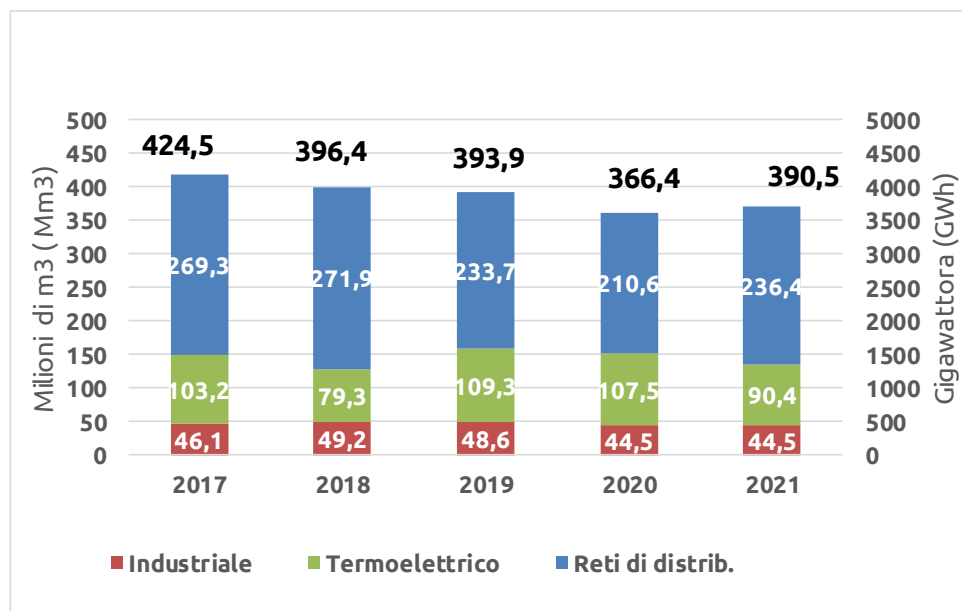


Figura 35 - Domanda giornaliera massima di gas 2017-2021

7.6.1.2. La domanda di gas al 2030

Al 2030, come specificato nelle parti precedenti del documento, sono stati sviluppati uno scenario F55 coerente con il pacchetto UE «Fit-for-55» ed uno scenario Late Transition che rimane in linea con i targets di rinnovabili, efficienza e emissioni del PNIEC 2019.

Nello scenario 2030 F55 la domanda di gas è pari a 66,2 miliardi di metri cubi (700 TWh). I volumi sono costituiti da gas naturale, idrogeno e biometano. Per raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni previsto a circa -51% nello scenario si fa leva su efficienza energetica, rinnovabili elettriche e sviluppo del biometano e dell'idrogeno verde. Inoltre, nello scenario emerge l'esigenza di ricorrere a tecnologie di cattura e sequestro dell'anidride carbonica applicate sia alle emissioni di processo tipiche di alcuni settori industriali sia alla cattura delle emissioni di combustione in particolare nei settori già sottoposti al regime ETS (Emission Trading System)

Nello scenario 2030 LT la domanda di gas è pari a 61,7 miliardi di metri cubi (653 TWh). E, come per l'FF55, i volumi sono costituiti da gas naturale, da idrogeno e biometano. Lo scenario è coerente sia per emissioni sia per rinnovabili ed efficienza energetica con il PNIEC 2019. Nello scenario LT la minor ambizione alla decarbonizzazione che si ferma a circa -40% limita la necessità di sviluppare il biometano e ritarda ingresso dell'idrogeno e non è nemmeno previsto il ricorso a cattura e sequestro dell'anidride carbonica.

Nella tabella seguente il dettaglio della suddivisione tra i vari vettori energetico nei due scenari

SCENARIO	2030 LT		2030F55	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
GAS NATURALE	60,6	641	58,6	620
BIOMETANO	1,0	11	5,4	57
IDROGENO (Gm ³ met eq)	0,1	1	2,2	23
TOTALE	61,7	653	66,2	700

Tabella 22 - Domanda gas al 2030

7.6.1.2.1. Gas naturale

La domanda di gas naturale nello scenario 2030 F55 è pari a 58,6 miliardi di metri cubi di cui 34,9 miliardi di metri cubi negli usi finali, 20,4 miliardi di metri cubi nel settore termoelettrico e calore e la restante parte, circa 3,3 miliardi negli altri usi (energy branch, usi non energetici, bunkeraggi e consumi e perdite). Nel seguito si descrivono in dettaglio i settori d'uso.

La domanda di gas negli usi diretti industriali è pari a 9,9 miliardi di metri cubi con una riduzione di circa 1,3 miliardi rispetto ad una domanda industriale preliminare del 2021 pari a 11,2. Lo scenario include anche lo sviluppo della domanda industriale in Sardegna che prevede anche il riavvio della filiera dell'alluminio.

Nel settore dei trasporti la domanda di gas è uguale tra i due scenari e pari a 3,9 miliardi di metri cubi di cui circa 1,2 miliardi di CNG e la differenza pari a 2,7 miliardi di metri cubi nel trasporto merci. Se si includono anche i consumi di GNL nei bunkeraggi pari a 1,1 miliardi di metri cubi la domanda complessiva di gas naturale nei trasporti è pari a 5 miliardi di metri cubi.

Ai consumi degli usi finali energetici si sommano gli usi non energetici del gas naturale, 0,7 miliardi di metri cubi, ed i consumi dell'*energy branch*, 0,9 miliardi di metri cubi costituiti principalmente dai consumi di gas naturale nel settore della raffinazione ed infine i consumi e perdite del sistema gas pari a circa 0,7 miliardi di metri cubi.

Nel settore termoelettrico e calore il gas naturale ha un volume pari a 20,4 miliardi di metri cubi. Tale valore include la produzione di energia elettrica e la produzione di calore sia esso da cogenerazione o da caldaie di integrazione.

Nello scenario 2030 LT la domanda di gas naturale è più alta e raggiunge i 60,6 miliardi di metri cubi, a causa di un maggior consumo di gas fossile principalmente nel settore termoelettrico e calore dove il consumo raggiunge i 23 miliardi di metri cubi. Per gli altri settori la domanda è molto simile.

Nella tabella seguente il dettaglio dei volumi per settore

GAS NATURALE	2030 LT		2030F55	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	60,6	641	58,6	620
Civile	21,1	223	21,1	223
Industria	9,4	99	9,9	105
Trasporti	4,1	43	3,9	41
Termoelettrico e Calore	23,0	243	20,4	216
Altri usi	3,0	32	3,3	35

Tabella 23 - GAS NATURALE: domanda al 2030⁴⁴

⁴⁴ TWh riferiti a PCS 10,58 kWh/m³

7.6.1.2.2. Biometano

La domanda di biometano nello scenario 2030 F55 è pari a 5,4 miliardi di metri cubi (57 TWh) in un percorso di crescita coerente con le indicazioni di sviluppo previste dal PNRR che stima una produzione di biometano al 2026 di circa 3,5 miliardi di metri cubi. Lo scenario di penetrazione del biometano nei settori d'uso vede circa 1,5 miliardi di metri cubi di domanda nei trasporti, dove il biometano rientra nella quota di immissione al consumo dei biocombustibili, circa 2,6 miliardi tra consumo industriale e civile dove il biometano svolge un ruolo per la riduzione delle emissioni distribuite del riscaldamento e delle emissioni di combustione industriale contribuendo a ridurre i costi ambientali sostenuti dalle imprese. Anche nella generazione elettrica il biometano si affianca al biogas offrendo una opzione di produzione di energia elettrica rinnovabile programmabile con un consumo pari a circa 1,4 miliardi di metri cubi.

Nello scenario 2030 LT invece si assume uno sviluppo del biometano in accordo con la visione del PNIEC 2019 dove si prevedeva una crescita del biometano pari ad 1 miliardo di metri cubi (11 TWh) destinato solo al settore dei trasporti.

Di seguito la tabella di dettaglio per settore

BIOMETANO	2030 LT		2030F55	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	1,0	11	5,4	57
Civile	0,0	0	1,6	17
Industria	0,0	0	1,0	11
Trasporti	1,0	11	1,5	16
Termoelettrico e Calore	0,0	0	1,4	15
Altri usi	0,0	0	0,0	0

Tabella 24 - BIOMETANO: domanda al 2030

7.6.1.2.3. Idrogeno

La domanda di idrogeno al 2030 è pari a 2,2 miliardi di metri cubi (metano equivalenti) (23 TWh) distribuita sia tra settori che ne fanno storicamente uso come la raffinazione (energy branch) dove l'idrogeno viene usato nei processi di desolforazione e di produzione di biocombustibili e la sintesi chimica (usi non energetici) dove l'idrogeno è utilizzato soprattutto per la produzione di fertilizzanti. Tali settori assorbono circa la metà della domanda di idrogeno (1,1 miliardi). Il resto della domanda di idrogeno è negli usi finali, in particolare nel settore industriale (0,2 miliardi di metri cubi equivalenti) nei settori energivori "hard to abate" e nel settore dei trasporti dove l'utilizzo è principalmente nel trasporto pesante.

Nello scenario 2030LT l'idrogeno è considerato ancora in uno stato embrionale e concentrato nel settore dei trasporti per soli 0,1 miliardi di metri cubi (1 TWh).

Di seguito la tabella di dettaglio per settore

IDROGENO	2030 LT		2030F55	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	0,1	1	2,2	23
Civile	0	0	0	0
Industria	0	0	0,2	2
Trasporti	0,1	1	0,9	10
Termoelettrico e Calore	0	0	0	0
Altri usi	0,1	0	1,1	12

Tabella 25 - IDROGENO: domanda al 2030

7.6.1.3. La domanda di gas al 2040

Al 2040 si sono sviluppati 2 scenari, DE-IT e GA-IT, che rappresentano il ponte tra la riduzione delle emissioni del 55% che caratterizza il 2030 e l'obiettivo di zero emissioni nel 2050 ed uno scenario di LT "Late Transition" che proietta al 2040 le misure indicate dal PNIEC 2019 ed è coerente con lo scenario NT-Italia.

Al 2040 la domanda di gas è pari a 53 miliardi di metri cubi (561 TWh) nello scenario DE-IT e 59,4 miliardi di metri cubi (629 TWh) nello scenario GA-IT. La spinta alla decarbonizzazione contribuisce allo sviluppo dei gas verdi quali idrogeno e biometano, che si sostituiscono ai consumi di gas naturale. Rispetto allo scenario LT, infatti, i volumi di gas naturale scendono di oltre il 30% passando da 56,6 miliardi di metri cubi a 35,4 nel DE-IT e a 37,1 nel GA-IT. Inoltre, per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2040, intermedi tra gli obiettivi al 2030 e il "net zero" al 2050 emerge la necessità di ricorrere a forme di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica CO₂ (CCS) applicata sia alla cattura delle emissioni di processo che caratterizzano alcuni settori industriali sia per la cattura delle emissioni di combustione in particolare nei settori che sono sottoposti a regime ETS.

Nella tabella seguente il dettaglio della suddivisione tra i vari vettori energetici negli scenari.

SCENARIO	2040 LT		2040 DE-IT		2040 GA-IT	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
GAS NATURALE	56,6	599	35,4	375	37,1	393
BIOMETANO	7,0	74	10,3	109	10,3	109
IDROGENO (Gm ³ met eq)	3,9	41	7,3	77	12,0	127
TOTALE	67,5	714	53,0	561	59,4	629

Tabella 26 - domanda gas al 2040

7.6.1.3.1. Gas naturale

La domanda di gas naturale al 2040 è pari a 35,4 miliardi di metri cubi (375 TWh) nello scenario DE-IT e 37,1 miliardi di metri cubi (393 TWh) nello scenario GA-IT. Negli usi finali energetici le differenze tra i due scenari sono limitate, pari a 0,8 Gm³. La differenza è legata soprattutto alla differenza nei volumi consumati dal settore civile. Si assume infatti che lo scenario GA-IT presenti una minore penetrazione di tecnologie elettriche nel riscaldamento con una domanda di gas nel civile che rimane circa 12,2 Gm³ rispetto a 11,1 dello scenario DE-IT. Tali scenari hanno una domanda di gas fossile nel civile decisamente più bassa rispetto allo scenario LT che, a causa della minor efficienza e dalla minor elettrificazione del settore ha un volume complessivo di 17,7 miliardi di metri cubi.

La domanda di gas negli usi diretti industriali è molto simile nei due scenari con il GA-IT che ha una domanda di 5,6 miliardi di metri cubi ed il DE-IT di 6,0 miliardi di metri cubi. Anche in questo caso lo scenario LT presenta volumi di gas naturale più alti rispetto a DE-IT e GA-IT e pari a 8,8 miliardi di metri cubi. Tale differenza è determinata sia dalla minor efficienza dello scenario LT sia dalla minor penetrazione di elettricità, biometano e idrogeno nel settore industriale.

Nel settore dei trasporti la domanda di gas è uguale tra i due scenari DE-IT e GA-IT e pari a 1,6 miliardi di metri cubi di cui circa 1,1 miliardi di GNL nel trasporto pesante. Se si includono anche i consumi di GNL nei bunkeraggi pari a 1,1 miliardi di metri cubi, la domanda complessiva di gas naturale nei trasporti è pari a 2,7 miliardi di metri cubi. Nello scenario LT invece si ha un maggior consumo di gas nei trasporti pari a 2,5 miliardi di metri cubi a causa della minor diffusione di veicoli elettrici. Anche nel LT si considera una quota di bunkeraggi a gas naturale pari a 1,4 miliardi di metri cubi.

Nel settore termoelettrico e calore che include sia la produzione di energia elettrica sia la produzione di calore da cogenerazione o da caldaie di integrazione, il gas naturale è molto simile tra i due scenari ed ha un volume pari a 14 miliardi di metri cubi nello scenario DE-IT e 14,9 miliardi di metri cubi nello scenario GA-IT. Nello scenario LT i volumi di gas naturale in questo settore sono molto più alti, e rimangono a circa 24 miliardi di metri cubi, per il minor contributo delle rinnovabili alla copertura della domanda elettrica.

Nella tabella seguente il dettaglio dei volumi per settore.

GAS NATURALE	2040 LT		2040 DE-IT		2040 GA-IT	
	<i>Gm³</i>	<i>TWh</i>	<i>Gm³</i>	<i>TWh</i>	<i>Gm³</i>	<i>TWh</i>
Totale	56,6	599	35,4	375	37,1	393
Civile	17,7	187	11,1	117	12,2	129
Industria	8,8	93	6,0	63	5,6	59
Trasporti	2,5	26	1,6	17	1,6	17
Termoelettrico e Calore	24,1	255	14,0	148	14,9	158
Altri usi	3,4	36	2,8	30	2,8	30

Tabella 27 - GAS NATURALE: domanda al 2040

7.6.1.3.2. Biometano

La domanda di biometano al 2040 è pari a 10,3 miliardi di metri cubi (109 TWh) sia nello scenario DE-IT sia nello scenario GA-IT e corrisponde ad un valore di produzione massima di biometano in tale orizzonte 2040, mentre lo scenario LT considera un volume di biometano pari a 7,0 miliardi di metri cubi. Il maggior consumo di biometano è previsto nel settore civile dove, a fianco della penetrazione delle pompe di calore elettriche, permane una domanda di riscaldamento da servire attraverso vettori gassosi rinnovabili al fine di ridurre le emissioni del settore. L'utilizzo del biometano sia afferma anche nel settore termoelettrico dove contribuisce come risorsa rinnovabile programmabile alla decarbonizzazione della generazione elettrica, ed in tutti gli scenari i volumi sono superiori a 2 miliardi. Nella tabella seguente si riportano i volumi per settore.

BIOMETANO	2040 LT		2040 DE-IT		2040 GA-IT	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	7,0	74	10,3	109	10,3	109
Civile	2,2	23	4,7	50	4,1	43
Industria	1,5	16	1,3	14	1	11
Trasporti	0,5	5	1,6	17	2,9	31
Termoelettrico e Calore	2,8	30	2,7	29	2,3	24
Altri usi	0,0	0	0	0	0	0

Tabella 28 - BIOMETANO: domanda al 2040

7.6.1.3.3. Idrogeno

La domanda di idrogeno al 2040 è differente tra gli scenari, in accordo con le storylines raggiungendo rispettivamente i 7,3 miliardi di metri cubi equivalenti di metano (77 TWh) nello scenario DE-IT e i 12 miliardi di metri cubi equivalenti di metano (127 TWh) nello scenario GA-IT, mentre nello scenario LT la domanda di idrogeno rimane inferiore e pari a 3,9 miliardi di metri cubi equivalenti di metano (41 TWh).

Il dettaglio settoriale evidenzia che la domanda di idrogeno è principalmente concentrata nel settore dei trasporti come alternativa decarbonizzata ai prodotti petroliferi e al GNL nel trasporto pesante e di lungo raggio. L'idrogeno inizia ad affermarsi anche nel settore industriale ed in particolare nei settori cosiddetti "hard to abate" dove si sostituisce soprattutto ai consumi di gas naturale. Nel settore civile l'idrogeno si affaccia come alternativa alle pompe di calore elettriche in particolare nello scenario GA-IT caratterizzato da minore elettrificazione dei consumi di riscaldamento. la domanda di idrogeno negli altri usi è assunta uguale per entrambi gli scenari DE-IT e GA-IT ed è associata ai consumi di idrogeno nella chimica di sintesi e nel settore dell'energy branch soprattutto per la produzione biocombustibili ed e-fuels liquidi. Complessivamente i due settori hanno una domanda di idrogeno pari a 1,2 miliardi di metri cubi metano equivalente. L'idrogeno trova inoltre un utilizzo anche nel trasporto navale con una quota nei bunkeraggi come consumo diretto o in forma di green ammonia. Nello scenario LT non sono invece previsti consumi di idrogeno negli altri usi.

IDROGENO	2040 LT		2040 DE-IT		2040 GA-IT	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	3,9	41	7,3	77	12	127
Civile	0	0	0,3	3	1,8	19
Industria	2	21	1,8	19	3,8	40
Trasporti	2	21	3,6	38	4,8	51
Termoelettrico e Calore	0	0	0	0	0	0
Altri usi	0	0	1,6	17	1,6	17

Tabella 29 - IDROGENO: domanda al 2040

7.6.1.4. Domanda giornaliera di picco e off-peak

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:

- Domanda di picco: scenario di domanda di punta invernale in condizioni eccezionali (inverno con probabilità di accadimento 1 su 20 anni)
- Domanda off-peak: uno scenario di domanda media estiva

Nei grafici seguenti si riporta la domanda di picco e fuori picco per gli scenari agli anni 2030 e 2040. La domanda giornaliera di idrogeno, espressa in milioni di metri cubi metano equivalenti, è assunta costante nel corso dell'anno

Domanda di Picco: inverno eccezionale 2030 – 2040 (Milioni di metri cubi / giorno)

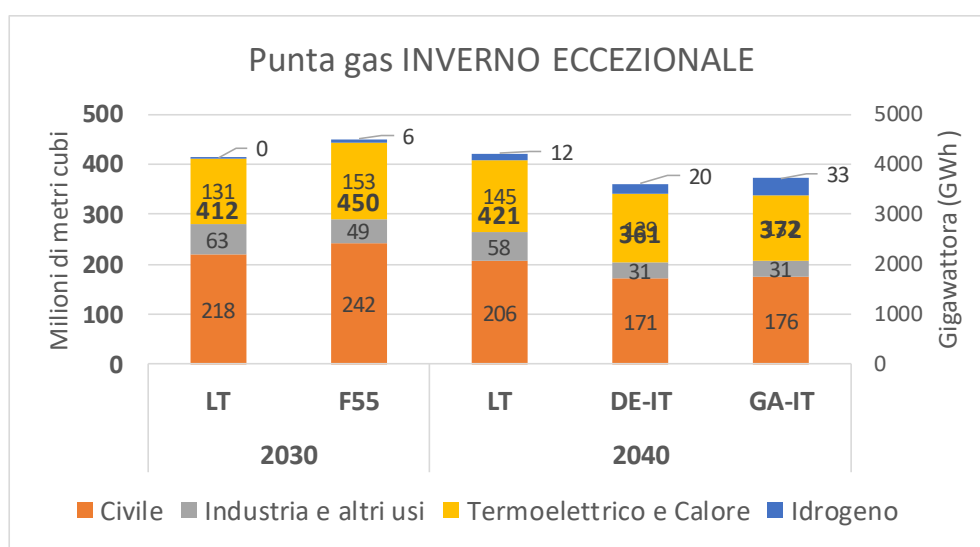


Figura 36 - Domanda di picco inverno eccezionale 2030-2040

In condizioni di freddo eccezionale la punta gas passa da 450 milioni di metri cubi giorno (4700 TWh) a circa 361 milioni di metri cubi giorno (3618 TWh). Si osserva un calo della domanda di punta dovuto principalmente al calo dei consumi gas nel settore civile. La punta di domanda termoelettrica sale al 2030 nello scenario 2030 F55 e raggiunge i 153 milioni di metri cubi giorno, per poi ridursi al 2040 a valori, comunque, non inferiori a 130 milioni di metri cubi giorno. Si osserva inoltre che su tutto l'orizzonte temporale i valori di punta termoelettrica sono superiori al massimo storico assoluto (127 Mm3/g). La punta termoelettrica inoltre potrebbe essere influenzata da fenomeni di indisponibilità della generazione rinnovabile e subendo un ulteriore incremento che può raggiungere i 30 milioni di metri cubi giorno nel 2030. Tali considerazioni evidenziano la necessità di ulteriori approfondimenti in particolare su specifiche porzioni della rete gas, in relazione alla collocazione geografica della punta incrementale termoelettrica per valutare la resilienza delle reti esistenti

Domanda off-peak: estate media 2030 (Milioni di metri cubi / giorno)

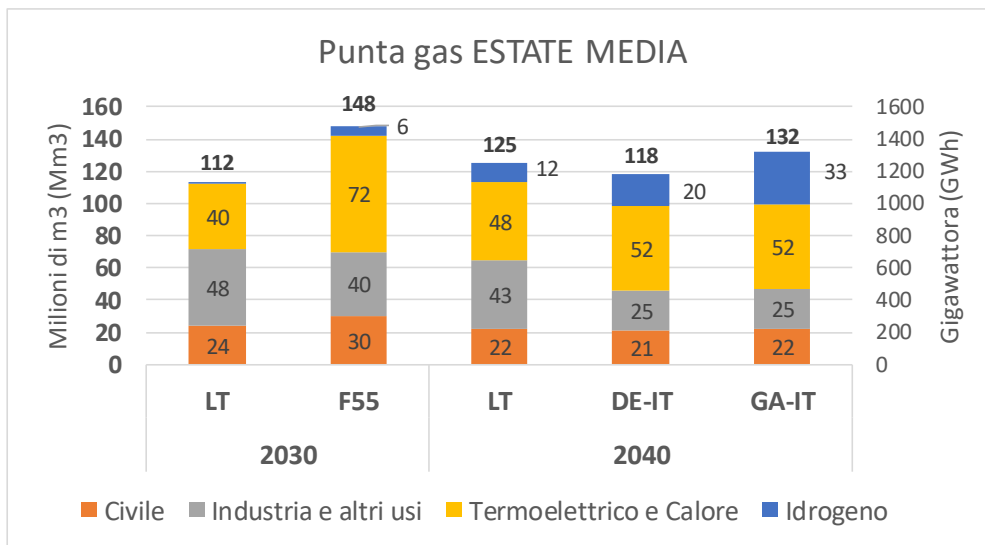


Figura 37 - Domanda off-peak: estate media 2030

La domanda giornaliera estiva oscilla sul periodo tra i 148 milioni di metri cubi giorno (155 TWh) a circa 118 milioni di metri cubi giorno (1248 TWh). La punta è sostenuta dal termoelettrico che costituisce il maggiore tra i prelievi settoriali. Al 2030 i volumi di prelievo giornaliero estivo sono molto simili ai volumi estivi attuali che registrano prelievi di circa 150 milioni di metri cubi giorno. La domanda di punta si riduce al 2040 soprattutto per la riduzione del prelievo giornaliero termoelettrico che scende a circa 52 milioni di metri cubi giorno. I dati giornalieri mostrano quindi come il sistema termoelettrico a gas dovrà offrire servizi di flessibilità caratterizzati da rapidità di intervento per coprire la variabilità della produzione giornaliera da eolico e fotovoltaico.

7.6.2 Offerta di gas

7.6.2.1. Situazione attuale

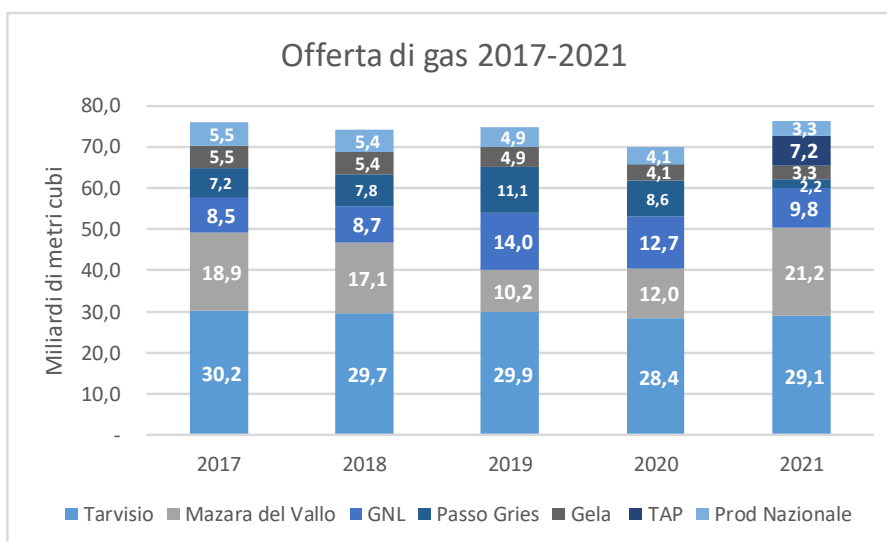
Nel 2021 la domanda di gas è stata coperta per il 4% dalla produzione nazionale e per il rimanente 96% dall'importazione. La produzione nazionale, 3,2 miliardi di metri cubi, è risultata in riduzione del 20,7%, mentre l'importazione, 73 miliardi, è aumentata del 9,9%; si è infine registrata un'erogazione di gas dai giacimenti di stoccaggio per circa 1,6 miliardi di metri cubi. La produzione nazionale include anche il biometano, passato dai 99 milioni di metri cubi del 2020 ai 159 del 2020.

Le importazioni via gasdotto, pari a 62,9 miliardi di metri cubi che rappresentano l'86,5% delle importazioni totali, hanno registrato rispetto al 2020 un aumento di 9,4 miliardi di metri cubi. In particolare, sono diminuite le immissioni dal Nord Europa (Olanda e Norvegia) che si attestano a 2,2 miliardi di metri cubi (-75%) e dalla Libia (3,2 miliardi, -28%) mentre sono risultate in aumento le importazioni dall'Algeria (21,2 miliardi di metri cubi, +76%). Per quanto riguarda l'immissione dalla Russia è risultato per il 2021 un valore poco più alto rispetto a quello dell'anno precedente (+29,1 miliardi, +2%). Nel mese di dicembre 2020 è stata avviata la nuova importazione di gas con punto di immissione a Melendugno. Il gas proveniente dall'Azerbaigian, attraverso TAP (immissione a Melendugno), con avvio dei flussi di import negli ultimi giorni di dicembre 2020, ha fornito nel 2021 7,2 miliardi di metri cubi contribuendo alla sicurezza ed alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento per l'Italia e per l'Europa.

L'apporto del GNL nel 2021 è stato pari a circa 9,8 miliardi di metri cubi, il 13,5% del totale delle

importazioni, in riduzione del 22% rispetto all'anno precedente, pari in termini assoluti a circa -2,8 miliardi di metri cubi. In particolare, si registrano i seguenti arrivi di GNL ai tre terminali nazionali: LNG Adriatic (Cavarzere) 7,3 miliardi di metri cubi (+7,5%); GNL Italia (Panigaglia) 1,1 miliardi di metri cubi (-57,3%); OLT (Livorno) 1,4 miliardi di metri cubi (-56,1%).

Nel grafico seguente l'andamento dell'offerta di gas negli ultimi 5 anni.



(fonte MISE: bilancio gas)

7.6.2.1.1. Gas naturale

la maggior parte della domanda di gas naturale continua ad essere soddisfatta dalle importazioni dall'estero, con uno scenario di produzione nazionale che prosegue il suo declino in tutti gli scenari.

PRODUZIONE NAZIONALE DI GAS NATURALE

(miliardi di metri cubi)

	2030 LT	2030 F 55	2040 LT	2040 DE-IT	2040 GA-IT
Produzione nazionale Gas naturale	3,0	3,0	1,2	1,2	1,2

Per ognuno degli scenari di domanda e orizzonti temporali descritti precedentemente, sono stati definiti i corrispondenti scenari di copertura della domanda di metano (gas naturale e biometano).

Al fine di definire l'approvvigionamento di gas, ogni scenario italiano di domanda è stato associato al corrispondente scenario europeo (TYNDP 2022) di domanda, consentendo quindi di ottenere una visione completa e coerente dei flussi tra Paesi europei.

Per il 2030, sono stati considerati due scenari, sia quello coerente con gli obiettivi climatici del Pacchetto Fit-for-55 (FF55) e sia quello che non raggiunge gli obiettivi di decarbonizzazione (LT), e per entrambi sono stati identificati due scenari di copertura

Elemento costante è il significativo apporto alla diversificazione degli approvvigionamenti proveniente dalle rotte di importazione da Sud. Si rafforza il ruolo delle rotte di importazioni via tubo esistenti da Sud (Mazara) e la massimizzazione della rotta TAP.

Ruolo fondamentale di copertura della domanda e di flessibilità lo ricopre anche il GNL: i flussi che raggiungono la rete italiana attraverso i rigassificatori variano tra 5 Gm³ e 25 Gm³ a seconda dello scenario di copertura considerato.

Per quanto riguarda la necessità di importazione ed esportazione, questa varia in funzione della domanda di metano, nonché dello scenario di disponibilità delle fonti di approvvigionamento extra-europee. Nello scenario LT sia le importazioni che le esportazioni sono massimizzate per far fronte ad una domanda italiana ed europea che si mantiene su livelli cospicui. Dal punto di vista delle coperture, l'export dall'Italia verrà massimizzato ove si considera una maggiore diversificazione rispetto al gas russo, con conseguente incremento dei flussi da Sud in transito attraverso l'Italia. Complessivamente, si passa da un range di entry da 69 a 74Gm³, ed esportazioni che possono variare tra i 6 e i 12 miliardi di metri cubi.

Per il 2040 gli scenari considerati sono tre, di cui due (GA-IT e DE-IT) coerenti con l'obiettivo di zero emissioni nette al 2050 e uno in cui si ipotizza un ritardo rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione (LT).

Rispetto agli scenari di *policy*, lo scenario LT presenta una necessità di import maggiore, sia via *pipe* sia via GNL, associata ad una domanda italiana ed europea maggiore e da una disponibilità di biometano più bassa.

Confrontando i due scenari di *policy*, risulta una maggiore esportazione nello scenario GA-IT (dovuta ad una domanda europea più alta nello scenario GA-Europa, rispetto allo scenario DE-Europa) che, associata ad una domanda italiana più sostenuta, determina flussi in ingresso potenzialmente maggiori.

Gm ³ /anno	2030	2040
Produzione Nazionale	3	1
Biometano	1 – 5	7 – 10
Import pipe da Nord*	Fino a 20	Fino a 12
Import pipe da Sud**	37 – 44	28 – 39
GNL	5 – 25	fino a 20

*Include Tarvisio e Passo Gries

**Include Mazara del Vallo, Gela e TAP

Negli ultimi anni, per le importazioni da Nord si è registrata una fluttuazione dei flussi determinata sia da condizioni di prezzo sia da condizioni di mercato.

Anche nell'orizzonte temporale considerato dagli scenari, considerando l'incertezza attuale sulla situazione di approvvigionamento per l'Europa, in particolare rispetto al principale fornitore storico e la crescente disponibilità di fonti di approvvigionamento alternative, Passo Gries e Tarvisio confermano il loro ruolo di interconnettori tra i mercati europei.

7.6.2.1.2. Biometano

Nello scenario 2030 F55 il consumo di biometano è pari a 5,4 miliardi di metri cubi in un percorso di crescita coerente con le indicazioni di sviluppo previste dal PNRR che stima una produzione di biometano al 2026 di circa 3,5 miliardi di metri cubi. Tale disponibilità è invece limitata ad 1 miliardo di metri cubi nello scenario LT 2030 in coerenza con il PNIEC. Nel 2040 il biometano raggiunge 10,4 miliardi m³ in entrambi gli scenari di sviluppo, DE-IT e GA-IT, dimostrando il suo fondamentale contributo alla decarbonizzazione, anche in uno scenario di forte elettrificazione, mentre nello scenario LT il biometano si ferma ad un volume annuo di 7 miliardi di metri cubi.

Si assume che il biometano venga tutto prodotto sul suolo nazionale valorizzando le differenti matrici di produzione, in particolare quella di origine agricola che costituisce oltre il 60% della produzione.

La tabella successiva mostra la ripartizione dei quantitativi al 2040 per origine della biomassa.

PRODUZIONE DI BIOMETANO DA DIFFERENTI MATRICI al 2040

miliardi di metri cubi	2040
Colture rotazione	6,4
Scarti agricoli	0,6
Scarti Legnosi /Manutenzioneboschiva/ verde urbano	0,8
Liquami zootecnici	1,5
Rifiuti alimentari	0,5
Fanghi di depurazione e Rifiuti solidi urbani	0,5
TOTALE	10,4

7.6.2.1.3. Idrogeno

Scenario di copertura della domanda idrogeno

La crescita della domanda di idrogeno in Italia deve essere accompagnata da uno sviluppo della produzione e approvvigionamento dell'idrogeno.

Come si evince dalla lettura dei bilanci elettrici una quota parte di questa fornitura sarà legata alla valorizzazione dell'energia elettrica prelevata da rete, trasformata in idrogeno con elettrolizzatori collegati alla rete elettrica. Tale quantitativo, considerato il rendimento di trasformazione, è ipotizzabile fino a 6 TWh (0,6 Gm³_{eq}) al 2030, e al 2040 sale a 10,5 TWh (1,1 Gm³_{eq}) nello scenario GA e 12 TWh (1,3 Gm³_{eq}) nel DE. Un'altra parte sempre tramite elettrolisi può essere prodotta in Italia anche da rinnovabili elettriche dedicate alla produzione di idrogeno: si tratterebbe di impianti aggiuntivi principalmente "asserviti" alla produzione di idrogeno. Un ulteriore contributo potrebbe essere ottenuto da idrogeno blu, prodotto per esempio attraverso reforming del gas naturale a cui viene associato un processo di Cattura e Stoccaggio della CO₂ (CCS).

Visto però che il livello previsto dagli scenari di domanda idrogeno si attesterà già al 2030 a valori (2,2 Gm³_{eq} o 21 TWh, poi 7,3 Gm³_{eq} per il DE e 12 Gm³_{eq} per il GA nel 2040 - vedi capitolo 7.6.1) che difficilmente potranno essere coperti con le sole produzioni nazionali, sarà necessario prevedere una quota significativa di idrogeno di importazione. E questo gap andrà man mano aumentando nella prossima decade. Le importazioni di idrogeno potranno in parte avvenire via gasdotto ad alta pressione in forma gassosa o via nave in forma liquida⁴⁵. In particolare, l'Italia avrebbe la possibilità di valorizzare la vicinanza con il Nord Africa per importare via gasdotto nel nostro Paese l'idrogeno

⁴⁵ L'idrogeno può essere trasportato in forma criogenica

generato in maniera efficiente dalle abbondanti risorse naturali disponibili (solare ed eolico) e quindi ad un costo inferiore.

Lo sviluppo di una filiera di importazione rappresenta anche un'opportunità per la potenziale esportazione dell'idrogeno a copertura della domanda negli altri paesi europei. È questo il ruolo previsto nella European Hydrogen Backbone⁴⁶ per il corridoio di approvvigionamento che dal Nord Africa passa dal Mediterraneo e attraverso l'Italia, sfruttando opportunamente la presenza lungo la rotta di infrastrutture già presenti per il gas naturale e convertibili ad idrogeno.

Un ulteriore vantaggio nell'abilitare l'importazione dell'idrogeno risiederebbe nella possibilità di evitare che una parte significativa della produzione di energia elettrica nazionale da fonti rinnovabili debba essere dedicata alla produzione di idrogeno, rendendo ancora più sfidanti gli obiettivi di penetrazione rinnovabili nel vettore elettrico.

In un'ottica di transizione l'idrogeno è visto inoltre come elemento per accompagnare la decarbonizzazione della rete gas, in blending con gas naturale e biometano. In coerenza con i limiti tecnologici e normativi delle infrastrutture di trasporto, il vettore porterà un contributo significativo alla riduzione delle emissioni delle tecnologie tradizionali a gas naturale.

Con riferimento agli elettrolizzatori, sarà altresì importante garantirne la progressiva integrazione all'interno del sistema elettrico tramite una serie di leve abilitanti. In prima istanza, la valorizzazione delle garanzie d'origine come strumento di tracciatura dell'origine rinnovabile dell'idrogeno e come strumento per aumentare la liquidità del mercato: in particolare si considera auspicabile l'equiparazione del trattamento delle garanzie d'origine biometano a quelle idrogeno, inclusa la possibilità di mutuaione delle GO con i titoli EUA nell'ambito dello schema ETS e con i certificati d'obbligo per il settore dei trasporti. In secondo luogo, si vede con favore la proposta di associare alla produzione di idrogeno verde un regime tariffario agevolato per il prelievo da rete elettrica come indicato nel Decreto-legge 30 aprile 2022, n. 36 (articolo 23).⁴⁷

⁴⁶ <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf> - <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Supply-corridor-presentation-Full-version.pdf>

⁴⁷ [https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legge:2022;36.](https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legge:2022;36)

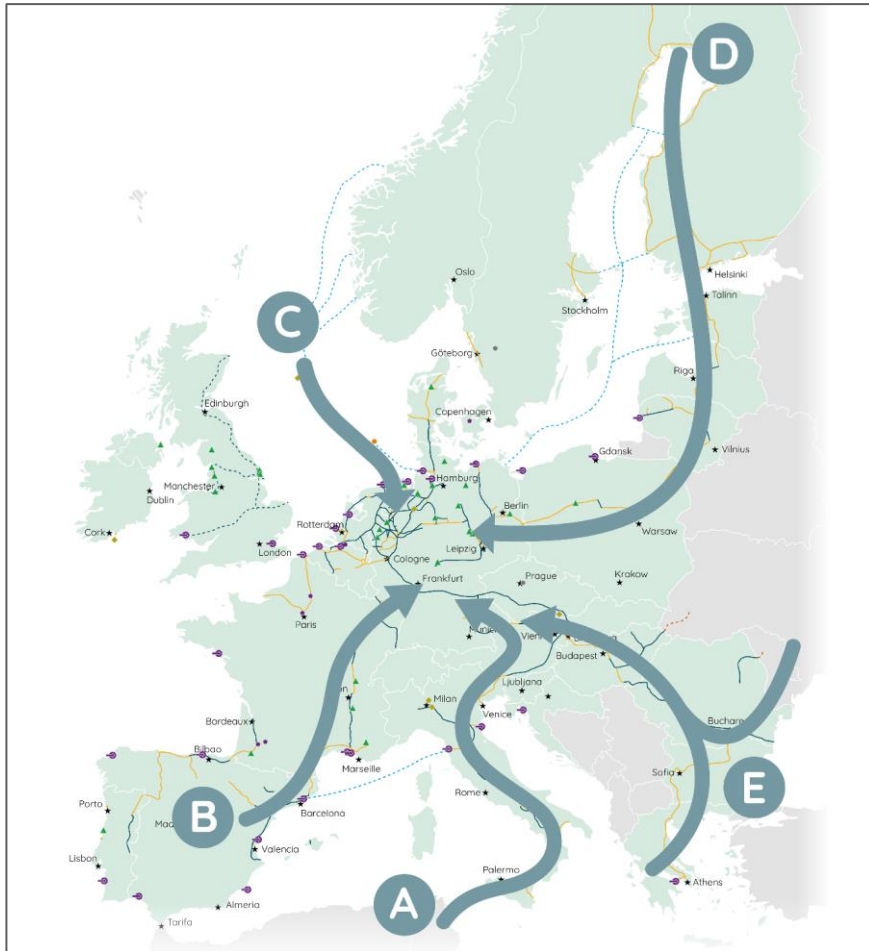


Figura 38. EHB 2022-05 - Mappa dei "corridoi" di importazione di idrogeno al 2030.

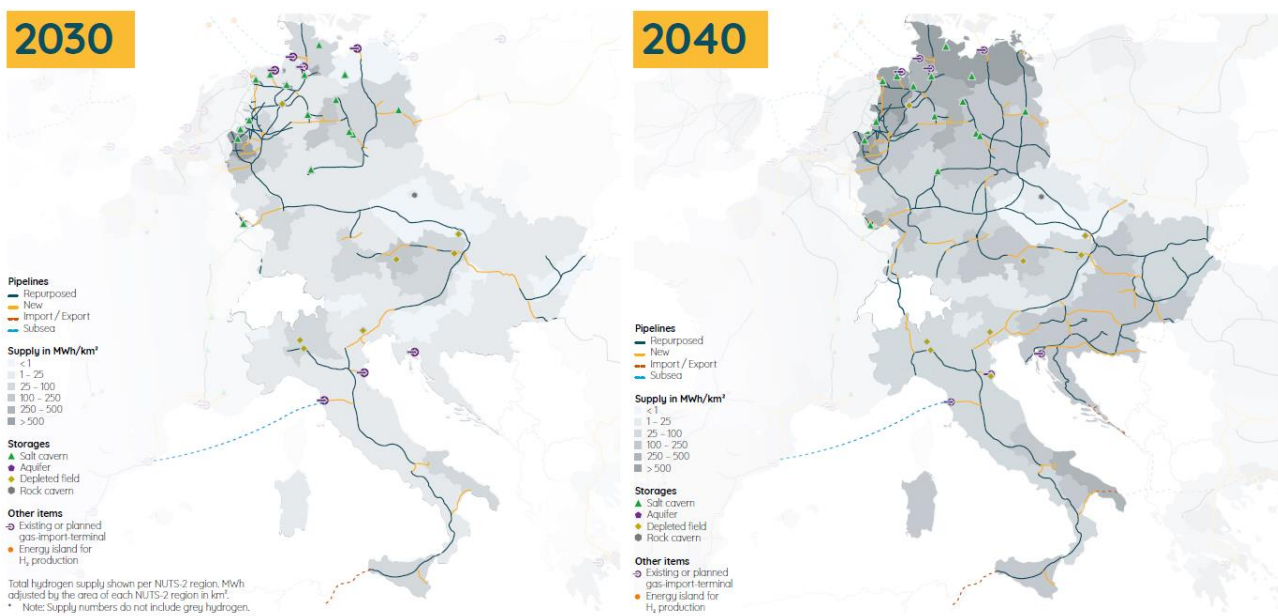


Figura 39. Evoluzione della backbone di idrogeno prevista dallo studio EHB di Guidehouse

7.7 Emissioni CO₂ e ruolo della CCS

7.7.1 Emissioni CO₂

La Legge Europea sul Clima sancisce l'obiettivo dell'UE di ridurre le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 di almeno il 55% rispetto ai valori del 1990. Lo scenario di policy al 2030 è stato sviluppato in modo tale da raggiungere una riduzione pari al 51%, in coerenza con le indicazioni governative. Le emissioni quantificate nel 1990 risultano pari complessivamente a 515.2 *Mt CO_{2eq}* includendo anche il settore del LULUCF (Land Use, Land-Use Change and Forestry)⁴⁸ e rappresentano il valore di riferimento. Nel 2019 le emissioni nazionali di *CO_{2eq}* hanno subito una riduzione del 27% rispetto a quanto registrato nel 1990 considerando anche il settore LULUCF, il valore che è stato registrato è pari a circa 376 *Mt CO_{2eq}*, come rappresentato in Tabella 30⁴⁹.

In termini emissivi nel 2019 il settore a maggiore impatto risulta quello dei trasporti che rappresenta circa un quarto delle emissioni complessive, se escludiamo il contributo negativo del LULUCF. Come si evince da Tabella 30 anche la produzione di energia elettrica e calore ha un notevole impatto: assieme al settore dei trasporti rappresentano circa la metà delle emissioni complessive. Ed è proprio in questi settori che si è cercato di massimizzare gli sforzi di decarbonizzazione, da una parte sfruttando la penetrazione del vettore elettrico e di combustibili alternativi e dall'altra modificando il mix energetico a favore delle fonti rinnovabili. Un altro grosso contributo alle emissioni viene dalle "altre emissioni", ovvero emissioni fuggitive e da processi industriali, agricoltura e rifiuti, che rappresentano una quota rilevante. Tali emissioni sono state considerate leggermente decrescenti al 2030 assimilando il medesimo trend che si è verificato nei 4 anni antecedenti al 2019.

Il risultato che si riesce a raggiungere nello scenario di Policy FF55 è la riduzione delle emissioni al -51%. Tale diminuzione è originata da una discreta contrazione delle emissioni negli usi finali energetici, quasi il 30% rispetto al 2019, e da una forte contrazione del termoelettrico e calore che dimezza le emissioni registrate nel 2019.

Le emissioni relative agli usi finali industriali risultano le più difficili da ridurre nel breve termine, mentre il settore dei trasporti e il civile presentano il maggior potenziale di riduzione. Il settore dei trasporti è caratterizzato da una crescita della mobilità elettrica assieme ad una complessiva contrazione della domanda di mobilità e anche ad una diffusione del biometano e dei bioliquidi. Il settore civile vede invece un grosso potenziale di contrazione delle emissioni nell'efficientamento energetico e nella maggiore penetrazione di pompe di calore elettriche per riscaldamento e raffrescamento.

È inoltre utile considerare che anche il processo di Carbon Capture and Storage (CCS), approfondito nel paragrafo successivo contribuisce al raggiungimento del target emissivo già per lo scenario di Policy FF55. Per gli scenari al 2040 è molto probabile che la CCS avrà un ruolo progressivamente crescente.

⁴⁸ Il settore relativo all'uso del suolo, ai cambiamenti di uso del suolo e alla silvicoltura "LULUCF". Escludendo tale settore le emissioni nel 1990 sono pari a 518.7 *Mt CO_{2eq}*

⁴⁹ Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale, ISPRA.

Mt CO2 eq	2019	2030 FF55
Usi finali	220	156
<i>Civile (incl. Agricoltura)</i>	<i>70</i>	<i>47</i>
<i>Trasporti</i>	<i>105</i>	<i>62</i>
<i>Industria</i>	<i>29</i>	<i>25</i>
<i>usi finali non energetici</i>	<i>22</i>	<i>22</i>
<i>Diff statistiche</i>	<i>-5</i>	<i>0</i>
Usi Energetici	13	8
Termoelettrico&Calore	94	44
<i>di cui Emissioni Gas cogenerativo</i>		<i>18</i>
<i>di cui Emissioni Gas Non cogenerativo</i>		<i>16</i>
<i>di cui Emissioni Other NON RES no Gas</i>		<i>5</i>
<i>di cui Emissioni produzione diretta a gas (boiler)</i>		<i>5</i>
Perdite di distribuzione	1	1
Altre Emissioni	90	86
<i>Emissioni fuggitive</i>	<i>8</i>	<i>6</i>
<i>Altro (combustione)</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
<i>Processi industriali</i>	<i>34</i>	<i>34</i>
<i>Agricoltura</i>	<i>30</i>	<i>29</i>
<i>Rifiuti</i>	<i>18</i>	<i>17</i>
CCS	0	-4
LULUCF	-42	-36
TOTALE ESCLUSO LULUCF	418	290
TOTALE INCLUSO LULUCF	376	254
Riduzioni GHG	-27%	-51%

Tabella 30 – Stima delle emissioni anno storico 2019 e anno previsionale 2030 per lo scenario di policy FF55

7.7.2 Ruolo della CCS

La CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) è un processo tecnologico che consente di evitare l'immissione in atmosfera di anidride carbonica proveniente da grandi impianti industriali e/o di generazione elettrica attraverso la sua cattura e successivo utilizzo oppure stoccaggio geologico di lungo termine.

L'importanza della CCUS in generale, e della CCS in particolare, nella transizione energetica è primariamente legata al suo ruolo per decarbonizzare l'industria, in particolare nei suoi settori più energivori cosiddetti «hard-to-abate». Esistono infatti attività produttive le cui emissioni sono legate alle trasformazioni chimico fisiche che avvengono nel processo stesso per le quali non esistono soluzioni tecnologiche mature alternative alla cattura e lo stoccaggio della CO₂. È il caso, ad esempio, della produzione del cemento, dove i due terzi circa della CO₂ provengono dalla calcinazione del calcare, o della siderurgia, nella quale il carbonio è un elemento imprescindibile della metallurgia dell'acciaio.

Un altro aspetto importante ai fini della sostenibilità economica e dell'efficienza dei progetti di CCUS è la possibilità di sfruttare le economie di scala soprattutto di natura logistica; una volta catturata la anidride carbonica, quest'ultima deve essere infatti trasportata sino agli eventuali utilizzatori finali (CCUS) o fino ai giacimenti di stoccaggio (CCUS) e quindi la presenza di una rete di trasporto della CO₂ e la vicinanza dello stoccaggio diventano fattori critici di progetto. Nasce così il concetto di "CCUS Hub", in cui più soggetti industriali possono aggregarsi per condividere le infrastrutture di trasporto e stoccaggio. Tali progetti possono avere un significativo impatto nella riduzione dei costi unitari di cattura delle emissioni e quindi, in ultima istanza, nel determinare la competitività economica della CCUS rispetto alle alternative disponibili.

Il PNIEC, approvato all'inizio del 2020 e tuttora in vigore, ancorché superato dai nuovi pacchetti legislativi UE "Fit-For-55" e RepowerEU, non contiene previsioni specifiche relative alla CCUS.

Occorre al riguardo ricordare che nel gennaio 2021, l'allora Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, ha pubblicato la strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra. Il documento rappresenta il percorso di decarbonizzazione per giungere a

neutralità emissiva al 2050 Particolare importanza assume l'analisi degli andamenti attesi delle emissioni dei principali settori emissivi alla luce di quanto osservato lungo tutta la serie storica dei dati disponibili a partire dal 1990. Dall'analisi emerge che quelli che oggi sono i settori più emissivi, sono anche quelli per i quali spesso già sono evidenti forti riduzioni grazie alle politiche fin qui adottate e agli sviluppi tecnologici, mentre altri settori oggi di minor importanza potrebbero rivelarsi maggiormente problematici negli anni a venire. Allo stato attuale delle conoscenze risulta inoltre che per raggiungere la neutralità sarà difficile fare a meno di sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂, con un'esigenza fino a 40 milioni di tonnellate catturate all'anno, anche se molto dipenderà dalle capacità degli assorbimenti naturali e dall'evoluzione dell'intero sistema economico. Anche alla luce di tali scenari di lungo termine, alcuni tra i principali operatori industriali del settore "energy" stanno ponendo attenzione al tema.

In tempi recenti ENI ha avviato una iniziativa progettuale denominata "Ravenna CCS Hub" finalizzata a coinvolgere realtà produttive limitrofe all'omonimo polo industriale valorizzando così i campi di estrazione gas in via di esaurimento nel Mare Adriatico. Il potenziale di stoccaggio complessivo di questi campi viene stimato da ENI in 500 milioni di tonnellate. Il progetto, ancora in fase di definizione, prevede uno sviluppo in fasi successive che potrebbe portare ad una capacità di cattura stimata da ENI in 4 Mt/y a partire dal 2027 con ulteriori possibili espansioni successive fino a 16 Mt/y a partire dal 2030. Qualora realizzato, questo Hub potrebbe consentire di decarbonizzare una parte significativa delle sorgenti emissive industriali di grandi dimensioni della Pianura Padana e, eventualmente, permettere l'applicazione della tecnologia CCUS anche ad alcuni impianti termoelettrici a gas ubicati nell'area.

Sulla base delle informazioni raccolte è quindi ipotizzabile che, se si verificheranno le giuste condizioni tecniche ed economiche necessarie per garantire la finanziabilità e la realizzabilità del progetto, nel corso del decennio 2030-2040 tale hub possa contribuire in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione permettendo lo stoccaggio geologico per quantitativi fino a 16 Mt/y di CO₂ provenienti sia da processi industriali sia dalla generazione termoelettrica; in funzione della effettiva evoluzione del progetto sarà possibile recepirne gli effetti nei prossimi aggiornamenti degli scenari energetici.

Tra le "giuste condizioni economiche" rientrano segnali di prezzo di lungo termine tali da garantire il ritorno dell'investimento anche per impianti di generazione che nel futuro sono destinati a funzionare sempre meno e in modo sempre più intermittente per coprire il fabbisogno quando le rinnovabili non ci sono e gli accumuli sono scarichi, mentre tra le "giuste condizioni tecniche" rientrano la affidabilità della tecnologia e l'esigenza di non impattare negativamente sulla flessibilità di esercizio di questi impianti.

7.8 Coerenza con gli scenari europei

Il presente documento di descrizione degli scenari 2022 viene redatto in ottemperanza a quanto precedentemente descritto nel Capitolo 5, ovvero ai sensi delle deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas.

Ai sensi delle deliberazioni 627/16/R/eel (e s.m.i.) e 468/18/R/gas (e s.m.i.), il documento di descrizione degli scenari, viene elaborato in coerenza con gli scenari sviluppati a livello Europeo in ambito TYNDP. Nel presente paragrafo viene riportato un confronto con gli scenari ENTSOs descritti nel TYNDP, e, qualora presenti, vengono evidenziate differenze sulle assunzioni fatte corredate dalle motivazioni a supporto di tali scelte.

7.8.1 Fabbisogno elettrico

Per effettuare un confronto sui consumi elettrici degli scenari sviluppati in ambito ENTSOs si riportano i valori di fabbisogno elettrico al 2030 e al 2040 nella Tabella 31. Tale fabbisogno è stato stimato a partire dal consumo elettrico tradizionale a cui viene sommato quello atteso degli elettrolizzatori per la produzione di Idrogeno.

Il consumo di 366 TWh identificato nello scenario di policy Fit-For-55 si colloca in mezzo ai due scenari contrastanti sviluppati da ENTSOs al 2030. Ne consegue che il fabbisogno complessivo previsto nello scenario FF55 è inferiore rispetto a quanto prevede lo scenario più elettrificato Europeo, il Distributed Energy al 2030.

Al 2040 la richiesta elettrica individuata con la metodologia adottata in ambito ENTSOs è decisamente superiore al fabbisogno elettrico prospettato negli scenari italiani. La differenza è riconducibile ad una maggiore installazione ed utilizzo degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno negli scenari ENTSOs.

	2030			2040			
	DE	GA	FF55	DE	DE IT	GA	GA IT
Fabbisogno elettrico (TWh)	378	354	366	498	418	443	396

Tabella 31 – Fabbisogno elettrico stimato in ambito europeo nel processo di definizione degli scenari TYNDP 2022 (DE e GA) a confronto con gli scenari Terna/Snam (FF55, DE IT e GA IT)

7.8.2 Capacità installata elettrica

La capacità installata degli scenari sviluppati in ambito TYNDP è presa come riferimento per tutta Europa anche per gli scenari descritti in questo documento. L'Italia fa eccezione in quanto sia la capacità installata termoelettrica che quella rinnovabile sono state aggiornate e modificate per riflettere gli esiti delle aste Capacity Market ed i nuovi target FER e di riduzione delle emissioni.

Gli scenari ENTSOs prevedono un maggiore installato di fonti rinnovabili sia al 2030 che al 2040 come si evince dalla Tabella 32. Tale installato, in particolar modo al 2040, è conseguenza di una serie di ipotesi differenti, tra cui una diversa distribuzione geografica delle FER, un maggior consumo da parte degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno e livelli molto elevati di overgeneration.

Capacità installata [GW]	2030			2040			
	DE	GA	FF55	DE	DE IT	GA	GA IT
Solare	88	71	75	176	113	141	101
Eolico Onshore	27	24	18	37	23	27	23
Eolico Offshore	8	9	9	11	19	12	16

Tabella 32 – Confronto tra lo sviluppo di capacità Solare ed Eolica prevista in ambito europeo (DE e GA) e la capacità prevista negli scenari elaborati da Terna/Snam (FF55, DE IT e GA IT)

7.8.3 Capacità di interconnessione elettrica

Per quanto riguarda la modellizzazione a livello europeo, gli scenari del TYNDP prevedono al 2040 ulteriori interventi di espansione delle infrastrutture di rete tra i vari paesi modellizzati, come risultato del modulo di *expansion planning* che rappresenta un approccio modellistico eccessivamente semplificato e di fatto trascura una serie di elementi fondamentali quali la valutazione di lunghi processi autorizzativi o il raggiungimento di accordi tra paesi confinanti che sono alla base di qualunque processo di aumento o creazione di nuova capacità di interconnessione. Per gli scenari oggetto di questo documento si considerano i progetti indicati nella sezione 6.3.6 che corrispondono alla rete di riferimento usata per gli scenari ENTSOs, cioè l'insieme di tutti quei progetti identificabili e non determinati in modo endogeno dal modulo *expansion planning*. La rete di riferimento è stata infatti aggiornata direttamente dai vari TSOs e rappresenta la miglior stima della capacità di interconnessione attesa in un determinato anno futuro.

7.8.4 Prezzi commodities

Le assunzioni relative ai prezzi delle commodities utilizzati in ambito TYNDP 2022, come anticipato nel Capitolo 6, sono raccolte nel documento "Scenario Report" pubblicato nel mese di aprile 2022. Come riportato in tale documento le analisi effettuate per la determinazione di tali prezzi si basano su: approfondimenti ad hoc, analisi sviluppate per il TYNDP 2020 e sugli scenari elaborati nell'ambito del IEA World Energy Outlook 2020.

Tuttavia, l'innalzamento dei prezzi delle materie prime verificatosi nel 2021 ed esacerbato dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, rendono tali prezzi obsoleti e non utilizzabili negli scenari di medio lungo termine descritti in questo documento. In generale, la difficile situazione geopolitica e l'instabilità che ne deriva sui mercati rendono difficile qualunque previsione di medio e lungo termine.

Come dettagliato nel Capitolo 6, in ottica 2030 si ipotizza un riassetto della situazione macroeconomica e di conseguenza dei prezzi delle commodities, ma non un ritorno ai valori anteguerra, di conseguenza i prezzi delle commodities utilizzati per questo scenario sono inferiori ai forward di mercato per il 2024, ma superiori ai prezzi ipotizzati negli scenari ENTSOs, che, come detto, non fattorizzano importanti cambiamenti macroeconomici. Per quanto riguarda la CO₂, si ipotizza che gli sforzi in ottica decarbonizzazione continuino, così come le politiche europee in tale direzione, mantenendo il prezzo su livelli più elevati di quelli ipotizzati nello scenario NT del TYNDP.

Al 2040, il prezzo ipotizzato per la CO₂ nel DDS 2022 si riallinea a quello ipotizzato negli scenari di sviluppo del TYNDP (123 €/t), mentre sia il prezzo del carbone che quello del gas naturale rimangono su livelli più elevati, come riportato in Tabella 5.

7.8.5 Anno climatico

Gli scenari sviluppati nell'ambito del TYNDP si basano su simulazioni di mercato su tre differenti anni climatici, che vengono individuati in un processo di analisi statistica sugli ultimi 38 anni disponibili. Gli anni utilizzati per le simulazioni dagli ENTSOs sono: 1995, 2008 e 2009 che rappresentano gli anni climatici medi per il perimetro di simulazione europeo: dalla Finlandia al Portogallo, dalla Turchia alla Gran Bretagna. Tuttavia, l'analisi effettuata da Terna sull'Italia (utilizzando la clusterizzazione k-means sulle variabili climatiche) ha individuato nel 2010 l'anno climatico più rappresentativo per il sistema elettrico italiano che è quindi stato scelto per le analisi sugli scenari presentati in questo documento, come specificato nel Paragrafo 6.3.1.

7.8.6 Producibilità impianti FER

Gli scenari sviluppati e descritti nell'ambito del TYNDP 2022 si basano sulle informazioni e le analisi contenute nel PECD (Pan-European Climate Database) sviluppato da ENTSO-E. Tale database contiene non solo le condizioni meteo (temperatura, irraggiamento etc.) ma anche i profili orari di produzione per le varie tecnologie rinnovabili (eolico e solare) per ogni zona di mercato che viene modellizzata in ambito TYNDP e per ogni anno climatico dal 1982 al 2019.

Le tecnologie incluse nel dataset sono l'eolico onshore, l'eolico offshore ed il solare; per le quali viene fornito un unico profilo per l'intera zona di mercato per ogni anno climatico. Per lo sviluppo degli scenari descritti in questo documento si è ritenuto opportuno integrare quanto fornito dalle analisi ENTSOs con dati più dettagliati per il solare in Italia che tenessero conto delle differenze esistenti e future tra le varie tipologie di solare: fotovoltaico su tetto, struttura fissa a terra e struttura con tracker data l'importanza che questa tecnologia riveste negli scenari futuri.

Poiché il dettaglio della nuova capacità installata solare al 2030 e al 2040 è fornito a livello di tipologia, la presenza di tre profili diversi e specifici permette di modellarne al meglio la produzione e di poter catturare gli effetti che ogni tipologia di solare ha sul sistema, come descritto nel Paragrafo 6.3.2.

7.8.7 Domanda di gas

7.8.7.1 Anno di riferimento 2030

Le simulazioni del mercato elettrico evidenziano per lo scenario FF55 una domanda di metano (gas naturale + biometano) per produzione elettrica più alta rispetto agli scenari sviluppati dagli Entsos (GA e DE) nonostante il fabbisogno elettrico sia più basso. Questo risultato è influenzato da una serie di fattori: da un lato, gli ENTSOs prevedono una maggiore produzione di FER elettriche, come evidenziato nel paragrafo 7.8.1, dall'altro, in continuità con lo scenario NT Italia, in questo documento si considera un peggioramento dell'efficienza degli impianti termoelettrici oltre a una quota di calore fornita da produzione diretta.

La domanda di metano per altri usi risulta più alta nello scenario FF55 per diversi fattori: primo fra tutti è l'aggiornamento dell'anno storico di riferimento (gli scenari Entsos sono sviluppati con il 2015 come riferimento storico, gli scenari Snam Terna tengono invece conto degli ultimi dati disponibili per il 2021); a questo si aggiunge uno sviluppo più veloce del biometano (5,4 miliardi di metri cubi negli scenari FF55 e DE, 4 miliardi di metri cubi nello scenario GA).

7.8.7.2 Anno di riferimento 2040

Come per il 2030, le simulazioni del mercato elettrico evidenziano per gli scenari GA-IT e DE-IT una domanda di metano per produzione elettrica più alta rispetto agli scenari GA e DE. Come per il 2030, anche al 2040 gli ENTSOs prevedono una produzione di FER elettriche maggiore al volume ipotizzato nel DDS. Inoltre, è previsto l'utilizzo di idrogeno nella generazione elettrica in entrambi gli scenari con volumi maggiori per lo scenario GA.

Nell'analisi della domanda di gas per altri usi va rimarcato che gli scenari europei si differenziano da quelli Snam Terna principalmente per le diverse ipotesi sulla penetrazione del vettore idrogeno a sostituzione del gas naturale negli usi finali. La domanda totale di gas per altri usi (gas naturale + biometano + idrogeno) risulta infatti sostanzialmente allineata: 41 Gm³ (432 TWh) GA vs. 42 Gm³ (446 TWh) GA-IT e 35 Gm³ (369 TWh) DE vs. 36 Gm³ (384 TWh) DE-IT.

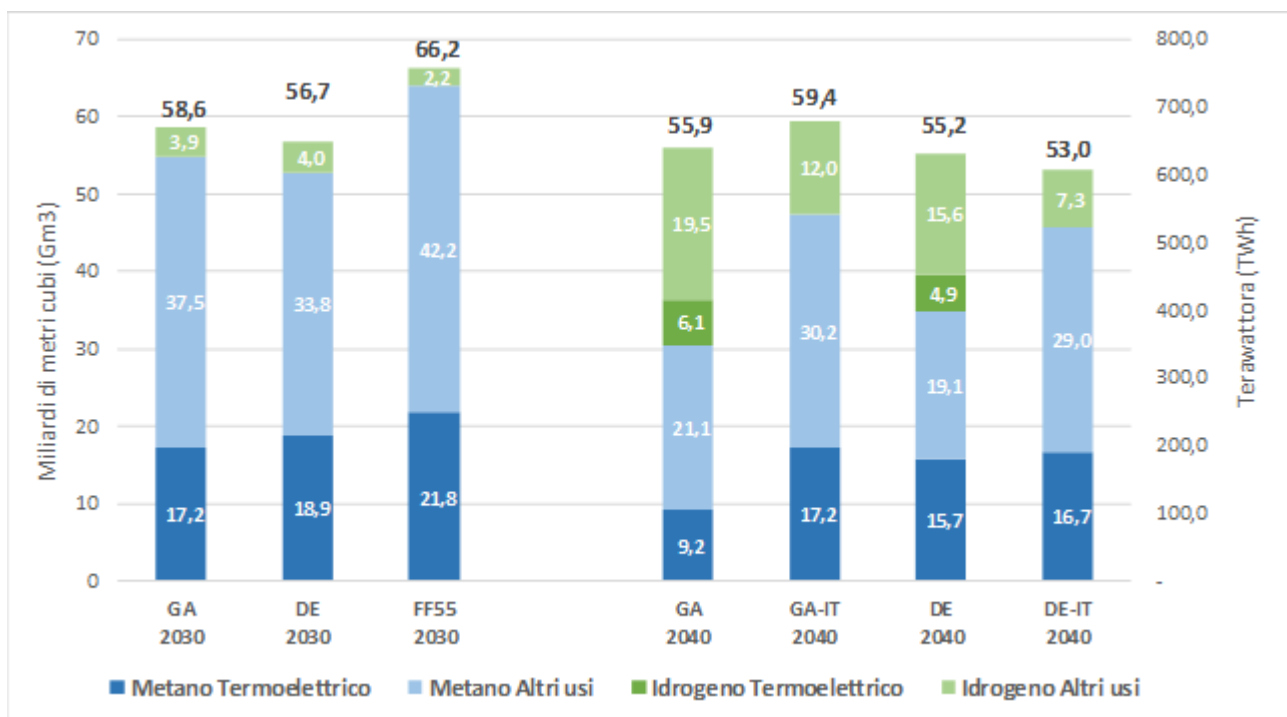


Figura 40 - Domanda gas naturale e biometano stimata in ambito europeo nel processo di definizione degli scenari TYNDP 2022 (DE e GA) a confronto con gli scenari Snam Terna (FF55, DE IT e GA IT)

