

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN
ITALIA E DEL FABBISOGNO DI POTENZA
NECESSARIO
ANNI 2014 – 2024**

31 dicembre 2014

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO
2014 – 2024**

INDICE

1) Introduzione	3
2) Struttura del documento	6
3) Riferimenti normativi	8
4) Contesto energetico	9
4.1. Bilancio Energetico Nazionale - BEN	9
4.2. Il Piano d’Azione Italiano per l’Efficienza Energetica (PAEE)	13
4.3. Il World Energy Outlook di IEA e le interazioni energia - clima	16
5) Principali grandezze che influenzano la domanda elettrica	22
5.1. La crescita economica	22
5.2. L’evoluzione storica della domanda di energia elettrica	28
5.3. Sulla relazione tra economia e domanda elettrica	32
5.4. Confronti internazionali sull’intensità elettrica	41
6) Le analisi di scenario europee: le Vision ENTSO-E al 2030	47
7) Considerazioni di sintesi sugli andamenti di lungo periodo (decennali)	51
8) Previsione della domanda elettrica in energia	57
8.1. Previsione per le aree geografiche	64
8.2. Previsione settoriale	66
9) Le previsioni di ENERDATA: scenari di confronto	71
10) Previsioni della domanda in potenza	73
10.1. L’evoluzione storica delle ore di utilizzazione	77
10.2. Metodologia di previsione	79
10.3. Risultati	80
11) Stima del fabbisogno di potenza necessario	86
12) Conclusioni	89
13) Bibliografia	92
14) Allegato: Quadro sinottico di recenti studi ed analisi di scenari	96
15) Allegato: Nota metodologica sul calcolo del valore aggiunto settoriale	103

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO
2014 – 2024**

1) Introduzione

In questo documento si illustrano le nuove previsioni di medio-lungo termine per l'Italia della *domanda elettrica - in energia e in potenza -* e del *fabbisogno di potenza necessario*¹.

Queste le principali conclusioni:

- i) una evoluzione della domanda di energia elettrica per il prossimo decennio compresa tra uno scenario di sviluppo, che prevede una crescita ad un tasso medio annuo del +1,0% (cagr), e uno scenario base - con il quale si intende valorizzato al massimo grado il potenziale di risparmio energetico – che conduce ad un cagr -0,5%;***
- ii) correlata allo scenario di sviluppo, una evoluzione della punta di carico ad un tasso medio tra +1,8% p.a. [estate torrida] e +1,2% p.a. [inverno medio]; quanto allo***

¹ Il lavoro è giunto alla XIV edizione. La raccolta delle previsioni dal 2005 è depositata in: http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/previsioni_domanda_elettrica.aspx

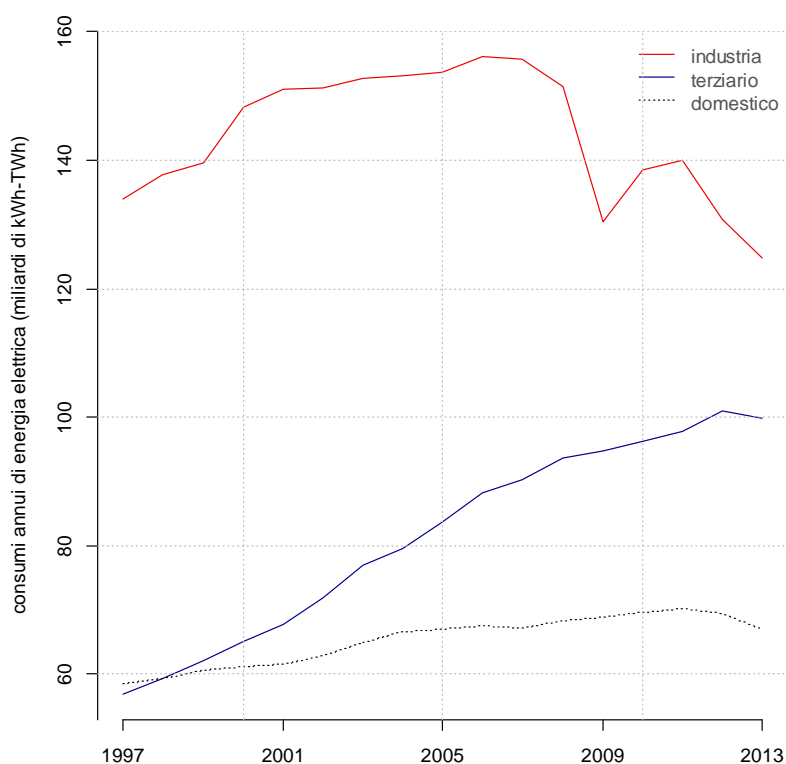
scenario base i tassi di variazione attesi sono compresi tra +0,1% e -0,5% p.a.;

- iii) si valuta in 78-85 GW la capacità di generazione disponibile per la copertura del carico massimo nel 2024, alle condizioni specificate.**

Di seguito, alcuni elementi sulla domanda di energia elettrica e sugli usi finali emersi negli ultimi mesi e che saranno nel seguito approfonditi:

sui cambiamenti strutturali della domanda

anche nel 2013, dopo la flessione del 2012 (-1,9% rispetto al 2011), la domanda di energia elettrica ha fatto registrare una considerevole riduzione: -3,0% rispetto all'anno precedente, attestandosi a 318,5 miliardi di kWh. Tale



livello è prossimo a quello raggiunto negli anni 2002-2003. Il ritorno ai livelli massimi della domanda toccati in Italia negli anni 2007-2008 è quindi ancora rinviato nel tempo, anche alla luce degli andamenti di nuovo in flessione della richiesta di energia elettrica, già registrati nei primi

otto mesi del 2014.

Come in altre occasioni (v. figura), nel 2013 la componente industriale dei consumi influisce pesantemente sulla domanda complessiva ma, a differenza

degli anni scorsi, si è registrata anche una flessione dei consumi elettrici del terziario, oltre che di quelli del settore domestico. La tendenza ad un cambiamento strutturale nei consumi - già ventilata nel documento dello scorso anno – trova quindi solamente una parziale conferma.

efficienza energetica

Peraltro, una componente di rilievo del cambiamento strutturale dei consumi è costituita dagli effetti delle azioni volte all'efficienza ed al risparmio energetico, già da tempo in atto ma ancor più attesi nei prossimi anni. Tali analisi vengono particolarmente sviluppate nel paragrafo 4.2 e opportunamente considerate nello scenario cd. "di base". Rispetto alle precedenti edizioni, nello scenario minimo – cd. "di base" – si intende valorizzare al massimo grado il potenziale associato alla maggiore efficienza energetica.

ampliamento degli orizzonti di previsione

gli obiettivi Comunitari strategici legati all'approvvigionamento energetico e di equilibrio nella dotazione infrastrutturale e delle reti in particolare, hanno condotto istituzioni, ed esperti del settore ad ampliare nel tempo l'orizzonte degli scenari energetici, le cd. ***vision***, fino ad una prospettiva molto lunga, anche fino al 2050. Accanto alle analisi che nel presente documento riguardano l'anno 2024, sono riportati scenari di contrasto ottenuti nell'ambito delle nuove collaborazioni attivate, al fine di confrontare le metodologie e fornire orientamenti per il lungo termine. (v. nel seguito)

elettrificazione della domanda energetica

le nuove applicazioni concepite per l'utilizzazione del vettore elettricità - ad esempio l'auto elettrica - e quelle in grado di estenderne la flessibilità d'uso (storage), suggeriscono ulteriori evoluzioni nel lungo termine del processo di

sostituzione tra fonti energetiche. Questo principio – peraltro già verificabile nei consuntivi del Bilancio Energetico Nazionale - viene comunicato in termini di *elettrificazione della domanda*. Nelle visioni di lungo termine, si ipotizza infatti l'ampliarsi dello spettro di applicazioni dell'elettricità in settori non tradizionali - quali il riscaldamento e i trasporti - e nell'industria, ove il processo di sostituzione è in atto da tempo con gradualità. Di questi aspetti, il World Energy Outlook dell'OECD/IEA – che rappresenta il *benchmark* a livello internazionale (v. nel seguito) – tiene conto nella formulazione di scenari di medio-lungo termine per grandi aree geografiche.

2) Struttura del documento

Le previsioni di cui al presente lavoro sono sviluppate sulla base delle seguenti motivazioni:

- i) *adempiere gli obblighi che, secondo la vigente normativa, sono annualmente in capo alla società TERNA (Delibera 48/04 AEEG - cfr. anche paragrafo 3);*
- ii) *contribuire ad aggiornare il quadro di riferimento per le valutazioni relative al Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, curato da Terna;*
- iii) *costituire una base di dati per i quesiti di pertinenza formulati da Organismi nazionali ed internazionali.*

Le previsioni sono articolate in:

➤ Previsioni della domanda elettrica:

- *in **energia**, con riferimento al dato annuale della richiesta² e dei consumi elettrici;*
 - *in **potenza**, con riferimento alla punta annuale.*
- **Previsione del fabbisogno in potenza**, cioè della potenza di generazione necessaria a soddisfare la domanda di potenza alla punta mantenendo un adeguato livello di riserva.

Nei successivi paragrafi sono richiamati i *principali riferimenti normativi* dai quali traggono origine le previsioni (paragrafo 3); l'attuale *contesto energetico* in grado di influenzare in prospettiva la domanda elettrica viene illustrato nel paragrafo 4.

Vengono quindi esaminate le principali grandezze in gioco con lo scopo di individuare le derive di lungo periodo, con particolare attenzione alle più recenti tendenze del *sistema elettrico*, alle prospettive *dell'economia* ed *all'interazione* tra consumi elettrici ed economia (par. 5). A seguire un breve paragrafo per evidenziare alcune attività in ambito ENTSO-E³ sulle *analisi di scenario* di lunghissimo termine (par. 6) e quindi un paragrafo con *considerazioni di sintesi* propedeutiche alle previsioni (par. 7).

Sono quindi formulate:

- le *previsioni nazionali della domanda in energia* (par. 8), illustrando e riportando le grandezze (*prodotto interno lordo* e *intensità elettrica*) utilizzate nell'ambito di tali previsioni e le altre ipotesi adottate. La domanda elettrica in previsione è quindi disaggregata nelle principali macroaree geografiche del Paese e sulla base degli utilizzi nelle principali attività. Nel paragrafo 9 è presentata una panoramica di fonte ENTSO-E delle *previsioni di medio termine della domanda elettrica in energia di alcuni Paesi europei*.

² Nel documento sono utilizzati indifferentemente i concetti di “domanda” e di “richiesta” elettrica quali indicativi dell'aggregato che comprende consumi di energia elettrica più perdite.

³ European Network of Transmission System Operators for Electricity

- le *previsioni della domanda in potenza* (par. 10), con valutazioni sulle serie storiche della domanda in potenza e delle ore di utilizzazione del carico alla punta.

Dalla previsione della domanda in potenza di cui al par. 10, si passa quindi alle *previsioni del fabbisogno di potenza* necessario (par. 11), sulla base degli indici di qualità del servizio definiti da Terna e coerenti con gli standard internazionali.

Seguono le *conclusioni* (par. 12) e una breve *bibliografia* di riferimento.

Chiudono infine una interessante sintesi comparativa di studi e autorevoli pubblicazioni in termini di previsioni energetiche per il lungo e lunghissimo termine ed una nota metodologica sul calcolo del valore aggiunto settoriale (in Allegato).

Nella presente edizione le previsioni si estendono fino al 2024. Il presente documento è chiuso utilizzando dati ed informazioni disponibili al 12 novembre 2014.

3) Riferimenti normativi

Le previsioni di medio-lungo termine della domanda nel settore elettrico italiano sono contemplate principalmente, oltre che nel Codice di Rete, in due distinte disposizioni normative (in capo alla società Terna SpA a decorrere dal 1° novembre 2005, data di efficacia del trasferimento delle attività, delle funzioni, etc., fino a quella data svolte dal GRTN):

- *Convenzione annessa alla Concessione del 20 aprile 2005 tra il Ministero delle Attività Produttive e il GRTN (art. 9, comma 1, punto a), con lo scopo, tra l'altro, di programmare gli interventi di sviluppo della rete di trasmissione⁴;*

⁴ Decreto MAP 20/4/2005, pubblicato su GURI n° 98 del 29/4/2005.

- *Delibera 48/04 dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas, che stabilisce (Articolo 53, comma 4) l’elaborazione e la pubblicazione [...] della “previsione della domanda di potenza elettrica sul sistema elettrico nazionale a valere per un periodo non inferiore ai sei anni successivi [...] nonché le ipotesi e le metodologie utilizzate per la formulazione della previsione”; contestualmente, ai sensi del comma 5 del medesimo articolo, a valutazioni “della capacità di produzione complessivamente necessaria alla copertura della domanda prevista;*
- *Codice di rete - predisposto in conformità a quanto previsto nel D.P.C.M. 11 maggio 2004 in materia di unificazione tra proprietà e gestione della rete e sulla base delle direttive dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas di cui alla delibera n. 250/04 - Capitolo 9 Statistiche, paragrafo 9.4.5⁵.*

4) Contesto energetico

Alcuni cenni sul contesto energetico sono necessari pur nella difficoltà di schematizzare in pochi paragrafi un argomento complesso ed in rapida evoluzione. Si inizia dal **Bilancio Energetico Nazionale** - che fornisce le “misure” del settore energetico italiano a consuntivo e che costituisce uno dei benchmark per la SEN (Strategia Energetica Nazionale) - e dai **Piani d’Azione** nazionali, che delineano il futuro dell’energia in Italia con particolare riguardo all’efficienza, dando contestualmente evidenza dei risultati raggiunti. Successivamente, il parere di una autorevole **Agenzia** internazionale, consentirà di ampliare l’orizzonte degli scenari, traducendo in modo strutturato anche le **vision** di lungo e lunghissimo termine,

4.1. Bilancio Energetico Nazionale - BEN

⁵ Versione aggiornata 8/7/ 2013.

Cfr.: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=%2bntTpms5Tpw%3d&tabid=106&mid=189>

Stando alle indicazioni provvisorie sugli andamenti di gas naturale, energia elettrica e sui prodotti petroliferi dei primi dieci mesi dell'anno, anche il contesto energetico nel 2014 non appare per queste fonti intonato in modo positivo (v. **Tabella 1**):

Tabella 1 - Andamento principali fonti energetiche: gennaio-ottobre 2014

Fonte	gennaio - ottobre 2014/ gen-ott 2013
	variazione %
gas naturale [consumo interno lordo] (*)	-11,9%
energia elettrica [richiesta] (**)	-2,9%
prodotti petroliferi [totale consumi] (*)	-3,5%
<i>(*) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico - Dipartimento per l'Energia - Statistiche ed analisi energetiche e minerarie DGSAIE - Periodo gennaio - settembre 2014</i>	
<i>(**) Fonte Terna</i>	

Analizzando in particolare la domanda di energia elettrica, nel 2013 – ultimo anno di consuntivo disponibile - i volumi di energia elettrica richiesti in Italia sono stati pari a 318,5 miliardi di kWh, in flessione del -3,0% rispetto ai volumi del 2012. Tale risultato è il secondo risultato negativo consecutivo, dopo che il 2012 si era chiuso con un calo del -1,9% rispetto al 2011. Il periodo di ripiegamento si era iniziato con la profonda flessione del 2009 (-5,7% rispetto al 2008), cui avevano fatto seguito due anni di parziale recupero: nel 2010, +3,2% rispetto all'anno precedente, ed ancora nel 2011: +1,3% rispetto al 2010. Dal 2007 al 2013 il fabbisogno annuo di energia elettrica si è contratto di oltre 20 miliardi di kWh, pari a circa 6,3 punti percentuali.

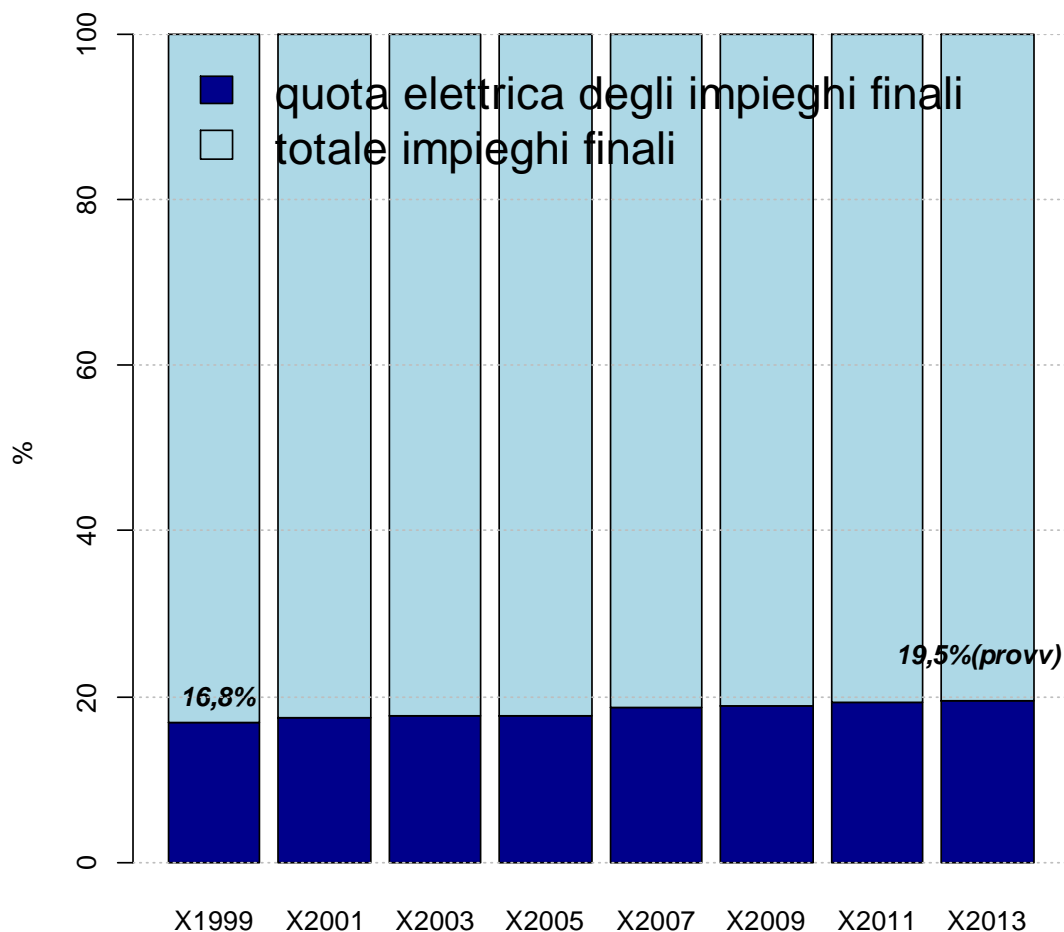
Il **Bilancio Energetico Nazionale** (BEN⁶) è lo strumento per analizzare il settore dell'energia in Italia ed il rapporto tra le singole fonti, anche nella prospettiva strategica trattata nella nuova SEN.

Tra le molte informazioni disponibili a consuntivo nel BEN, emerge che il totale degli impieghi finali soddisfatto con energia elettrica mostra una crescita regolare. Dal 1999 al 2013, la voce **energia elettrica negli impieghi finali è cresciuta del 7,4%**, pervenendo a 21,138 Mtep. In **Figura 1** sono riportati gli andamenti dal 1999 al 2013⁷ del totale degli impieghi finali, in calo nel periodo di un 8% in termini assoluti, e della quota di impieghi finali soddisfatti con l'energia elettrica.

⁶ Fonte: Ministero Sviluppo Economico - Dipartimento per l'Energia – Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e le Infrastrutture Energetiche – Div. VII Statistiche ed analisi energetiche e minerarie.

⁷ Dati provvisori

Figura 1 - Evoluzione degli impieghi finali elettrici sul totale degli impieghi



In circa quindici anni si è osservato in Italia un incremento di circa tre punti percentuali della quota degli impieghi finali elettrici. Nel 1999 la quota di impieghi finali soddisfatta col vettore elettrico rappresentava il 16,8% del totale; tale quota era salita al 19,5% nei dati provvisori del 2013.

4.2. Il Piano d’Azione Italiano per l’Efficienza Energetica (PAEE)⁸

Il Piano d’Azione Italiano per l’Efficienza Energetica 2014, documento elaborato dall’ENEA, è stato approvato dal Consiglio dei Ministri lo scorso luglio e segue i due precedenti del 2007 e del 2011.

Il Piano si focalizza su una delle priorità d’azione indicate nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013. E pertanto da un lato descrive gli obiettivi di efficienza energetica fissati al 2020 e le misure previste per il loro raggiungimento e dall’altro monitora i risultati già conseguiti, in questo caso al 2012. In tal modo, il Piano contribuisce alla realizzazione dell’impegno dell’Unione Europea a ridurre entro il 2050 le emissioni di gas a effetto serra dell’80-95% rispetto ai livelli del 1990⁹, un obiettivo per il quale la Commissione Europea ha indicato una serie di possibili scenari di realizzazione nella sua comunicazione *Energy Roadmap 2050*¹⁰.

Nel percorso di decarbonizzazione UE si inserisce a pieno titolo la SEN italiana, che individua quattro obiettivi principali al 2020 e sette priorità nel percorso per raggiungerli; tra le priorità, l’efficienza energetica spicca per i molteplici effetti positivi ad essa collegati (abbattimento delle emissioni di CO₂; capacità di generare domanda per imprese italiane; aumento della sicurezza energetica; riduzione del deficit della bilancia commerciale).

Questa caratteristica emerge anche dagli obiettivi quantitativi, al 2020, definiti in materia di efficienza energetica:

- minori consumi finali annui di energia per 15,5 Mtep, corrispondenti a 20 Mtep di energia primaria (un risparmio del 24% rispetto all’andamento ‘inerziale’ europeo definito dallo scenario Primes 2008),
- minori emissioni di circa 55 milioni di tonnellate di CO₂ l’anno;

⁸ Grafici e tabelle di questo paragrafo sono presi dal PAEE 2014.

⁹ Consiglio Europeo, 29-30 ottobre 2009, conclusioni della Presidenza del Consiglio Europeo (15265/1/09 REV1).

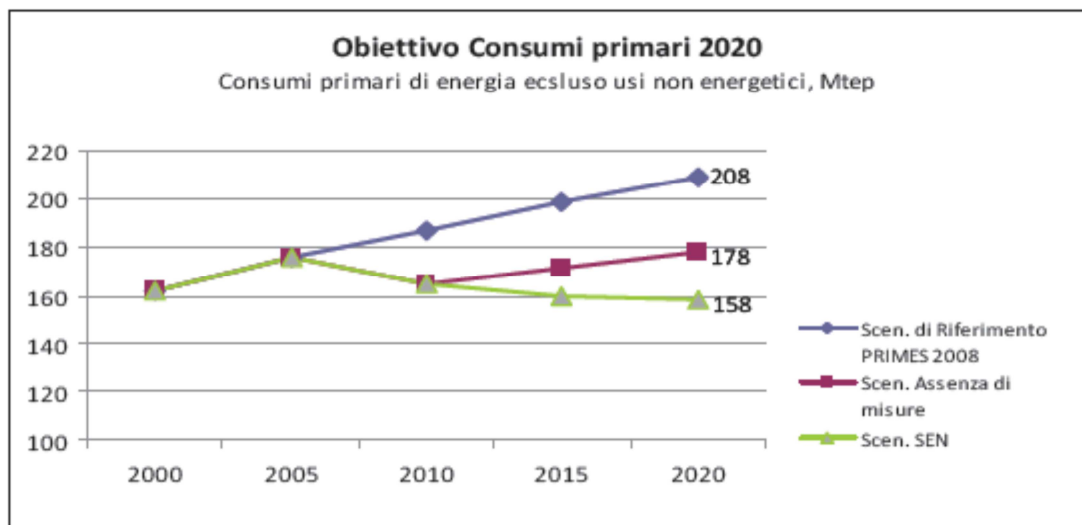
¹⁰ COM(2011) 885 definitivo.

- minori importazioni di combustibili fossili per circa 8 miliardi di euro l'anno.

Questi obiettivi sono compatibili con il seguente scenario di consumi e produzione di energia al 2020, nel quale si ipotizza una produzione elettrica pari a 320 TWh, di cui 221 TWh ottenuti da impianti termoelettrici.

	Unità	2020
Consumi totali di energia primaria	Mtep	158
Produzione di energia elettrica	TWh	320
<i>Produzione termoelettrica</i>	<i>TWh</i>	<i>221</i>
Consumi totali energia finale	Mtep	124
<i>Industria</i>	<i>Mtep</i>	<i>32,4</i>
<i>Trasporti</i>	<i>Mtep</i>	<i>41,5</i>
<i>Residenziale</i>	<i>Mtep</i>	<i>30,2</i>
<i>Terziario</i>	<i>Mtep</i>	<i>19,6</i>

Lo scenario è coerente con un risparmio atteso di 15,50 Mtep/a nei consumi finali di energia e di circa 20 Mtep/a per i consumi di energia primaria.



La tabella seguente mostra la ripartizione dei risparmi, nel periodo 2011-2020, tra i settori di consumo e per tipo di misura di risparmio energetico.

Settore	MISURE PREVISTE NEL PERIODO 2011-2020					FEC*	PRIMARIA
	Standard Normativi	Misure e investimenti mobilità	Conto Termico	Detrazioni fiscali	Certificati Bianchi	RISPARMIO ATTESO al 2020	RISPARMIO ATTESO al 2020
Residenziale	1,60		0,54	1,38	0,15	3,67	5,14
Terziario	0,20		0,93		0,10	1,23	1,72
PA	0,10		0,43		0,04	0,57	0,80
Privato	0,10		0,50		0,06	0,66	0,92
Industria					5,10	5,10	7,14
Trasporti	3,43	1,97			0,10	5,50	6,05
TOTALE	5,23	1,97	1,47	1,38	5,45	15,50	20,05

* FEC: Final Energy Consumption

Le maggiori quote di risparmio si concentrano nei trasporti (35%) e nell'industria (33%), segue il residenziale (24%) ed infine il terziario (8%). Le misure da cui si attendono i maggiori risultati sono quelle relative al sistema dei Certificati bianchi (Titoli di Efficienza Energetica), in particolare per l'industria, e quelle relative alla fissazione di standard normativi, in particolare per i trasporti.

Le successive due tabelle illustrano: la prima, i risparmi energetici (in termini di energia finale ed espressi in Mtep/a) conseguiti nel periodo 2005-

2012 e attesi al 2016 secondo il PAEE 2011; la seconda, i risparmi conseguiti nel biennio 2011-2012 e quelli attesi al 2020.

Tipologia	Decreto Legislativo 192/05	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali del 55%	Ecoincentivi e Regolamento 443/2009	Risparmio conseguito* 2005-2012	Risparmio atteso al 2016	Obiettivo raggiunto (%)
Residenziale	2,10	1,31	0,71	-	3,79	5,16	73,5%
Terziario	0,06	0,11	0,02	-	0,19	2,11	9,0%
Industria	0,15	1,57	0,04	-	1,76	1,73	101,8%
Trasporti	-	-	-	0,63	0,63	1,87	33,6%
TOTALE	2,32	2,99	0,77	0,63	6,38	10,88	58,6%

* Al netto di duplicazioni e considerando nell'industria gli incentivi per motori e inverter erogati nel periodo 2007-2010, non descritti in dettaglio per via dell'esiguo risparmio energetico conseguito. Fonte: Elaborazione ENEA.

Nel periodo 2005-2012, il settore residenziale è quello che ha realizzato i

Tipologia	Decreto Legislativo 192/05	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali del 55%	Regolamento 443/2009	Risparmio conseguito 2011-2012	Risparmio atteso al 2020	Obiettivo raggiunto (%)
Residenziale	0,62	0,14	0,21	-	0,96	3,67	26,2%
Terziario	0,02	0,03	0,01	-	0,05	1,23	4,1%
Industria	0,05	1,04	0,01	-	1,09	5,10	21,4%
Trasporti	-	-	-	0,22	0,22	5,50	4,0%
TOTALE	0,68	1,20	0,23	0,22	2,33	15,50	15,0%

Fonte: Elaborazione ENEA

maggiori risparmi in termini assoluti (3,79 Mtep/a), ma è al 73,5% dell'obiettivo fissato per il 2016 mentre il settore industria è andato oltre il proprio obiettivo di risparmio, fissato a 1,76 Mtep/a; il settore terziario appare come quello più "lento", avendo conseguito solo il 9% dell'obiettivo al 2016. A consuntivo, gli strumenti più efficaci nello stimolare le azioni di risparmio energetico sono stati i Certificati Bianchi ed il Decreto Legislativo 192/05 (Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia).

Rispetto ai risparmi attesi al 2020, la seconda tabella mostra industria e residenziale hanno già raggiunto, rispettivamente, il 21 ed il 26% degli obiettivi fissati mentre terziario e trasporti sono appena al 4% del risparmio da realizzare.

4.3. Il World Energy Outlook di IEA e le interazioni energia - clima

Le elaborazioni curate annualmente da *OECD/International Energy Agency* e disponibili nell'ultimo aggiornamento del *World Energy Outlook*

2013, costituiscono una fonte molto autorevole di indicazioni prospettiche per il settore energetico. Nel seguito sono riportate alcune elaborazioni tratte dall'Outlook IEA al fine di analizzarne i principi ispiratori.

Come noto, il settore energetico ha rilevanti implicazioni sul clima in quanto principale fonte di emissione di gas serra climalteranti.

Nel WEO 2013 si conferma il numero degli scenari già impostato negli scorsi anni, tre, le loro definizioni e l'orizzonte temporale di previsione, fino al 2035. Gli scenari considerati sono articolati per le grandi aree continentali e per il mondo ed hanno come elemento discriminante tre diverse ipotesi riguardo le misure di politica energetica da adottare. Oltre allo scenario "Current Policies Scenario" che tiene conto solo delle misure già formalmente in atto, è riportato lo scenario "450 Scenario". Quest'ultimo sottintende un ampio dispiegamento di politiche energetiche ed un congruo livello di investimenti al fine di governare il livello di emissioni di CO₂ in modo che la concentrazione di anidride carbonica nell'atmosfera non superi le 450 parti per milione (ppm)¹¹. Nelle tabelle, si riporta anche l'ulteriore scenario "New Policies Scenario" che appare intermedio fra i due precedenti.

Al di là delle specifiche articolazioni nei tre scenari, l'aspetto che in sede di previsione della domanda elettrica appare più interessante è quello che riporta l'opinione degli economisti IEA sul rapporto tra la crescita dei consumi finali totali (*Total Final Consumption, TFC*) e quella dei consumi finali elettrici, in particolare.

Emergono una serie di considerazioni: la prima – già osservata negli scorsi anni – riguarda l'incrementarsi della domanda finale attesa di elettricità nel mondo ad un tasso superiore a quello di evoluzione della domanda energetica complessiva, sia per il periodo 2011-2030 ed anche per l'intero periodo 2011-2035 (v. **Tabella 2**). A livello mondiale e ragionando sull'intero periodo, si osserva infatti - ad esempio nello scenario a politiche correnti **Current Policies** - un tasso medio annuo atteso dei consumi finali elettrici del +2,6%, più elevato di quello dei consumi finali totali TFC, pari a +1,5% per anno. Si osserva che la prospettiva è rimasta invariata rispetto a quella diffusa

¹¹ Tale concentrazione consentirebbe di limitare l'innalzamento della temperatura del pianeta ad un livello ritenuto sostenibile, cioè al massimo entro i +2°C.

lo scorso anno e non è dissimile negli altri scenari (New Policies; 450) sia pure su valori assoluti diversi.

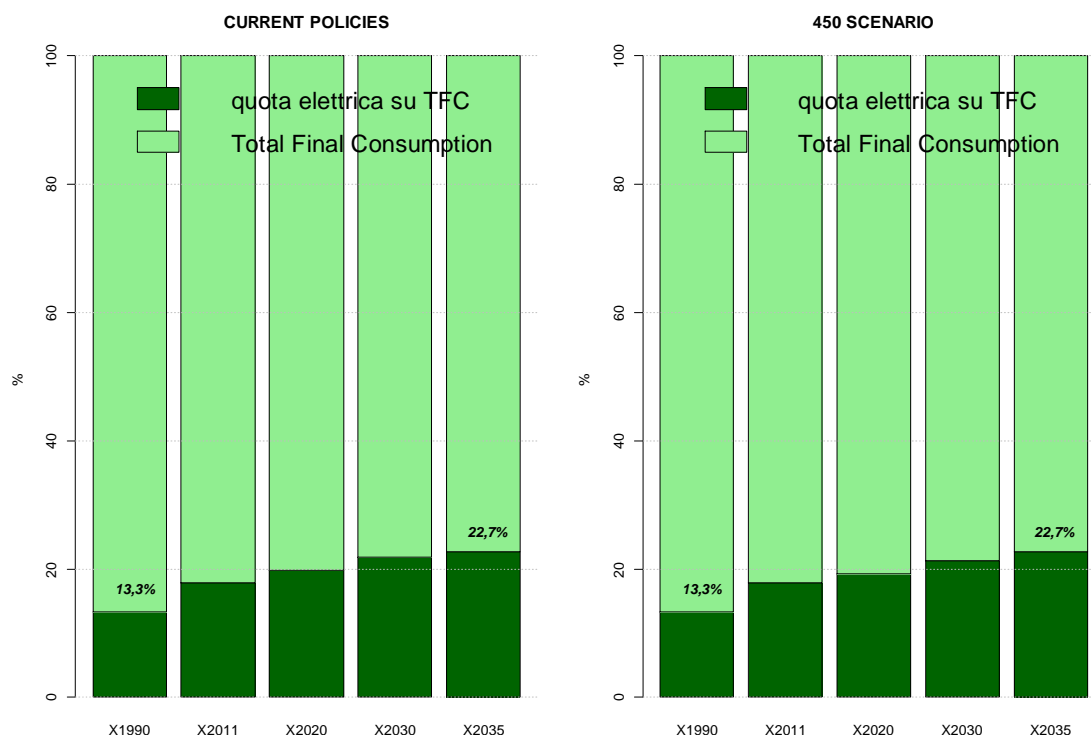
Tabella 2 - Gli scenari IEA al 2030 e 2035 per il mondo

SCENARI PER MONDO						
			New Policies	450	Current Policies	unità di misura
CONSUMI FINALI TOTALI (TFC) PER MONDO		2011	8.876			Mtoe
		2030	11.500	10.334	12.043	Mtoe
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2011-2030		1,4%	0,8%	1,6%	%
		2011	8.876			Mtoe
		2035	12.001	10.442	12.736	Mtoe
tasso medio annuo di variazione CAGR 2011-2035			1,3%	0,7%	1,5%	%
di cui: CONSUMI FINALI ELETTRICI MONDO		2011	1.580			Mtoe
		2030	2.475	2.207	2.629	Mtoe
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2011-2030		2,4%	1,8%	2,7%	%
		2011	1.580			Mtoe
		2035	2.699	2.371	2.895	Mtoe
tasso medio annuo di variazione CAGR 2011-2035			2,3%	1,7%	2,6%	%

Elaborazioni su dati OECD/IEA - World Energy Outlook 2013 - Annex A

La crescita più sostenuta attesa della quota di consumi finali elettrici comporta un graduale cambiamento nella struttura dei consumi finali, osservabile in tutti gli scenari, v. **Figura 2**, ove sono riportati lo scenario a politiche correnti e quello 450. Si osserva che la quota dei consumi finali elettrici rispetto al totale dei consumi finali (TFC), passa dal 13,3% del 1990 al 22,7% del 2035 nello scenario 450 ma che già lo scenario a politiche correnti mostra la stessa intonazione.

Figura 2 - Evoluzione attesa della quota elettrica su TFC nel mondo



Una analoga serie di considerazioni è legata alle attese sulla domanda energetica nell'aggregato dei Paesi UE (v. **Tabella 3**). Innanzitutto, si osserva che il tasso di crescita più elevato dei consumi finali elettrici non riguarda solo l'aggregato "mondo", come visto, ma anche l'UE, dove tuttavia la domanda energetica ed il livello di elettrificazione già elevati nell'anno base di riferimento comportano tassi medi annui attesi inferiori a quelli stimati a livello mondiale e talvolta negativi. Secondariamente, in Europa il divario tra crescita della domanda energetica e crescita della domanda elettrica è più marcato: prendendo ad esempio lo scenario a politiche correnti, nel periodo 2011-2035 la crescita del TFC è attesa a +0,2% p.a. mentre quella dei consumi finali elettrici è quattro volte e mezza superiore, +0,9% all'anno. Si osserva inoltre come negli scenari New Policies e 450 i consumi finali totali attesi siano inferiori a quelli del 2011, t.m.a. rispettivamente -0,1% e -0,5% per il periodo 2011-2035. Viceversa, per quanto ai consumi finali elettrici si nota, anche in questi scenari un contenuto andamento crescente: il t.m.a. nel periodo 2011-2035 è +0,4% nello scenario 450 e +0,6% nello scenario New Policies.

Lo scostamento di -0,2 punti percentuali tra i cagr attesi per i consumi finali di energia elettrica tra gli scenari 450 e New Policies è indicativo del potenziale di risparmio energetico ottenibile a livello europeo integrando al massimo grado politiche di efficienza e risparmio energetico specifiche per il settore elettrico.

Tabella 3 - Gli scenari IEA al 2030 e 2035 per l'UE

SCENARI PER UNIONE EUROPEA					
		New Policies	450	Current Policies	unità di misura
CONSUMI FINALI TOTALI (TFC) PER EU	2011	1.150			Mtoe
	2030	1.135	1.033	1.194	Mtoe
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2011-2030	-0,1%	-0,6%	0,2%	%
	2035	1.125	1.009	1.205	Mtoe
tasso medio annuo di variazione CAGR 2011-2035	-0,1%	-0,5%	0,2%	%	
di cui: CONSUMI FINALI ELETTRICI EU	2011	239			Mtoe
	2030	266	256	283	Mtoe
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2011-2030	0,6%	0,4%	0,9%	%
	2035	274	263	296	Mtoe
tasso medio annuo di variazione CAGR 2011-2035	0,6%	0,4%	0,9%	%	

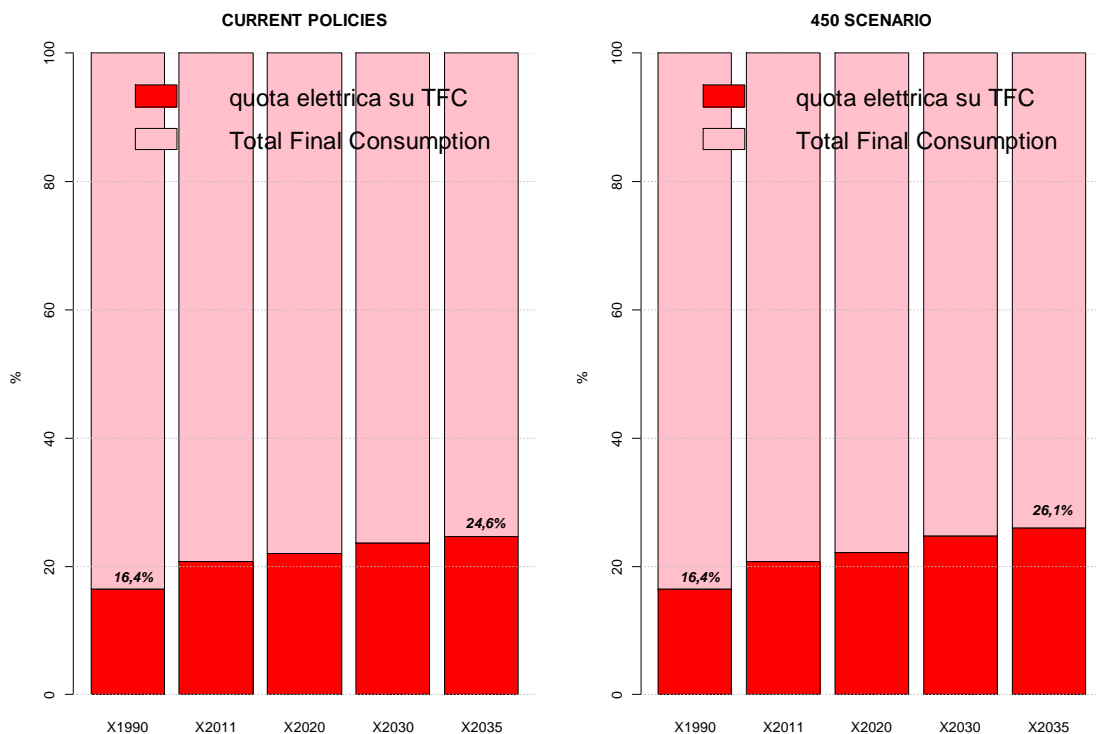
Elaborazioni su dati OECD/IEA - World Energy Outlook 2013 - Annex A

Occorre naturalmente tenere conto che quanto osservato a livello di *Unione Europea*¹² non è direttamente mutuabile per il nostro Paese, per il quale non sono pubblicate da IEA specifiche elaborazioni, ma è tuttavia molto indicativo. Nei successivi paragrafi la impostazione di uno scenario (“base”) che possa tenere conto al massimo grado delle ulteriori nuove politiche di efficienza energetica, in particolare per il settore elettrico, consegue dai ragionamenti di cui in precedenza.

¹² Austria, Belgium, Bulgaria, Cyprus, Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Poland, Portugal, Romania, Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden and United Kingdom.

Se si osserva inoltre l'andamento della quota dei consumi finali elettrici sul totale TFC (v. **Figura 3**). Limitandosi al periodo a consuntivo, 1990 – 2011, si osservano andamenti crescenti (+4,4 punti percentuali), in analogia a quanto già segnalato in precedenza a proposito del Bilancio Energetico Nazionale dell'Italia (v. **Figura 1**).

Figura 3 - Evoluzione attesa della quota elettrica su TFC nella UE



In previsione la quota della domanda finale elettrica nei due scenari di **Figura 3** sale dal 16,4% del 1990 al 24,6% (+8,2 punti percentuali) nel 2035 nello scenario Current Policies, ovvero al 26,1% (+9,7 p.p.), sempre nel 2035, nello Scenario 450.

Senza appesantire ulteriormente il testo, si rimanda alla esaustiva ed articolata analisi comparativa presentata nel paragrafo **14**), in **Allegato**, degli altri numerosi, autorevoli e più recenti studi e pubblicazioni sulle prospettive energetiche di lungo e lunghissimo termine.

5) *Principali grandezze che influenzano la domanda elettrica*

Nella previsione decennale della domanda di energia elettrica si utilizza un approccio di tipo macroeconomico. In questa prima fase di analisi descrittiva, si utilizzano lunghe serie storiche della domanda elettrica stessa, di alcune variabili macro - quali il prodotto interno lordo e il valore aggiunto - e si analizza l'intensità di uso dell'energia elettrica nei principali settori di consumo.

5.1. *La crescita economica*

Il 2014, che doveva segnare l'uscita dalla profonda crisi economica dei due anni precedenti, come segnalato anche dal miglioramento degli indicatori congiunturali anticipatori negli ultimi mesi del 2013 ed i primi dell'anno corrente, ha invece registrato una nuova variazione negativa del PIL nel secondo trimestre (valori SEC2010) ed il volume reale del prodotto è tornato al livello del 2000. Nella prima parte dell'anno è proseguito quel fenomeno, in atto già da diversi mesi, di disallineamento tra l'andamento degli indicatori qualitativi della situazione congiunturale, tendenti al positivo, e quello delle variabili reali, caratterizzate da dinamiche piatte o negative. Tale disallineamento è probabilmente dovuto alla particolare gravità della crisi, che ha provocato una contrazione dei redditi delle famiglie ed un ampliamento della capacità produttiva inutilizzata mai sperimentati nella storia recente, così che gli operatori economici hanno bisogno di più tempo per reagire con effettive scelte di consumo ed investimenti ad eventuali miglioramenti del contesto economico.

Anche a livello internazionale non sono mancati eventi che hanno agito in senso sfavorevole, come il rallentamento delle economie dei Paesi emergenti che, insieme alle difficoltà di quelli avanzati, si riflette in una minore crescita del commercio mondiale, la cui espansione risente anche della tendenza alla riduzione della frammentazione internazionale della produzione (cosiddetto reshoring, fenomeno opposto alla delocalizzazione). Al momento, i numerosi casi di tensioni geopolitiche (focolai di guerra nel Medio Oriente ed il confronto/scontro tra Russia ed Ucraina) non hanno dato luogo ad aumenti dei

prezzi delle materie prime grazie ad un andamento più riflessivo della domanda cinese, per l'ampliamento dell'offerta legato allo shale oil negli USA e per il rafforzamento del dollaro, la principale moneta dei pagamenti internazionali.

La crisi economica ha interrotto il processo di ricomposizione degli squilibri dei conti con l'estero: gli Stati Uniti restano in deficit, seppure su livelli inferiori rispetto a quelli del 2000-2010, mentre è andato ampliandosi il surplus dell'Area euro, in particolare quello della Germania.

L'evoluzione del PIL nell'Area euro è rimasta stagnante, causa andamenti non soddisfacenti di Francia, Italia e Germania, e le previsioni sono per una crescita che resterà inferiore all'1% anche il prossimo anno. I deludenti andamenti macroeconomici registrati dopo la crisi dei debiti sovrani, con la contrazione del PIL e l'aumento della disoccupazione, non hanno mutato il tono della politica economica, dominato dall'obiettivo del pareggio di bilancio. Negli ultimi anni, le misure di politica fiscale sono sempre state di tipo restrittivo, mostrando un carattere pro-ciclico che ha aggravato gli effetti della crisi in atto. Al contrario, l'approccio pragmatico seguito negli Stati Uniti ha consentito di ridare slancio alla ripresa, ed ora il Pil risulta superiore del 6,7% al picco pre-crisi (-2,4% il corrispondente valore per l'Euroarea) ed il tasso di disoccupazione è sceso al 6,1%.

Per il prossimo futuro si attende un rafforzamento della crescita dei Paesi emergenti intorno al 5%, un livello inferiore di circa due punti percentuali a quello sperimentato negli anni precedenti la crisi del 2007-2008. In questo gruppo, che rappresenta oltre il 56% del Pil mondiale, la Cina resta l'economia più dinamica. I previsori scontano anche una attenuazione dei conflitti in atto, in mancanza della quale si determinerebbero effetti negativi sull'approvvigionamento energetico nazionale (la Libia, ad esempio, rappresenta il primo fornitore di petrolio ed il terzo di gas naturale per l'Italia) e sui saldi del commercio estero. Infatti, per il corrente anno si stima una riduzione delle esportazioni nazionali verso Russia ed Ucraina pari almeno a 1,5 miliardi di euro, valore che include gli effetti diretti delle sanzioni imposte dalla Russia sull'import agroalimentare dall'Area dell'euro, quelli dovuti al diffondersi dell'incertezza tra gli operatori economici e quelli legati al

rallentamento già in atto nell'economia russa: da tassi superiori al +7% medio annuo dei primi anni Duemila, la crescita del Pil è andata calando fino al +1,3% nel 2013 e per il futuro il Ministero dell'economia russo stima un aumento medio annuo del 2,5% fino al 2030.

In Italia, chiuso il 2014 con risultati inferiori alle attese, le aspettative di un miglioramento del tono economico passano sul prossimo anno (v. **Tabella 4**). La crescita dovrebbe risultare favorita da alcuni fattori internazionali: la perdita di valore dell'euro, il consolidamento della dinamica del commercio mondiale e la riduzione del prezzo del petrolio. A livello nazionale, dovrebbe aumentare l'erogazione di credito bancario agli operatori economici, a seguito degli ultimi provvedimenti della BCE volti a sostenere i prestiti al settore privato; effetti positivi si attendono pure dalle misure governative di sostegno al reddito, di accelerazione dei pagamenti della pubblica amministrazione e di ripresa degli investimenti pubblici.

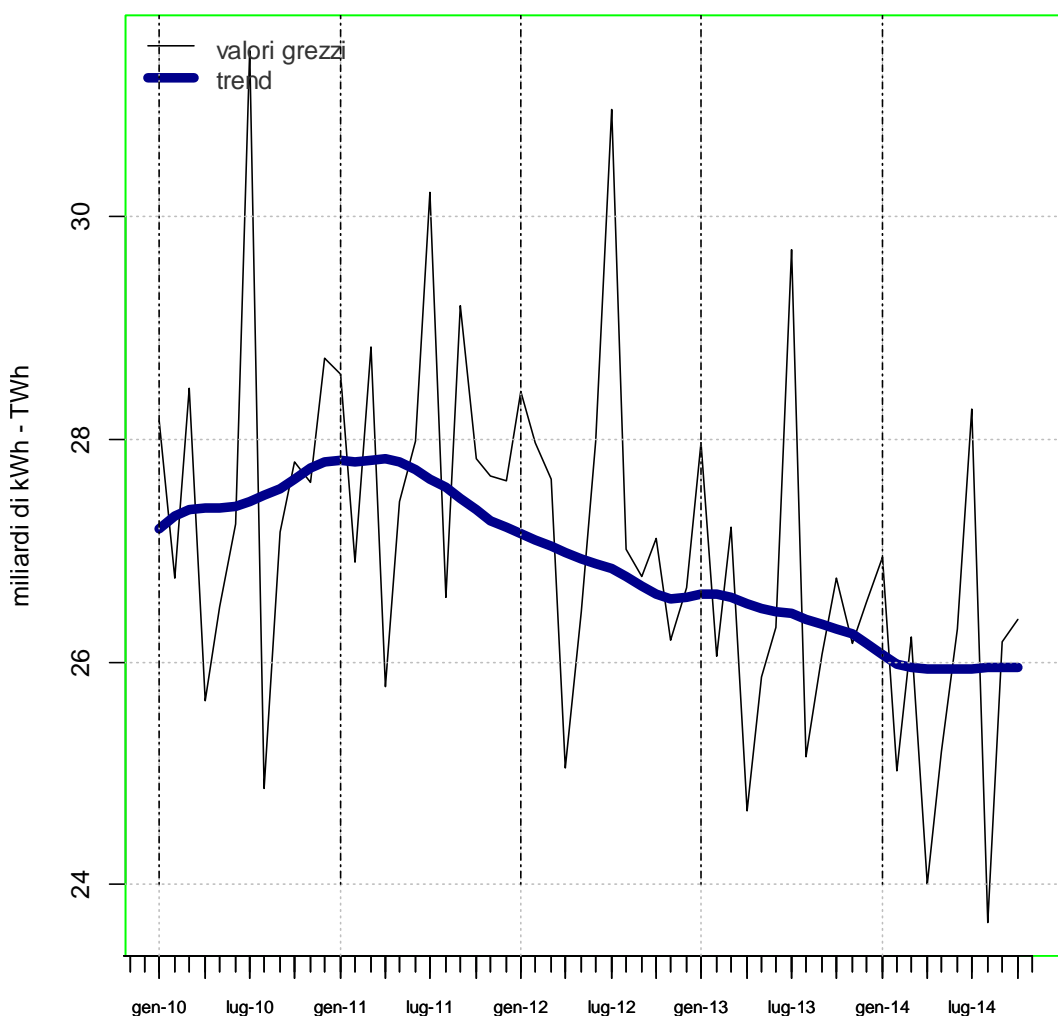
Per l'immediato, i rischi della previsione sono orientati verso il basso e si collegano ad una ripresa delle ostilità negli scenari di guerra esistenti oppure ad un riproporsi delle spinte deflattive, che potrebbero cristallizzare le decisioni di consumo e d'investimento, nell'attesa di ulteriori riduzioni dei prezzi.

Nel medio-lungo periodo l'andamento economico si ricollega ad elementi più strutturali, come il Pil potenziale e la disoccupazione strutturale, ossia quella che non provoca spinte sui salari o sui prezzi. Quando il Pil effettivo è diverso dal Pil potenziale si forma il cosiddetto output gap, di segno negativo o positivo. Nel primo caso, che è sintomo di un non completo utilizzo di tutte le risorse disponibili, c'è spazio per una crescita economica, e quindi dell'occupazione, che non determinerà aumenti dell'inflazione, sempre che non venga superato il livello di disoccupazione strutturale. Tralasciando le obiezioni teoriche al loro utilizzo, il problema è che queste variabili, pur semplici nella loro definizione, non sono direttamente osservabili ma frutto di stime e quindi la loro quantificazione risulta incerta e soggetta a continue revisioni; a titolo di esempio, si consideri che le stime della disoccupazione strutturale per il 2014 effettuate dalla Commissione Europea sono pari al 10,9 % per l'Italia (7,8% nel

2006), al 20,0% per la Spagna (12,3% nel 2006) e per la Grecia (9,4% nel 2006).

La criticità dell'attuale fase congiunturale può anche essere testimoniata dall'andamento della **domanda di energia elettrica mensile** che può rappresentare una *proxi* dell'andamento dell'economia reale. In **Figura 4** si presenta l'andamento della richiesta mensile di energia elettrica, espressa in miliardi di kWh e del **trend di fondo** – che meglio descrive l'andamento citato - dal gennaio 2010 a ottobre 2014, ultimo dato al momento disponibile. I dati mensili da gennaio 2014 sono da considerarsi ancora provvisori.

Figura 4 - Andamento della richiesta elettrica mensile e del trend



Evidenziate dall'andamento del trend di fondo, dalla figura emergono tre fasi: un primo tormentato tentativo nel 2010-2011 di recupero della domanda elettrica verso i livelli antecrisi - toccati nel 2008-2009 (non in figura) - un nuovo repentino crollo della domanda mensile nell'autunno del 2012, cui segue la fase di cedimento progressivo della domanda che ha condotto alla attuale fase di "galleggiamento".

Nella seguente **Tabella 4** si riportano le più recenti stime del prodotto interno lordo formulate dalle primarie Istituzioni nazionali e internazionali per l'anno in corso, per il 2015 e, occasionalmente, anche per 2016 e 2017.

Tabella 4 - Recenti previsioni del PIL Italia: quadro di riepilogo
(variazioni reali % anno su anno recedente).¹³

Per memoria: -1,9 % variazione reale PIL 2013 (1).						
			2014	2015	2016	2017
Ministero Economia e Finanze			-0,3	0,6	1,0	1,3
Nota Aggiorn. DEF* (settembre 2014)						
Prometeia			-0,4	0,5	1,1	1,2
(ottobre 2014)						
Confindustria			-0,4	0,5		
(settembre 2014)						
.ref			-0,3	0,5	1,0	
(novembre '14)						
Banca d'Italia			0,2	1,3		
(luglio 2014)						
IMF (Fondo Monetario Internazionale)			-0,2	0,8		
(ottobre 2014)						
Istat			-0,3	0,5	1,0	
(novembre '14)						
OCSE			-0,4	0,1		
(settembre 2014)						
Commissione Europea			-0,4	0,6	1,1	
(novembre '14)						
*Documento di Economia e Finanza.						
(1) Valore da Comunicato settembre 2014 (nuove stime SEC 2010).						

Per quanto alla previsione di lungo termine, nella successiva **Tabella 5** si è riportata per memoria la serie storica dei tassi medi annui (CAGR) di crescita del PIL per il lungo periodo utilizzati negli ultimi esercizi di previsione pubblicati

¹³ Aggiornamento 6 novembre 2014

(www.terna.it). L'intervallo di previsione mostrato – decennale – è scorrevole di anno in anno, a partire dal periodo 2010-2011.

Tabella 5 – Evoluzione della prospettiva di lungo termine dell'economia

riferimento alla edizione delle previsioni	tasso medio annuo pluriennale % di crescita del PIL utilizzato nella Previsione	data di pubblicazione release Prometeia
Previsioni 2010 -2021	0,8%	lug-11
Previsioni 2011 -2022	0,8%	lug-12
Previsioni 2012 -2023	0,8%	lug-13
Previsioni 2013 -2024 [superato]	1,1%	lug-14
Previsioni 2013 -2024 (edizione corrente)	1,0%	ott-14
<i>Fonte: Prometeia - Scenari di previsione (aavv)</i>		

Per la presente edizione, nella successiva trattazione sono utilizzati gli Scenari di Previsione di Prometeia nell'edizione di ottobre 2014, ultima disponibile alla data di questo studio¹⁴. Questi scenari, propongono un'evoluzione del Pil nel lungo periodo ad un ritmo, +1,0% per anno, leggermente superiore ai ritmi più blandi (+0,8% medio annuo) che erano stati adottati negli ultimi tre anni. Una tale ipotesi si fonda sul concetto – generalmente condiviso - di superamento della attuale fase congiunturale negativa.

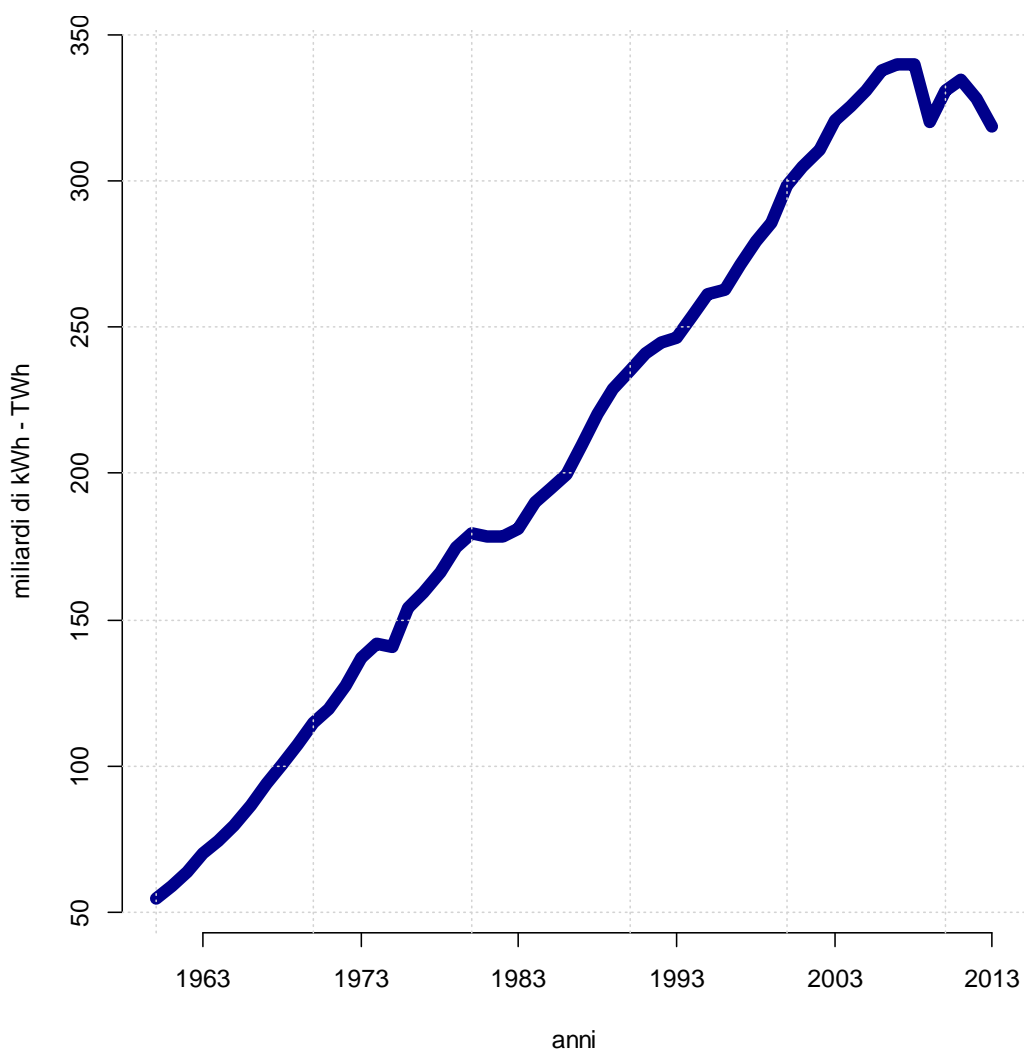
5.2. L'evoluzione storica della domanda di energia elettrica

L'andamento nell'ultimo cinquantennio della domanda di energia elettrica in Italia è ben rappresentato dal grafico in **Figura 5**. Per un lungo periodo il profilo di crescita è apparso piuttosto regolare se si eccettua la fase corrispondente alle cosiddette "crisi energetiche", a cavallo tra gli anni '70 e gli anni '80.

¹⁴ A titolo di confronto, si è anche riportato l'outlook – superato - di cui all'edizione di luglio 2014.

Nel 2009 si osservava la caduta della richiesta elettrica a 320,3 TWh, corrispondenti a -5,7% rispetto al 2008. Si era trattato di un fenomeno rilevante, che non aveva riscontro nei quarant'anni rappresentati in figura; si doveva infatti risalire alla fine degli anni '40 per trovare variazioni negative di livello comparabile. Prima del 2009 si erano già manifestati incipienti segnali di rallentamento della crescita. Nel 2007, la domanda di energia elettrica aveva toccato il massimo storico a 340 miliardi di kWh, manifestando un incremento relativamente modesto rispetto all'anno precedente (+0,7%), mentre nei risultati del 2008 si era già registrato un leggero arretramento, il primo dopo 26 anni di crescita ininterrotta, pari a -0,1%.

Figura 5 - La richiesta di energia elettrica in Italia – 1963-2013

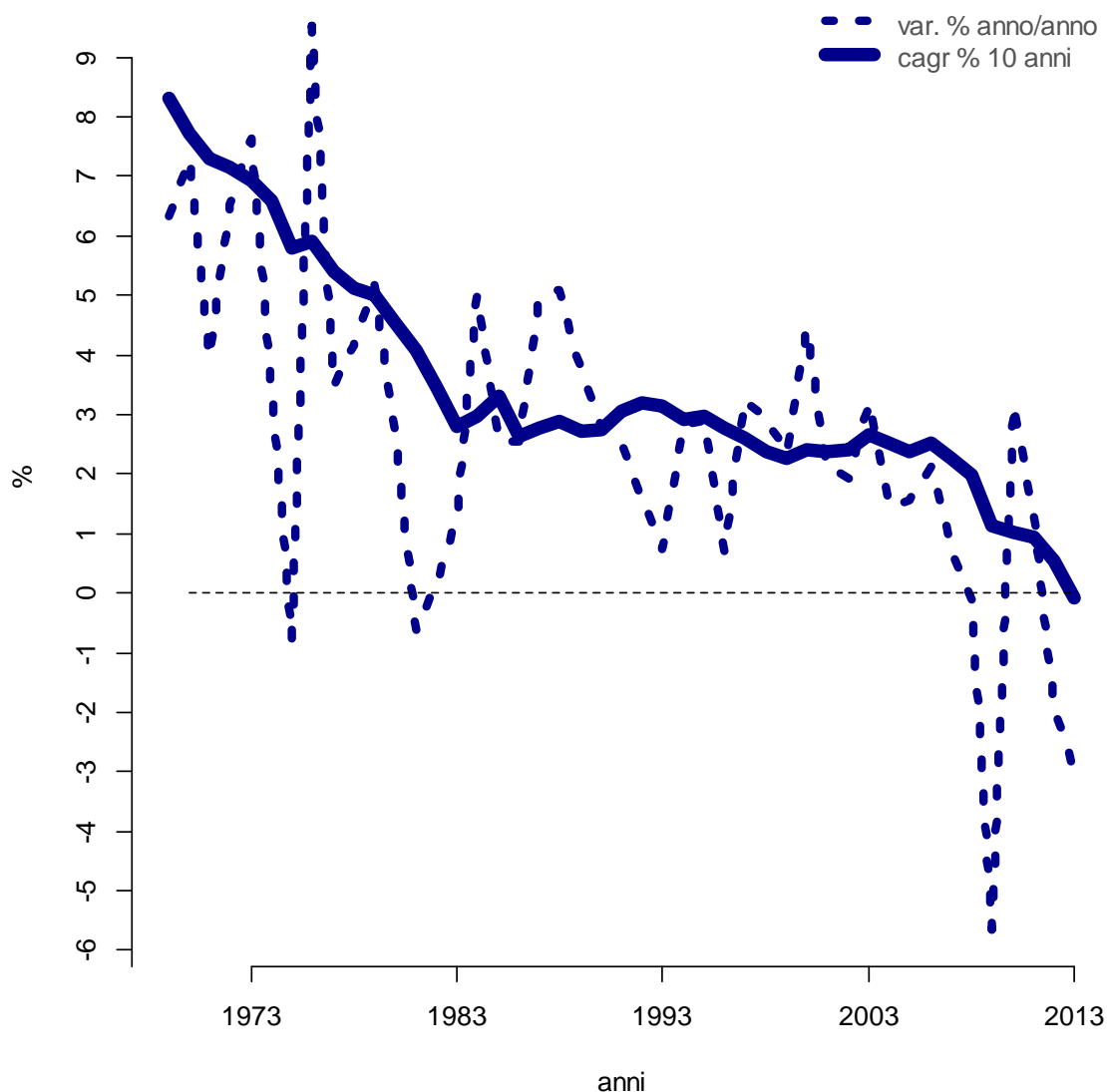


Negli anni 2010 e 2011 si era assistito ad una fase di recupero dei volumi consumati: conseguentemente la domanda di energia elettrica si era riportata ai livelli di 330,4 (+3,2%) e quindi di 334,6 miliardi di kWh (+1,3%). Nel 2012 una nuova flessione della domanda elettrica a 328,2 miliardi di kWh (-1,9% rispetto al 2011) annullava in gran parte il recupero della domanda del biennio precedente mentre la più recente flessione a 318,5 miliardi di kWh del 2013, pari a -3,0% sull'anno precedente, ha infine riportato la domanda di energia elettrica in Italia ai livelli del 2002-2003.

Per meglio comprendere le modalità di evoluzione della domanda elettrica, cioè la sua dinamica nel tempo, è utile riportare – in **Figura 6** - la serie storica dal 1972 al 2013 delle variazioni percentuali della domanda elettrica tra due anni consecutivi (linea a tratteggio), e i tassi medi annui percentuali decennali di incremento della domanda (o CAGR¹⁵) (linea continua).

¹⁵ CAGR Compound Annual Growth Rate (tasso medio annuo di crescita, tma)

Figura 6 - La dinamica della richiesta elettrica (var.%, CAGR %)



Si osserva la notevole variabilità delle variazioni della domanda di energia elettrica anno per anno (curva tratteggiata): da incrementi annui elevati - in un caso superiori al 10% - si passa a valori anche negativi; nel periodo considerato ciò avviene nei lontani 1975 e 1981 e in anni più recenti nel 2008, 2009, 2012 e 2013. Ciò è dovuto al sovrapporsi di numerosi effetti, tra i quali – oltre a quello principale dovuto alle diverse fasi del ciclo economico - le

differenze di calendario¹⁶ tra ciascun anno, le diverse temperature mensili, soprattutto nei mesi più freddi e più caldi.

La curva continua – relativa al tasso medio annuo decennale percentuale della richiesta elettrica (CAGR) - permette di evidenziare meglio l'andamento di fondo della richiesta elettrica, smorzando in parte le oscillazioni annuali. Si osserva che il sistema elettrico italiano – dopo la storica fase di sviluppo caratterizzata da tassi molto elevati – ha attraversato dalla metà degli anni '80 una fase più matura, con tassi medi annui di crescita compresi tra il 2% e il 3% per anno, fino al 2008.

Negli anni successivi, tale tasso medio di lungo periodo si è repentinamente degradato dai livelli del 2008 – ove si attestava ancora al +2% per anno – fino al livello dello zero, toccato nel 2013.

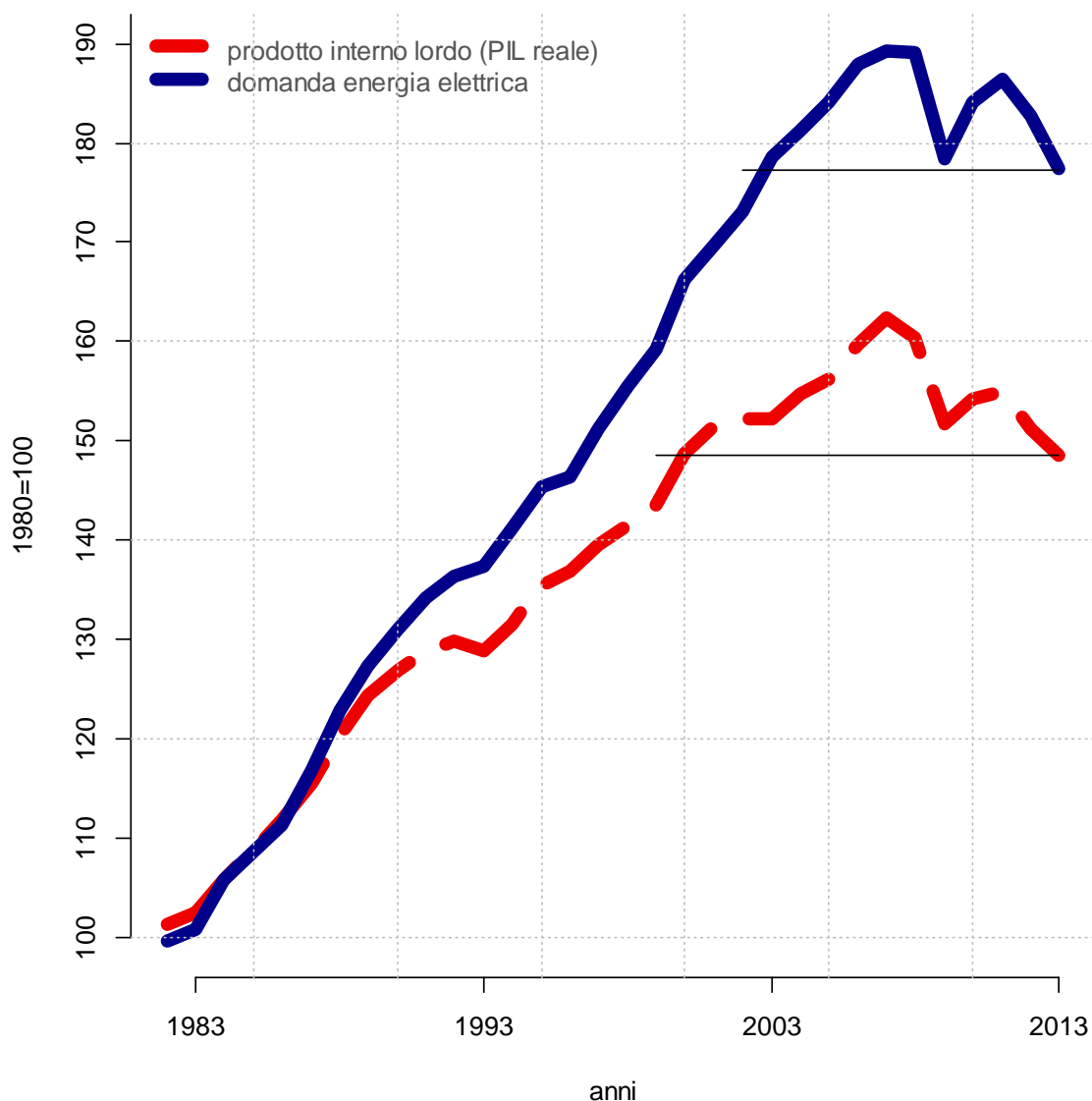
5.3. Sulla relazione tra economia e domanda elettrica

Il successivo passo consiste nell'analizzare come viene declinata in Italia la relazione tra economia e domanda di energia elettrica. Si può iniziare mostrando nello stesso grafico gli andamenti della domanda elettrica e del prodotto interno lordo, a moneta costante¹⁷ dal 1982 al 2013, espressi su una scala comune, nella quale sono posti pari a 100 i valori rispettivamente raggiunti nel 1980 (v. **Figura 7**).

¹⁶ Non solo tra anni bisestili ed anni di 365 giorni, ma anche tra anni di uguale lunghezza (365 giorni) ma con diverso numero di giornate lavorative.

¹⁷ Fonte ISTAT – Valori concatenati – base 2005

Figura 7 - Domanda di energia elettrica e PIL (1980 = 100)



Si osserva allo stesso tempo una marcata similitudine nei profili ma anche una crescente divaricazione tra i due tracciati: mentre la ricchezza prodotta nel Paese, espressa in termini di Pil, aumenta in trenta anni di circa 50 punti percentuali, la domanda elettrica in Italia si incrementa di quasi 80 punti. Emerge pertanto che la relazione tra domanda elettrica ed economia non è costante ma gradualmente variabile nel tempo poiché la domanda di elettricità cresce in Italia ad un ritmo maggiore del PIL¹⁸.

¹⁸ A riprova, la nuova caduta dell'attività nel 2013 è diversa per il PIL, che si riporta su un livello comparabile a quello raggiunto nel 2000, e per la domanda elettrica, che nel 2013 si assesta sui livelli raggiunti nel 2009 e nel 2002-2003 (v. dettaglio).

L'obiettivo della analisi che segue sulla relazione di lungo periodo tra domanda di energia elettrica e andamento dell'economia, è quello di pervenire alla previsione di medio – lungo termine della domanda di energia elettrica a partire dalla previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche. In questa sede viene in particolare impiegato il Prodotto Interno Lordo e il valore aggiunto dei settori economici che compongono il PIL.

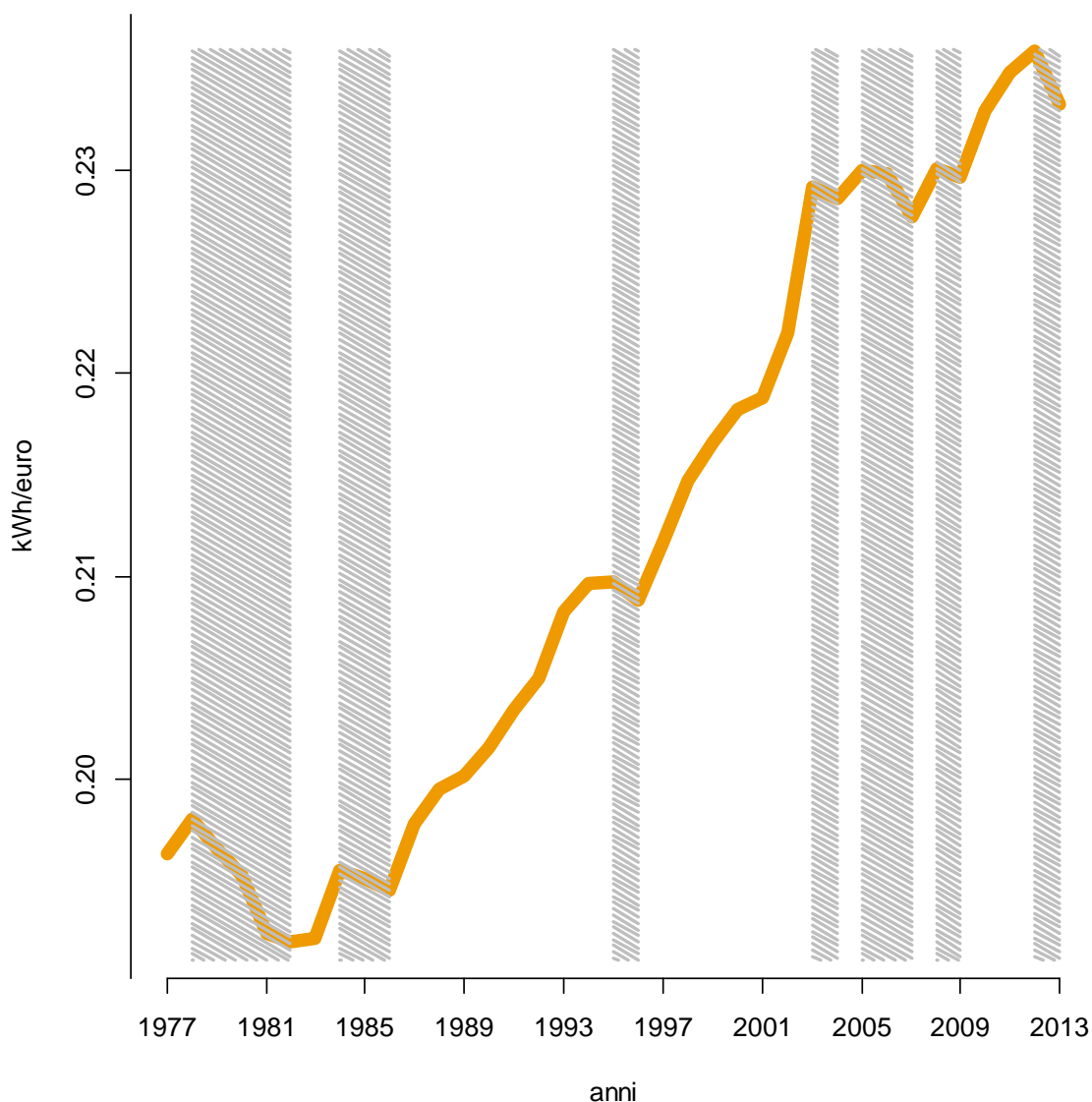
L'indicatore macroeconomico che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è *l'intensità elettrica*. L'intensità elettrica è la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

Nel 2013 in Italia si è richiesta energia elettrica per circa **0,234 kWh per ogni euro di prodotto interno lordo a moneta costante**¹⁹, con una flessione di **-1,1%** rispetto al 2012, corrispondente in termini assoluti a una variazione di -0,2 kWh/€cent. Dopo che nei sette anni dal 2003 al 2009 l'intensità elettrica si era mantenuta altalenante ma in un ambito di variazione piuttosto ristretto nell'intorno del valore 0,23 kWh/€, a partire dal 2010 si è osservato una **nuova incipiente crescita**, a ulteriore conferma del crescente impiego della risorsa elettrica alla formazione del PIL nazionale, pur in presenza – come nel biennio 2012-2013 – di una riduzione in termini assoluti della domanda di energia elettrica.

In **Figura 8** è riportato l'andamento dell'intensità elettrica del PIL in Italia, dal 1977 al 2013. Nella figura sono inoltre evidenziati con una retinatura i periodi nei quali l'intensità elettrica si è manifestata in calo.

¹⁹ Prodotto interno lordo ai prezzi di mercato.
Valori concatenati, con anno di riferimento 2005.

Figura 8 - Intensità elettrica italiana dal 1977 al 2013



Proseguendo l'analisi storica, si osserva che su un **andamento di fondo prevalentemente crescente**, che ha comportato il passaggio della grandezza intensità elettrica da un valore di 0,196 kWh/€ nel 1977 al livello di 0,234 kWh/€ nel 2013 (+19% complessivamente in 36 anni), si alternano fasi generalmente poco prolungate di contrazione e fasi più durature di ripresa. In particolare si mettono in evidenza – per la durata e per essere contigui – i periodi in corrispondenza dei cosiddetti shock petroliferi degli anni '70-'80 quando, tra il

1978 e il 1982, si ebbero flessioni per quattro anni di seguito e, con un intervallo di due anni, dal 1984 al 1986²⁰.

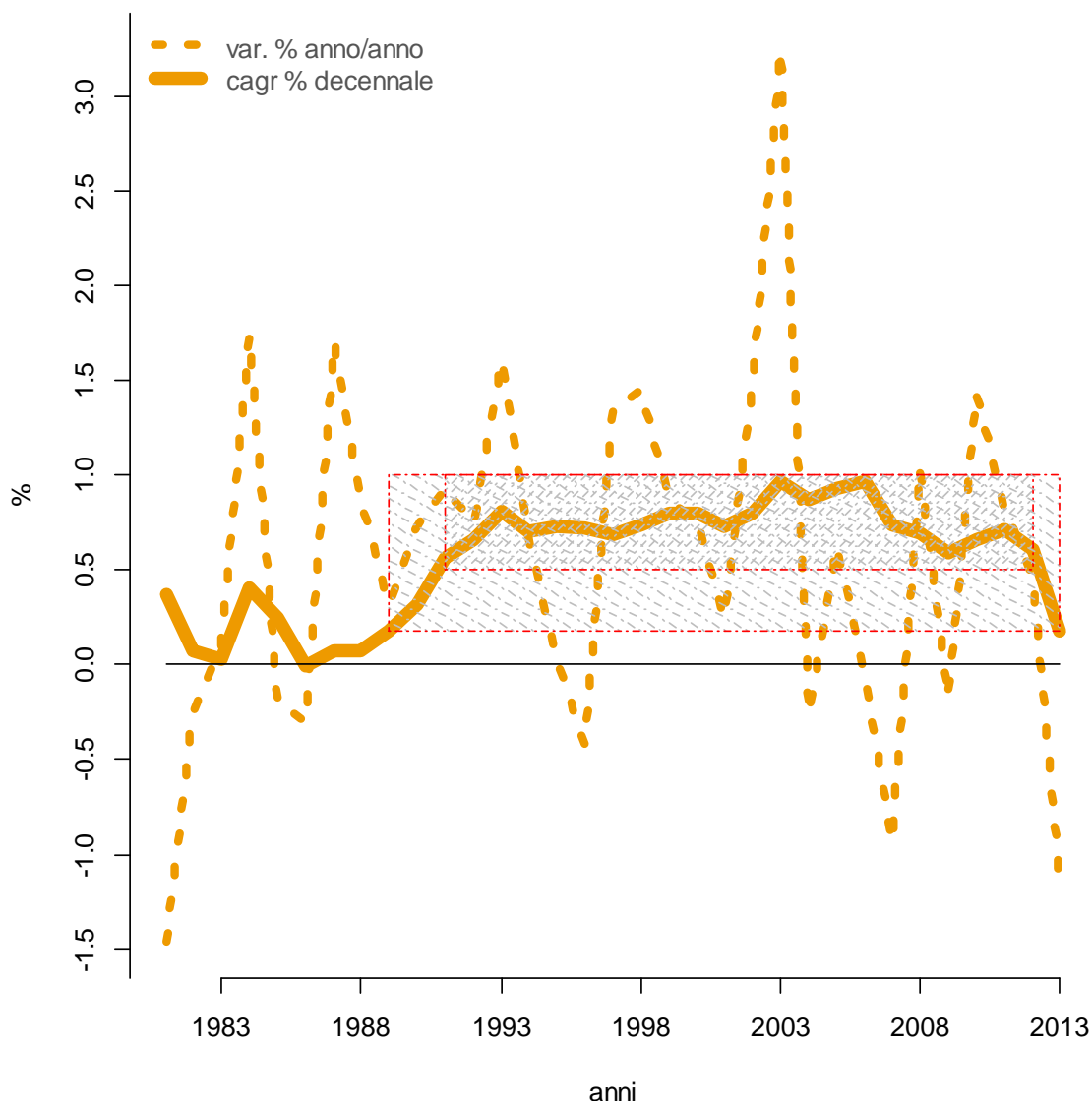
Successivamente alla sporadica manifestazione di ripiegamento degli anni 1994-95, si è osservato negli anni più recenti un andamento incerto, caratterizzato da brevi intervalli di decrescita ed altrettanto brevi recuperi. L'indicatore, per sua natura costruito sul rapporto tra due grandezze, risente degli andamenti di queste ultime. Ad esempio il 2008, anche se caratterizzato da un modesto calo della domanda elettrica, appare viceversa come un anno di recupero dell'intensità poiché il calo del PIL era stato superiore. Viceversa, nel 2009, ad una notevole flessione del PIL (-5,5%), ha fatto riscontro un calo della domanda elettrica di ampiezza leggermente superiore (-5,7%) comportando un arretramento dell'intensità elettrica. Per concludere, nel 2013 infine, la situazione è risultata analoga a quella del 2009: l'intensità elettrica in flessione (-1,1% rispetto al 2012) si è ottenuta, come detto in precedenza, in presenza di un calo della domanda elettrica (-3,0%) di maggiore entità rispetto a quello del PIL (-1,9%²¹).

In **Figura 9** è riportato l'andamento storico della dinamica dell'intensità elettrica italiana dal 1981 al 2013, espressa in termini di tasso di variazione medio annuo decennale t.m.a. o CAGR (linea continua). L'utilizzo di medie pluriennali consente di filtrare sufficientemente alcuni effetti congiunturali, quale ad esempio quello dovuto all'effetto della temperatura, consentendo l'individuazione di un andamento di fondo. Nel grafico sono anche riportate le variazioni puntuali dell'intensità elettrica di un anno sull'anno precedente (linea tratteggiata).

²⁰ Una analisi disaggregata dell'andamento dell'intensità elettrica nei quattro principali settori di consumo consente di precisare che - come nel 2009 - anche allora la riduzione dell'intensità elettrica complessiva era stata originata da una riduzione dell'intensità elettrica nel settore industriale.

²¹ V. nota 13

Figura 9 - Dinamica dell'intensità elettrica in Italia 1981-2013 (variazioni % e CAGR % decennale)



Nel periodo rappresentato in figura, si può osservare che, nonostante le variazioni dell'intensità elettrica di un anno rispetto al precedente (curva tratteggiata) si siano collocate in passato anche su valori negativi, la **dinamica dell'intensità elettrica si è finora mantenuta in Italia nel campo dei valori positivi** (linea continua), anche nelle fasi di acuta crisi di cui in precedenza, in particolare anche nell'anno 2013. Al 2013 infatti, il valore della dinamica pluriennale dell'intensità elettrica è sceso al +0,2% circa.

In sostanza, l'intensità elettrica continua a progredire da parecchi anni, sia pure, soprattutto negli ultimi tempi, con tassi di crescita di lungo periodo sempre più deboli. Se, infatti, dai primi anni '90 al 2012 la dinamica di crescita si era mantenuta in un intervallo più ristretto, tra +0,5% e +1,0% per anno (v. in figura area tratteggiata più interna), a partire dal 2013 il campo di variazione della dinamica dell'intensità elettrica si è molto ampliato (area tratteggiata più grande) dal +0,2% (già toccato nell'anno 1989) all'1%. Di questa considerazione si dovrà necessariamente tenere conto nel seguito nell'impostare la previsione.

In conclusione, si citano alcuni ulteriori fattori che potrebbero avere influenza in una prospettiva di lungo periodo sui consumi di energia elettrica e sull'intensità elettrica.

L'effetto più significativo è potenzialmente quello che può venire dalle variazioni dei consumi *industriali*, visto il peso – circa il 43% nel 2013 - di questo settore nella struttura dei consumi elettrici italiani e la congiuntura negativa da cui il settore è da tempo affetto. Solo nel 2011 la quota era del 45% e tale importante brusco ridimensionamento ha ripercussioni nella costruzione delle ipotesi di previsione nel lungo termine (v. nel seguito).

L'industria italiana, in alcuni comparti in particolare, è da tempo esposta a fenomeni di delocalizzazione e aspra competizione internazionale. Su alcuni dei fattori competitivi – in particolare il costo dell'energia e gli obblighi che derivano dalla direttiva ETS – si rileva peraltro una particolare sensibilità delle istituzioni nazionali e Comunitarie²², soprattutto per quel che riguarda le imprese definite *energivore*²³.

L'altro elemento - sempre in una prospettiva di lungo periodo - riguarda la diffusione in Italia di modalità di **trasporto**, attualmente marginali, che includano anche *veicoli azionati elettricamente*. Le potenzialità e le aspettative legate a tale filiera tecnologica sono testimoniate dai numerosi studi internazionali ed

²² “Communication from the Commission – Guidelines on certain state aid measures in the context of the greenhouse gas emission allowance trading scheme post 2012 – Strasbourg 22.5.2012 - C(2012) 3230 final.

²³ Molto pertinente a tal proposito è la necessità di una classificazione aggiornata, (NACE/ATECO) dei consumi di energia elettrica in modo da consentire l'individuazione delle categorie di imprese omogeneamente tra i Paesi Ue.

italiani, dai numerosi accordi²⁴ di cooperazione tra Autorità cittadine e i maggiori Distributori elettrici italiani e dall'avvio di test reali in alcune grandi città italiane. Sulla materia, è anche attivo un gruppo di lavoro internazionale in ambito GO15 *Reliable and Sustainable Power Grids*, cui partecipa Terna²⁵.

Su questo argomento si segnalano inoltre le iniziative da parte del Legislatore nazionale e dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico e – molto recentemente – del Parlamento europeo e del Consiglio che ha emanato una apposita Direttiva sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi²⁶.

Come noto, la diffusione delle auto elettriche potrebbe avere un duplice effetto sul settore elettrico: in quanto portatrici di una domanda aggiuntiva di energia elettrica e di un eventuale impatto sul profilo della curva di carico. Un altro effetto potenzialmente possibile per le auto ricaricabili sulla rete (*plug-in*), è la partecipazione ai mercati elettrici, in particolare al mercato dei servizi di dispacciamento, il cosiddetto *vehicle-to-grid (V2G)*. Il servizio potenzialmente fornito dalla diffusione capillare di questi veicoli, coinvolge le loro batterie e le loro caratteristiche costruttive e la presenza sul mercato elettrico della figura dell'“aggregatore” (v. bibliografia).

Per quanto riguarda la domanda aggiuntiva di energia elettrica, secondo le prime risultanze, l'impatto dovrebbe essere dell'ordine dei **2 miliardi di kWh (TWh) per milione di auto elettriche** circolanti. Incrementi sulla potenza alla punta sono generalmente ritenuti non plausibili giacché si ritengono certamente disponibili segnali di prezzo e/o attivabili opportuni meccanismi tariffari di premi/penalità, in funzione dei profili orari di prelievo, in grado di mitigare gli effetti di contemporaneità.

Come anche comunicato nello studio dello scorso anno, un altro elemento è rappresentato dalla diffusione più ampia delle macchine reversibili per

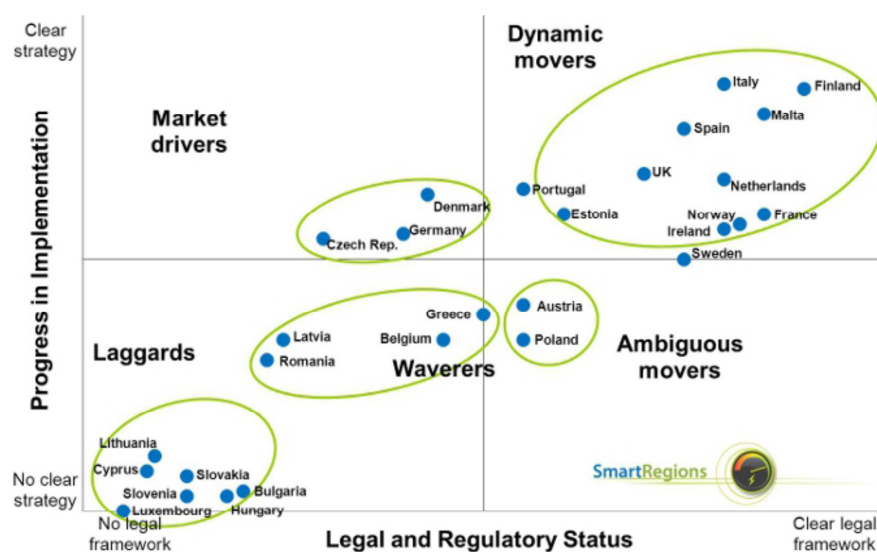
²⁴ ENI-ENEL: firmata l'intesa sulla mobilità elettrica – Comunicato stampa 27.3.2013 www.enel.com www.eni.com ; ENEL-HUBJECT: Mobilità elettrica: Enel e Hubject insieme per lo sviluppo dell'eRoaming a livello europeo (C.S- 24 settembre 2014)

²⁵ <http://www.go15.org/joint-activities/working-groups/>

²⁶ Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio 22 ottobre 2014.

condizionamento degli ambienti a funzionamento estivo e invernale. Approfondite analisi permettono di valutare le prestazioni energetiche e ambientali di tali apparecchiature in modo positivo. Si tratta di un'applicazione non nuova la cui attuale non molto ampia diffusione può essere ampliata.

Un ulteriore interessante aspetto riguarda la stima degli effetti sulla domanda, in particolare elettrica, delle azioni in campo di efficienza e risparmio energetico. Nel concreto le possibili tipologie di azioni sono molteplici; i risparmi attesi sono compresi tra un 5% e un 20%. Una di queste – installazione di smart-meters - rientra nel campo delle azioni per la consapevolezza della clientela (*feedback*), è potenzialmente in grado di valere fino al 15%. Come noto, in Italia (v. in alto a dx. nella figura²⁷) si è raggiunta la maggiore diffusione al mondo di tale strumento di gestione della clientela.



Da non trascurare infine, l'effetto che potrebbe derivare da un "rimbalzo" (noto come *rebound effect*) verso l'alto dei

consumi energetici, proprio a seguito all'ottenimento di sensibili efficienze – e quindi di minore sensibilità - nei consumi, soprattutto nel settore domestico. In recenti stime si valuta l'effetto di *rebound* fino al 50% nel settore residenziale, per riscaldamento.

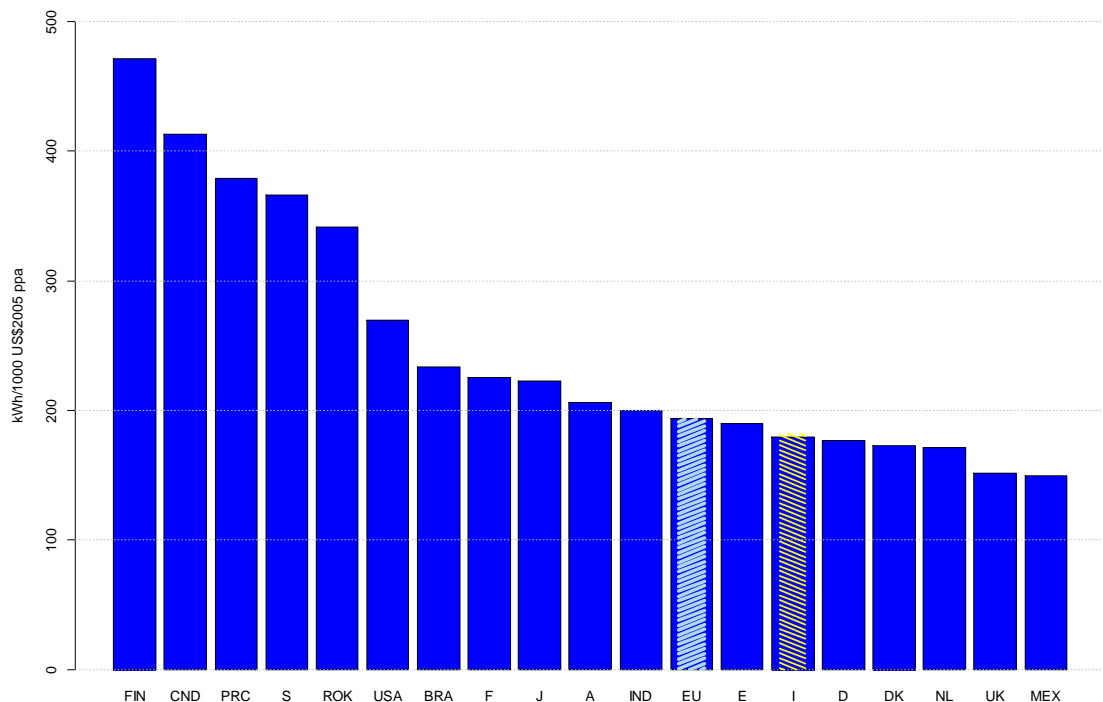
²⁷ Fonte: Smart Regions project in EEA European Environment Agency - Achieving energy efficiency through behaviour change: what does it take? – Copenhagen 2013

5.4. Confronti internazionali sull'intensità elettrica

Nel paragrafo, il confronto tra le intensità elettriche di vari Paesi è condotto con il supporto di alcune interessanti rappresentazioni grafiche, mostrandone una fotografia aggiornata all'anno più recente (2013) e alcuni andamenti storici di più lungo periodo.

A livello internazionale, anche le elaborazioni sugli indicatori per il 2013, indicano, v. **Figura 10**, che l'energia elettrica richiesta per ottenere una unità di prodotto interno lordo²⁸, è in Italia (tratteggio) sempre su livelli relativamente inferiori rispetto alla media UE – rispettivamente 179,5 kWh/1000 US\$ PPA per l'Italia e 194,2 kWh/US\$ per Ue - ed a molti altri Paesi OECD, anche emergenti.

Figura 10 – Confronto internazionale sull'intensità elettrica del PIL (2013)



²⁸ Nel confrontare Paesi diversi si utilizza un prodotto interno lordo espresso convenzionalmente in US\$ del 2005, a parità di potere d'acquisto (PPA o PPP *Purchasing Power Parity*). La fonte per i dati utilizzati in questo paragrafo è la banca dati ENERDATA: Global Energy and CO2 Data.

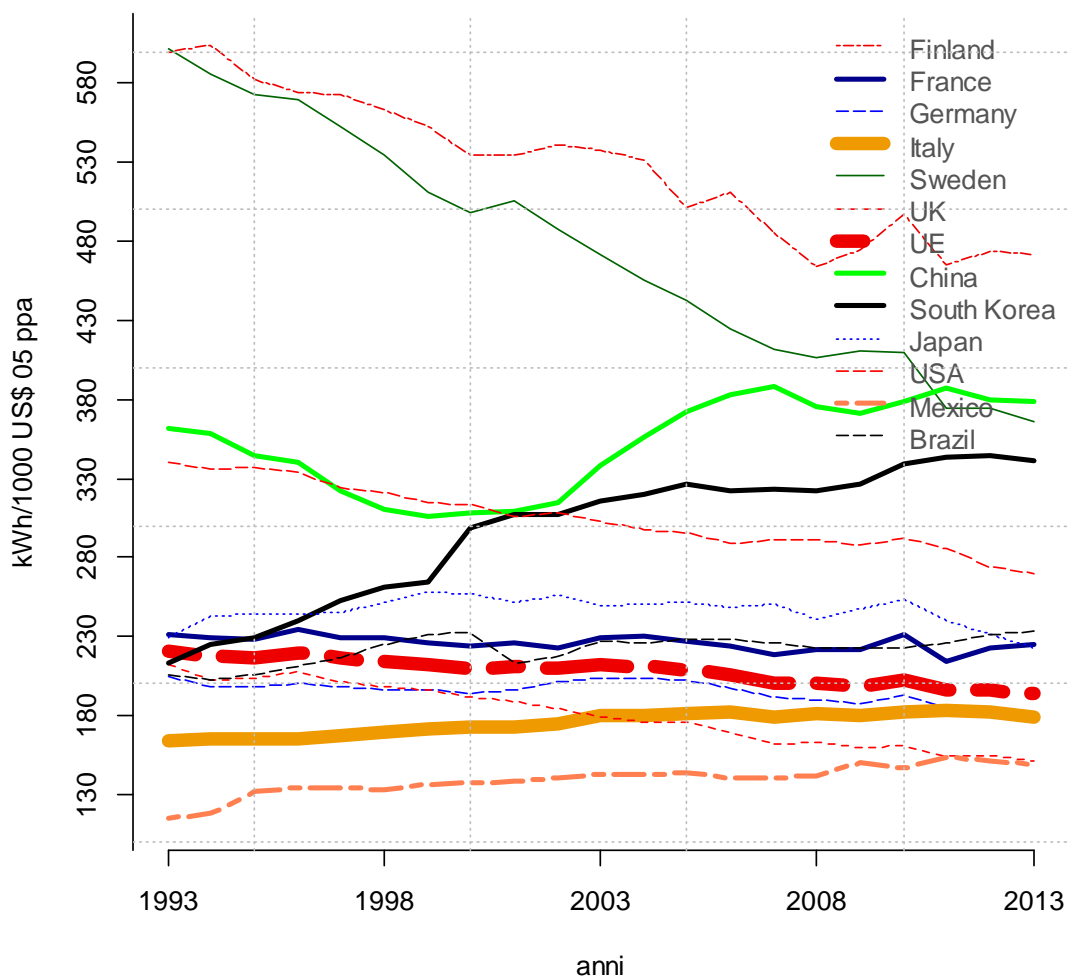
Emerge che alcuni Paesi di più recente industrializzazione come il Brasile (BRA) - e ancor più la Cina (PRC) e la Corea del Sud (ROK) – sono caratterizzati da intensità elettriche più elevate, al pari di economie altamente sviluppate – è il caso degli Stati Uniti – o di Paesi molto particolari anche sotto il profilo climatico, ad esempio Canada (CND), Svezia (S) e Finlandia (FIN). Per una differente motivazione - la struttura economica più orientata alle attività terziarie, in particolare finanziarie, e la relativamente inferiore domanda di elettricità a queste correlata - il Regno Unito (UK) si colloca tra i Paesi con un più basso rapporto tra consumo elettrico e prodotto interno lordo.

Osservando i dati storici dell'indicatore intensità elettrica nell'arco di venti anni (1993 – 2013), emergono altri aspetti interessanti. Ad esempio si può osservare che nel tempo i valori che caratterizzano l'intensità elettrica dei Paesi riportati in figura mostrano una tendenza prevalentemente convergente (v. **Figura 11**).

Si distinguono andamenti caratteristici diversi: un folto gruppo di Paesi, tra i quali l'Italia, di cui si è già detto in precedenza, con intensità elettriche basse e non troppo diverse tra loro – comprese tra 130 e 230 kWh/1.000 US\$ 2005 PPA circa – mostrano un profilo relativamente stabile nel periodo. L'andamento dell'intensità elettrica italiana ha tuttavia la particolarità di mostrarsi - nel periodo nel quale la media Ue appare in calo - in graduale ma costante crescita. I Paesi nordici mostrano un profilo più tormentato, ma sempre nettamente al disopra dei Paesi di cui in precedenza, complessivamente in calo. Nella fascia intermedia si trovano gli Stati Uniti che a inizio periodo presentavano una intensità elettrica elevata ma con tendenza a convergere verso i valori del gruppo di Paesi più numeroso. A se stante l'andamento dell'indicatore per la Cina: partendo dal livello elevato dei primi anni '80, si osserva che a una fase di prolungato declino si sostituisce - dalla fine degli anni '90 – una fase di recupero su valori elevati tuttora in atto, condivisa anche con la Corea del Sud. Si può ancora osservare – in particolare nelle curve di Paesi quali la Germania, la Francia, la Finlandia – il repentino cambiamento, prima una impennata e poi una ricaduta, del profilo dell'intensità elettrica negli anni intorno al 2009,

probabile testimonianza degli effetti della crisi economica a livello europeo sulle grandezze macroeconomiche del Pil e dei consumi energetici.

Figura 11 - Evoluzione dell'intensità elettrica del PIL in alcuni Paesi

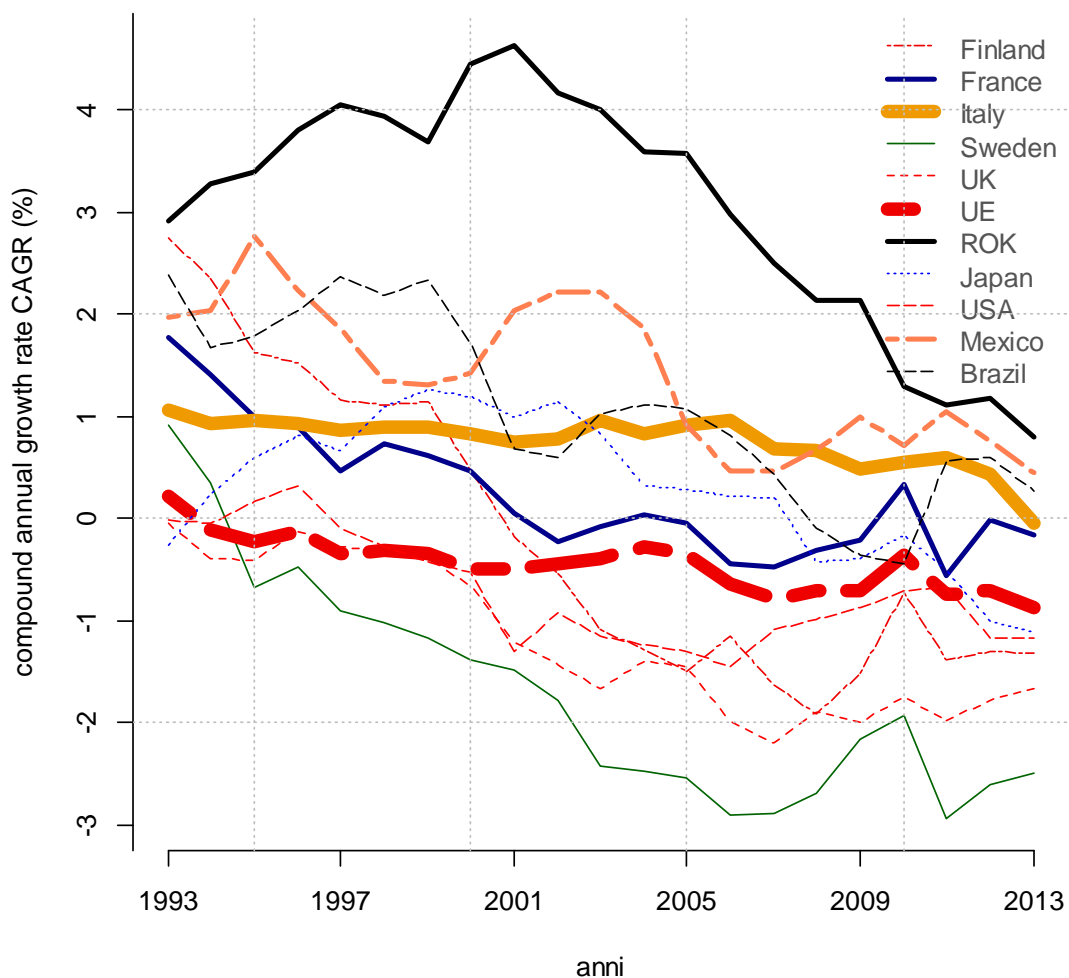


In **Figura 12** si riporta la dinamica di variazione (CAGR) dell'intensità elettrica per 11 dei Paesi di cui in precedenza, individuati come "virtuosi"²⁹, intendendo con tale definizione i Paesi che presentano una dinamica

²⁹ Il termine è riferito alla prassi di classificare l'intensità elettrica tra gli indicatori di efficienza energetica, per cui i più efficienti sono anche più "virtuosi". In realtà l'intensità elettrica non è solamente un indicatore di efficienza.

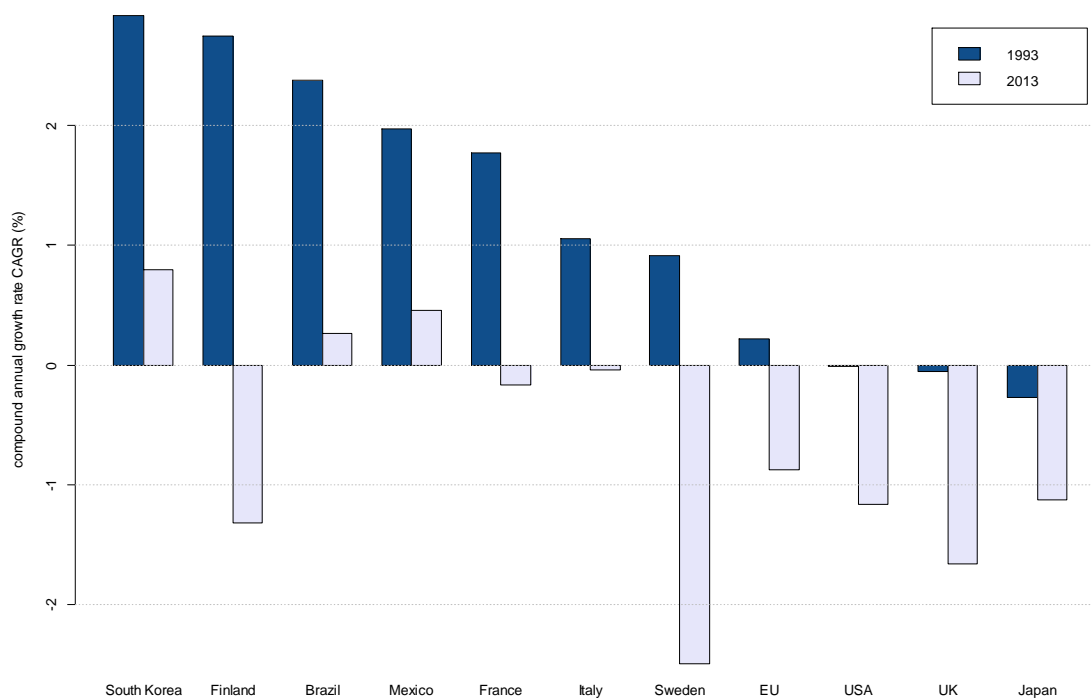
dell'intensità elettrica a fine periodo inferiore a quella iniziale. Rientra in figura anche l'andamento dell'Italia.

Figura 12 - Dinamica dell'intensità elettrica in Italia e in alcuni Paesi "virtuosi"



Nella seguente **Figura 13** sono meglio evidenziate le differenti dinamiche (CAGR) dell'intensità elettrica nei medesimi undici Paesi "virtuosi" della figura precedente all'inizio del periodo, 1993, e alla fine, 2013. Per tutti i Paesi rappresentati si osserva una notevole flessione di questo indicatore manifestatasi nell'arco di un ventennio, soprattutto nei Paesi di più recente industrializzazione, ma non solo in questi.

Figura 13- Dinamiche dell'intensità elettrica a confronto: 1993 - 2013



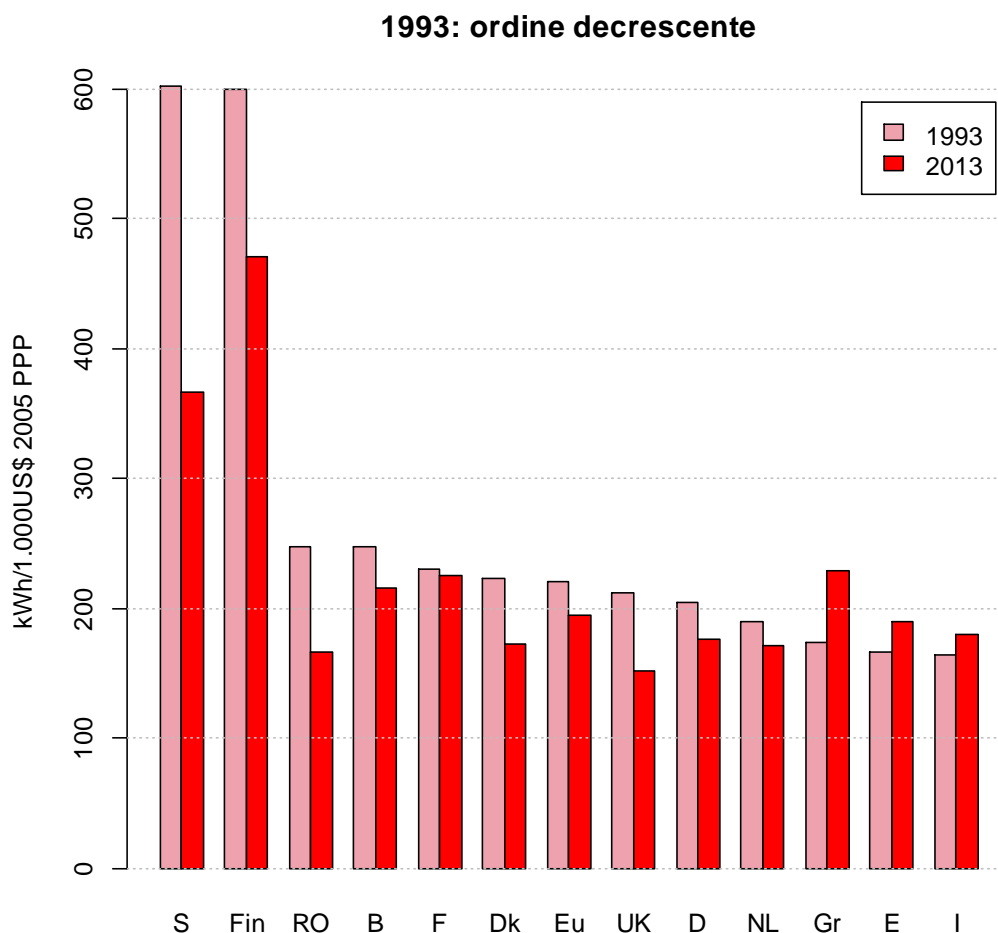
Analizzando in dettaglio riguardo alle dinamiche dell'intensità elettrica, gli 11 Paesi si possono collocare in tre gruppi diversi:

- (i) *Paesi nei quali la dinamica del CAGR rimane positiva in tutto il periodo ma che comunque presentano a fine periodo una dinamica inferiore.* Rientrano in questo insieme Corea del Sud, Brasile e Messico che manifestano nei venti anni una rilevante flessione;
- (ii) *un altro gruppo mostra a fine periodo una dinamica inferiore allo zero mentre nel 1993 era positiva.* In questo secondo aggregato si colloca l'aggregato dei Paesi UE e Finlandia, Francia, Italia e Svezia;
- (iii) *un terzo gruppo di 3 Paesi - comprendente Regno Unito, Giappone e USA - hanno dinamica dell'intensità elettrica negativa già ad inizio periodo e perseguono una ulteriore contrazione a fine periodo.*

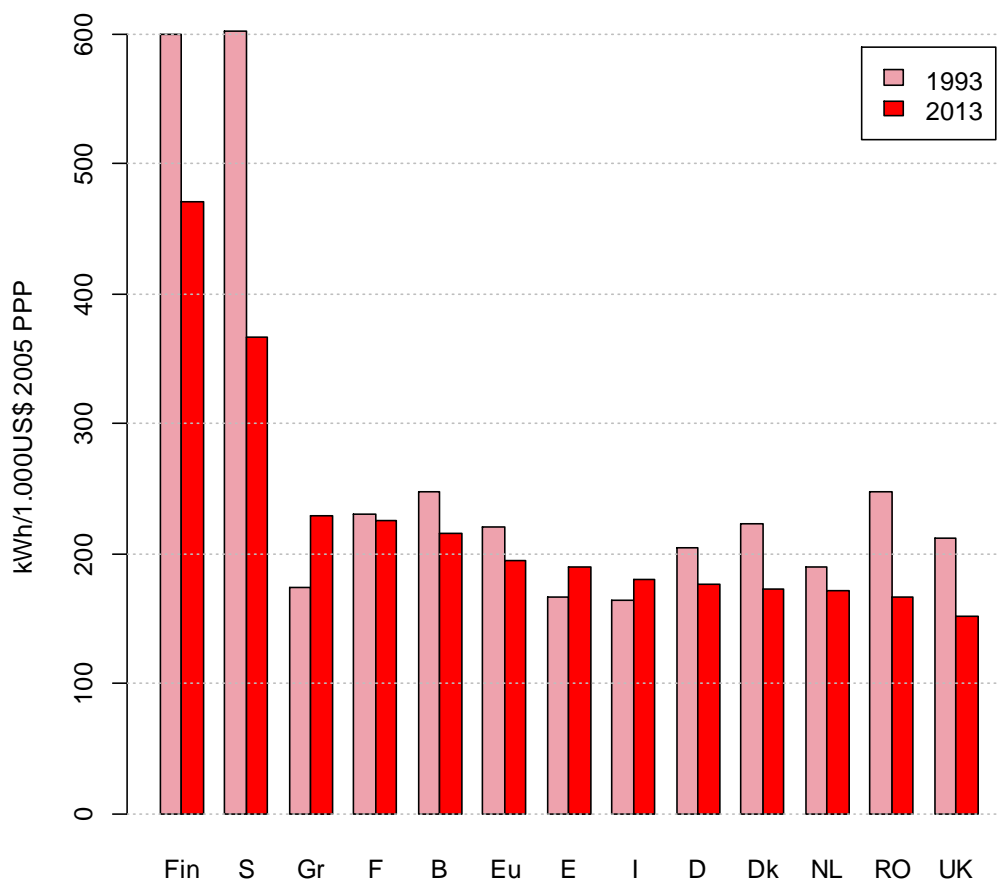
Nella seguente **Figura 14** ci si riferisce ai soli Paesi europei mettendo in particolare l'attenzione sull'andamento dell'intensità elettrica nel 1993 e nel 2013 nella UE e in alcuni dei 27 Paesi membri, ordinando i valori del grafico in ordine decrescente sia rispetto all'anno iniziale (sopra), sia rispetto all'anno finale (sotto).

Si osserva che, per quanto riguarda l'Italia, questo indicatore ha mostrato una tendenza a convergere verso il dato medio europeo: pur rimanendo sempre al di sotto di tale media si osserva una propensione ad equipararne il livello. Nel 1993 l'Italia era al più basso livello tra quello dei Paesi in figura; nel 2013 il dato si avvicinava in maniera significativa a quello medio UE.

Figura 14 - Intensità elettrica in alcuni Paesi dell'Unione: 1993 - 2013



2013: ordine decrescente



6) Le analisi di scenario europee: le Vision ENTSO-E al 2030

Nel processo di costruzione del nuovo Ten Years Network Development Plan (TYNDP 2016) di ENTSO-E ³⁰, un apposito gruppo di lavoro – Task Force Scenario Building - è coinvolto nella predisposizione delle metodologie di scenario. Significativamente, tra le variabili di scenario oltre alla domanda di energia elettrica e a variabili macroeconomiche, trovano posto differenziate valutazioni sulla diffusione di apparecchiature elettriche innovative quali l'auto elettrica e le pompe di calore. Altro elemento considerato è il livello di efficienza

³⁰ European Network of Transmission System Operators for Electricity

energetica da raggiungere all'anno obiettivo: la maggiore efficienza si esplicita, a parità di diffusione delle nuove applicazioni, in minore domanda elettrica e viceversa. Fanno anche parte del quadro degli scenari, le ipotesi concernenti la diffusione e le modalità dello *storage*, l'espansione delle *smart grids*, il livello atteso delle emissioni di CO₂, dei prezzi dei combustibili, la fattibilità commerciale dei processi di cattura e stoccaggio del carbonio CCS, etc.

Può essere utile anticipare alcune delle ipotesi che andranno considerate nella costruzione di scenari con orizzonte di lungo termine su scala europea nell'ambito dei Paesi ENTSO-E.

Il processo di identificazione del perimetro degli Scenari di domanda al 2030 è condotto con analisi bottom-up e top-down, dando luogo a quattro "Vision" distinte, significativamente denominate (v. **Tabella 6**):

- *Slowest progress* V1,
- *Constrained progress* V2,
- *National green transition* V3,
- *European green revolution* V4

Le Vision, già sottoposte dalla detta TF a una prima consultazione pubblica degli stakeholders ³¹, ricevendo già una prima serie di osservazioni, sono costruite utilizzando una vasta gamma di parametri; in questa sede ne sono evidenziati in termini qualitativi in particolare alcuni, soprattutto correlati alla domanda di energia elettrica.

Per quanto riguarda le Vision 1 e 3 è prevista la completa e diretta formulazione da parte dei TSO di ciascun Paese interessato sulla base di metodologie bottom-up. Per quanto riguarda le Vision 2 e 4, si avrà successivamente un processo di elaborazione top-down curato a livello ENTSO-E sulla base delle indicazioni di cui alle Vision 1 e 3. L'attività è quindi in corso e il completamento è previsto per la primavera 2015.

³¹ Public Workshop on Scenario methodology for TYNDP 2016 – Brussels. 16 settembre 2014

Tabella 6 - Vision 2030 ENTSO-E – Proposte TF Scenario Building

scenario	contesto economico e finanziario	normativa di riferimento e R&D	ipotesi sulla domanda di energia elettrica	ipotesi sulla diffusione dell'auto elettrica	pompe di calore	adequacy	storage
VISION 1	(ii) condizioni economico/finanziarie meno favorevoli	(ii) a livello nazionale	(i) in crescita	(ii) minima penetrazione a livello commerciale	(iii) minima diffusione	(i) a livello europeo	(ii) come oggi pianificato
VISION 2	(ii) condizioni economico/finanziarie meno favorevoli	(i) a livello europeo	(ii) in decrescita	(ii) diffusione di veicoli elettrici ricaricabili in rete = 5%	(ii) diffusione a livello intermedio	(ii) a livello europeo con meno riserva che in V1	(ii) come oggi pianificato
VISION 3	(i) condizioni economico/finanziarie favorevoli	(ii) a livello nazionale	(ii) in decrescita	(ii) diffusione di veicoli elettrici ricaricabili in rete = 5%	(ii) diffusione a livello intermedio	(iii) a livello nazionale con più riserva	(i) decentralizzato
VISION 4	(i) condizioni economico/finanziarie favorevoli	(i) a livello europeo	(i) in crescita	(iii) diffusione di veicoli elettrici con ricarica e generazione in rete = 10%	(i) massima diffusione	(iv) a livello europeo meno riserva che in V3	(iii) centralizzato

Per gentile concessione ENTSO-E - TF Scenario building

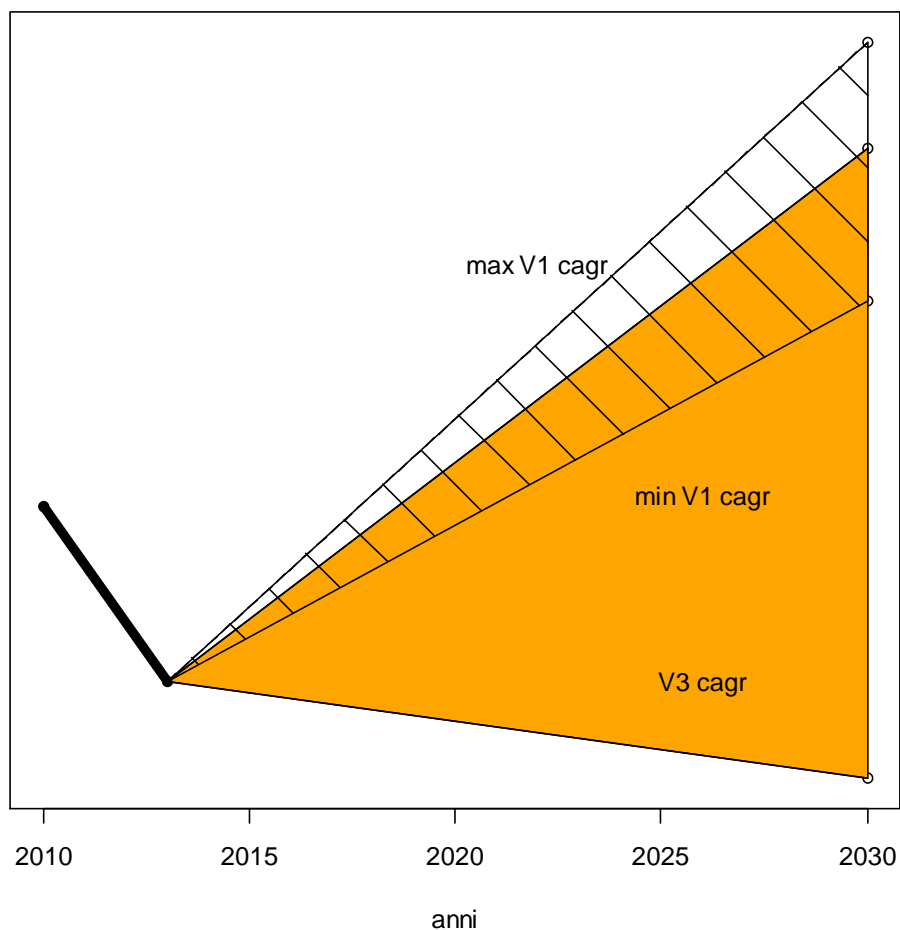
A titolo di esempio della metodologia proposta dalla TF Scenario Building³², in **Figura 15** sono indicate per l'Italia le previsioni all'anno orizzonte 2030 riferibili alle linee guida proposte nello scenario di cui alla Vision 1 e alla Vision 3.

Nella figura sono rappresentati:

- le curve 2013 – 2030 per la Vision 1 (V1), nei due tassi teorici di espansione minimo e massimo;
- una curva suggerita per la Vision1, intermedia alle due precedenti;
- la curva suggerita relativa alla Vision 3 (V3).

³² V. Guidelines for constructing 2030 Vision 1 & 3 and 2020 expected progress. Version 7 November 2014.

Figura 15 – Possibili evoluzioni della domanda elettrica Italia: Vision 1 e 3



Source ENTSO-E: TF Scenario building [07.11.2014 draft]

La Vision 3 è costruita su ipotesi di congiuntura economica favorevole e di espansione della domanda elettrica per effetto di una moderata diffusione delle nuove applicazioni ma di crescente efficacia di misure per l'efficienza energetica – in sostanza l'effetto di efficienza energetica è preponderante - e sulla ipotesi di dover essere comunque inferiore al dato scelto per la Vision 1 e alla domanda registrata al 2013.

7) Considerazioni di sintesi sugli andamenti di lungo periodo (decennali)

Nella **Figura 16** e in **Tabella 7** si osserva una sintetica analisi³³ della dinamica di lungo termine, in particolare negli ultimi venti anni a consuntivo, di **variazione delle grandezze macroeconomiche** di nostro interesse:

- i consumi di energia elettrica,
- il valore aggiunto,
- l'intensità elettrica,

utilizzate per comporre il quadro macroeconomico della previsione della domanda elettrica. Tale dinamica di variazione è espressa con il tasso medio annuo *tma* percentuale (o *CAGR*), mentre i periodi osservati passano da un primo decennio, dal 1993 al 2003, al secondo periodo dal 2003 al 2013; gli **aggregati settoriali** analizzati sono:

- agricoltura,
- industria,
- terziario,
- settore domestico e
- totale dei settori.

³³ Sarkar, Deepayan (2008) *Lattice: Multivariate Data Visualization* with R. Springer, New York. ISBN 978-0-387-75968-5

Figura 16- Analisi dinamica delle grandezze macroeconomiche

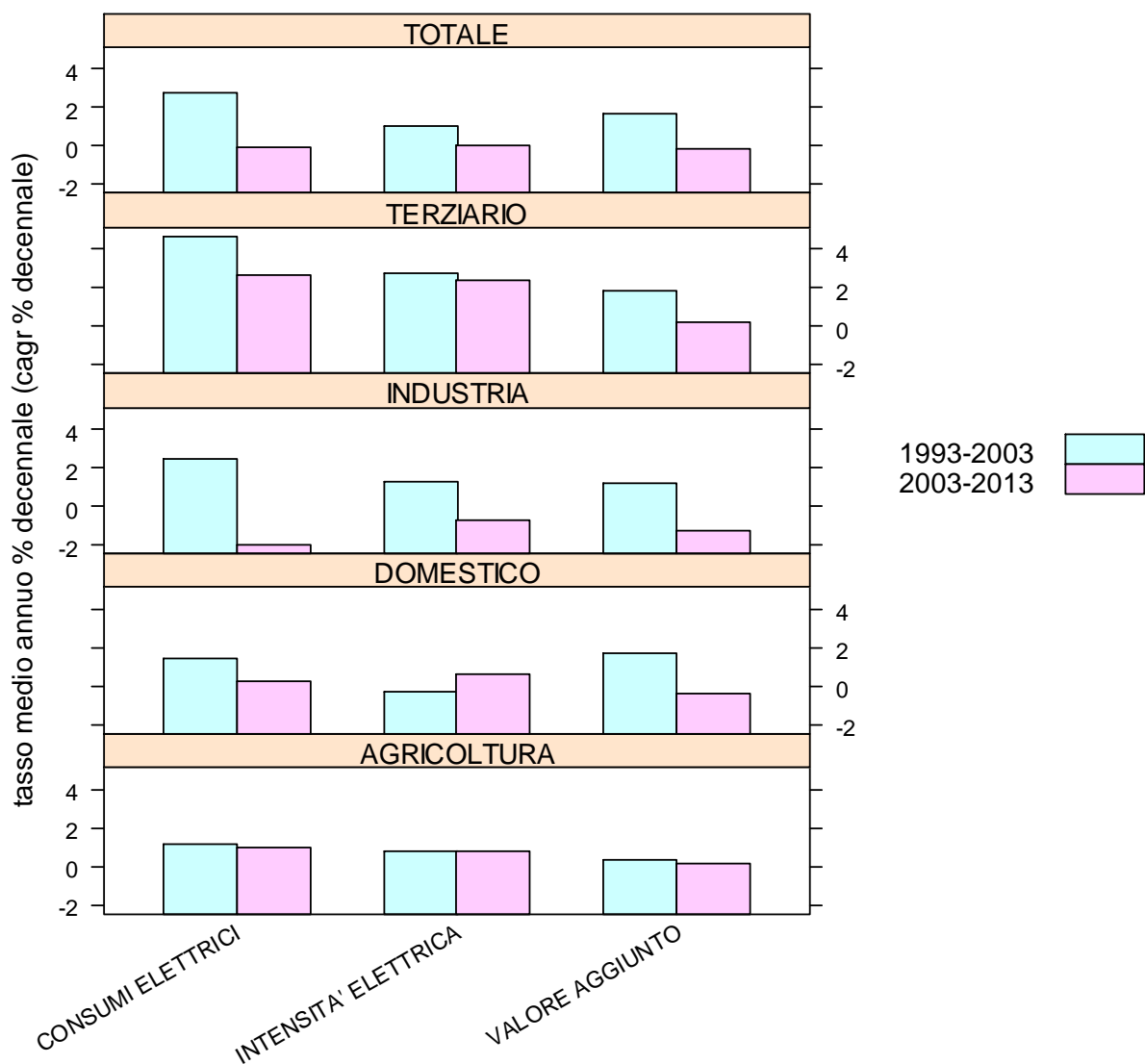


Tabella 7 - Analisi dinamica delle grandezze macro

	dinamica v.a. 1993-2003	dinamica intensità elettrica 1993-2003	dinamica consumi energia elettrica 1993-2003
	tma %	tma %	tma %
<i>dal 1993 al 2003</i>			
industria beni intermedi	1,9	-0,2	1,6
industria beni finali	0,9	2,4	3,3
industria	1,2	1,3	2,5
terziario	1,9	2,8	4,7
domestico	1,7	-0,3	1,4
agricoltura	0,3	0,8	1,1
TOTALE	1,7	1,1	2,7
	dinamica v.a. 2003-2013	dinamica intensità elettrica 2003-2013	dinamica consumi energia elettrica 2003-'13
	tma %	tma %	tma %
<i>dal 2003 al 2013</i>			
industria beni intermedi	-1,5	-1,2	-2,7
industria beni finali	-1,2	-0,2	-1,4
industria	-1,3	-0,7	-2,0
terziario	0,2	2,4	2,6
domestico	-0,4	0,7	0,3
agricoltura	0,2	0,8	1,0
TOTALE	-0,1	0,1	-0,1
<i>* dinamica dei consumi delle famiglie</i>			
<i>Fonte per dati economici di consuntivo: ISTAT Conti Economici Nazionali (marzo 2014)</i>			
<i>^ Fonte Prometeia; luglio 2014</i>			

La schematica interpretazione dei risultati offerti dalla rappresentazione in figura e dalla tabella è propedeutica alla formulazione delle ipotesi di previsione che dovrà tenere conto dei seguenti elementi a consuntivo:

consumi di energia elettrica

- *i consumi totali italiani nel decennio 2003-2013 crescono ad un ritmo molto inferiore a quello del periodo 1993-2003. Il tasso di crescita (dinamica dei consumi), che era pari a +2,7% nel primo periodo, è divenuto addirittura inferiore allo zero (-015% medio per anno) nel periodo 2003-2013. Nel settore industriale la dinamica dei consumi è interessata da un pesante calo, divenendo negativa nel decennio più recente. Nel settore terziario*

la dinamica dei consumi si è ripositionata nel secondo periodo su tassi di crescita meno aggressivi, comunque positivi. In calo i consumi del domestico, stabili quelli agricoli;

- *sempre elevato ma differenziato il ritmo di crescita dei consumi di energia elettrica nel settore terziario nei due periodi. Nel primo decennio a +4,7% per anno, nel secondo periodo la crescita è limitata a +2,6%;*
- *l'industria è il settore che manifesta la riduzione più consistente dei consumi elettrici, che crollano da un tasso del +2,5% per anno nel periodo 1993-2003 a -2,0% per anno nel secondo periodo, unico settore nel quale la dinamica dei consumi risulta negativa. Su tale performance pesano in modo significativo i risultati del 2013 (-4,5% sul 2012) e il risultato particolarmente negativo del 2009 (allorché la caduta dei consumi rispetto al 2008 era stata pari a -13,8%); a mitigare gli effetti della crisi il buon recupero del 2010 (+6,1%) e del 2011 (+1,2%);*
- *per il settore domestico si osserva una flessione dei consumi elettrici che calano dai tassi di crescita dell'1,4% per anno a tassi di poco superiori allo zero (+0,3%) nel secondo decennio;*

intensità elettrica

- *a livello complessivo:*
 - *flessione del tasso di crescita dell'intensità elettrica in Italia nel periodo 2003-2013 rispetto ai dieci anni precedenti: si è passato da +1,1% per anno del periodo 1993-2003 a +0,1% nel periodo più recente;*
 - *tranne che nell'industria, negli altri settori la dinamica dell'intensità elettrica si mantiene comunque positiva nel periodo più recente;*
- *a livello settoriale:*
 - *la dinamica dell'intensità si incrementa dal primo al secondo periodo nel settore domestico, rimane stabile*

nell'agricoltura, mentre è in calo nell'industria, ove si passa da +1,3% per anno nel primo decennio ad un livello inferiore allo zero, -0,7% per anno nel secondo periodo, con un calo di 2 punti percentuali;

- *per quanto riguarda il terziario, pur registrandosi un calo tra i due periodi, da +2,8% tra '93 e 2003 a +2,4% tra 2003 e 2013, si rimane tuttavia su ritmi di crescita elevati;*
- *nel settore domestico – sempre utilizzando la proxy dei consumi delle famiglie nella elaborazione dell'indicatore – si osserva una crescita di circa un punto percentuale, passando da un valore negativo (-0,3%) nel primo decennio a +0,7% per anno del periodo 2003-2013;*

○

valore aggiunto

- *rispetto al periodo 1993-2003, il tasso di crescita del valore aggiunto³⁴ cala sensibilmente nel secondo decennio in tutti i settori³⁵: complessivamente, il valore aggiunto totale passa da +1,7% nel primo periodo a -0,1% nel periodo 2003-'13. In particolare, il valore aggiunto del settore industriale si contrae di due punti percentuali e mezzo, passando da un tasso +1,2% nel periodo 1993-2003 a un tasso -1,3% medio annuo nel secondo periodo. Per il settore terziario si osserva la perdita di oltre un punto e mezzo nel passare da un +1,9% medio nel periodo iniziale a +0,2% nel periodo più recente; pressoché stabile – intorno allo zero - il tasso del valore aggiunto per l'agricoltura. Nella **Tabella 8** si riportano in termini di tassi medi annui percentuali le ipotesi di variazione del valore aggiunto settoriale per l'industria, il terziario e l'agricoltura utilizzate nel seguito (periodo 2013 – 2024).*

³⁴ Elaborazioni su dati ISTAT - Aggregati dei conti nazionali annuali per branca di attività economica (NACE Rev.2) (milioni di euro) – Edizione marzo 2013.

³⁵ Quale variabile descrittiva per il settore domestico viene utilizzato l'andamento dei consumi delle famiglie. Qui si passa da +1,3% per anno nel primo periodo a zero nel secondo decennio.

Dopo aver evidenziato le dinamiche settoriali nel tempo delle grandezze in uso, consumi elettrici, intensità elettrica e valore aggiunto, nella **Figura 17** sono mostrate in particolare le quote dei settori industria e terziario nella struttura del valore aggiunto italiano e dei consumi di energia elettrica nel 2013.

Si osserva al differente peso dei due settori principali nelle strutture di valore aggiunto e consumi elettrici, sono legati importanti effetti nella stima dei consumi elettrici futuri. In particolare, nella struttura del valore aggiunto il terziario rappresenta nel 2013 una quota del 74% mentre nella struttura dei consumi elettrici la quota si riduce al 34%; l'industria viceversa, preponderante nella struttura dei consumi elettrici (42% nel 2013), "pesa" solo il 24% in termini di valore aggiunto.

Figura 17 - Quote settoriali di industria e terziario nella struttura di V.A. e consumi di energia elettrica

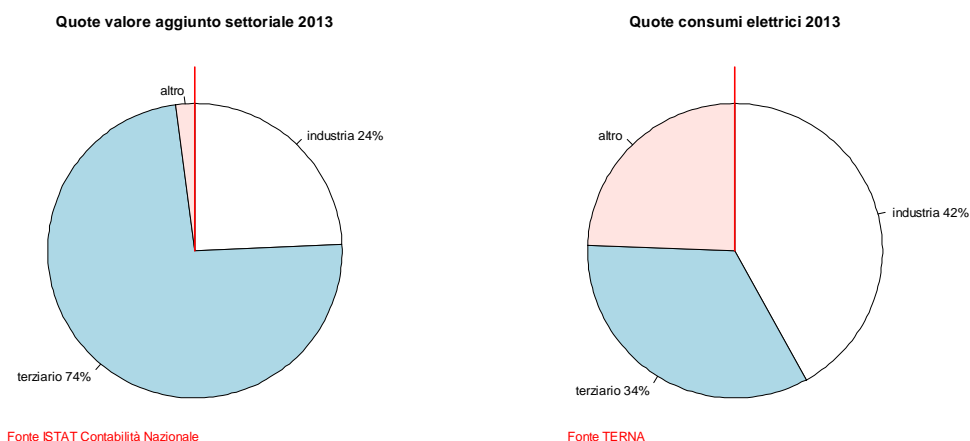


Tabella 8 - Ipotesi sul valore aggiunto settoriale [2013 – 2024]

settore di attività	tasso medio annuo pluriennale % di crescita del valore aggiunto settoriale
industria & costruzioni	0,7%
servizi	1,2%
agricoltura	0,5%

Fonte: Prometeia - Scenari di previsione (ottobre 2014)

Nel prossimo decennio le ipotesi di sviluppo del valore aggiunto settoriale privilegiano il settore terziario rispetto alle stime sul settore industriale (riportato in figura come industria in “senso stretto” e costruzioni).

Nella Tabella 9 sono infine riportate, sempre per il periodo 2013 – 2024, le aspettative di sviluppo delle “spese per consumi finali delle famiglie sul territorio economico”, quale *prox*i dei consumi di energia elettrica nel settore domestico.

Tabella 9 – Ipotesi sulla spesa per consumi finali delle famiglie [2013-2014]

settore domestico	tasso medio annuo pluriennale % di crescita delle spese per consumi delle famiglie
% cagr 2013 - 2024	1,3%

Fonte: Prometeia - Scenari di previsione (ottobre 2014)

8) Previsione della domanda elettrica in energia

Scenari considerati

Nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio, è sembrato opportuno ancora una volta fare riferimento a due scenari di evoluzione e - in considerazione del forte orientamento all'efficienza energetica, in Europa e nel Paese – adottare una **particolare cautela nel prevedere l'andamento dell'intensità elettrica italiana in particolare nello scenario**

base, individuandolo anche come scenario ove si intende valorizzato al massimo grado il potenziale di efficienza energetica.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

- *quello “di sviluppo” – soprattutto idoneo ai fini della pianificazione della infrastruttura elettrica - si ipotizza per il periodo 2013 - 2024 una **stabilità** dell’intensità elettrica complessiva per l’intero Paese sui valori attuali, pari pertanto ad un tasso medio di circa **0,0% per anno**, valore che va inquadrato nel contesto del progressivo contenimento dell’intensità elettrica osservato nella precedente analisi dell’andamento storico sviluppata nella **Figura 16** e nei commenti che ne erano seguiti;*
- *un secondo “scenario base” , sviluppato su una ipotesi di molto incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico, corrispondente ad una intensità elettrica in flessione con un **cagr pari a -1,5%**.*

In tale scenario viene valorizzata all’anno obiettivo la domanda elettrica ottenuta massimizzando il potenziale di risparmio e di efficienza energetica nel settore elettrico. In questo approccio, la valutazione dello scenario è ottenuta in modo diretto³⁶ riferendosi alle considerazioni sviluppate in precedenza, nel paragrafo 4.3. Si tiene cioè conto di un cagr negativo a partire dall’anno base.

Sulla base delle considerazioni sull’intensità elettrica di cui sopra e tenuto conto delle più recenti previsioni di lungo periodo del PIL nazionale, nel periodo 2013 – 2024 si stima una evoluzione della domanda di energia elettrica ad un tasso medio annuo del +1,0% nello **scenario di sviluppo** – corrispondente a **357,0 miliardi di kWh** nel 2024.

³⁶ Ossia, non solo riferendosi alla influenza del risparmio/efficienza - implicitamente già presente nella grandezza intensità elettrica, utilizzata nei primi due scenari – ma facendo direttamente ipotesi sulla domanda di energia elettrica.

Nello *scenario base*, ottenuto nella ipotesi della detta flessione dell'intensità elettrica, si ipotizza invece un tasso medio del -0,5% per anno, col quale si prevede una domanda elettrica di **302,4 miliardi di kWh** nel 2024.

Nella **Tabella 10** è riportato il quadro sintetico con i consuntivi fino al 2013 e in previsione, per gli anni successivi, della domanda di energia elettrica e delle sue variazioni di lungo periodo, nonché – sulla base delle considerazioni di cui ai paragrafi precedenti - i tassi di variazione adottati per il PIL e per l'intensità elettrica nei due scenari “di sviluppo” e “base”.

Tabella 10 - Previsione della domanda elettrica in energia

	<i>domanda elettrica</i>		<i>prodotto interno lordo</i>		<i>intensità elettrica</i>		
	miliardi di kWh	tassi medi annui	tassi medi annui	tassi medi annui	tassi medi annui	tassi medi annui	
1990	235,1] 2,1%] 1,3%] 0,8%] 0,8%] 0,8%	
1995	261,0]
2000	298,5]]]]]	
2005	330,4]]]]]	
2010	330,5]]]]]	
2013	318,5	<i>scenario di sviluppo</i>]
2019	328,5]]]]]	
2024	357,0]]]]]	
2013	318,5	<i>scenario base</i>]
2019	305,7]]]]]	
2024	302,4]]]]]	

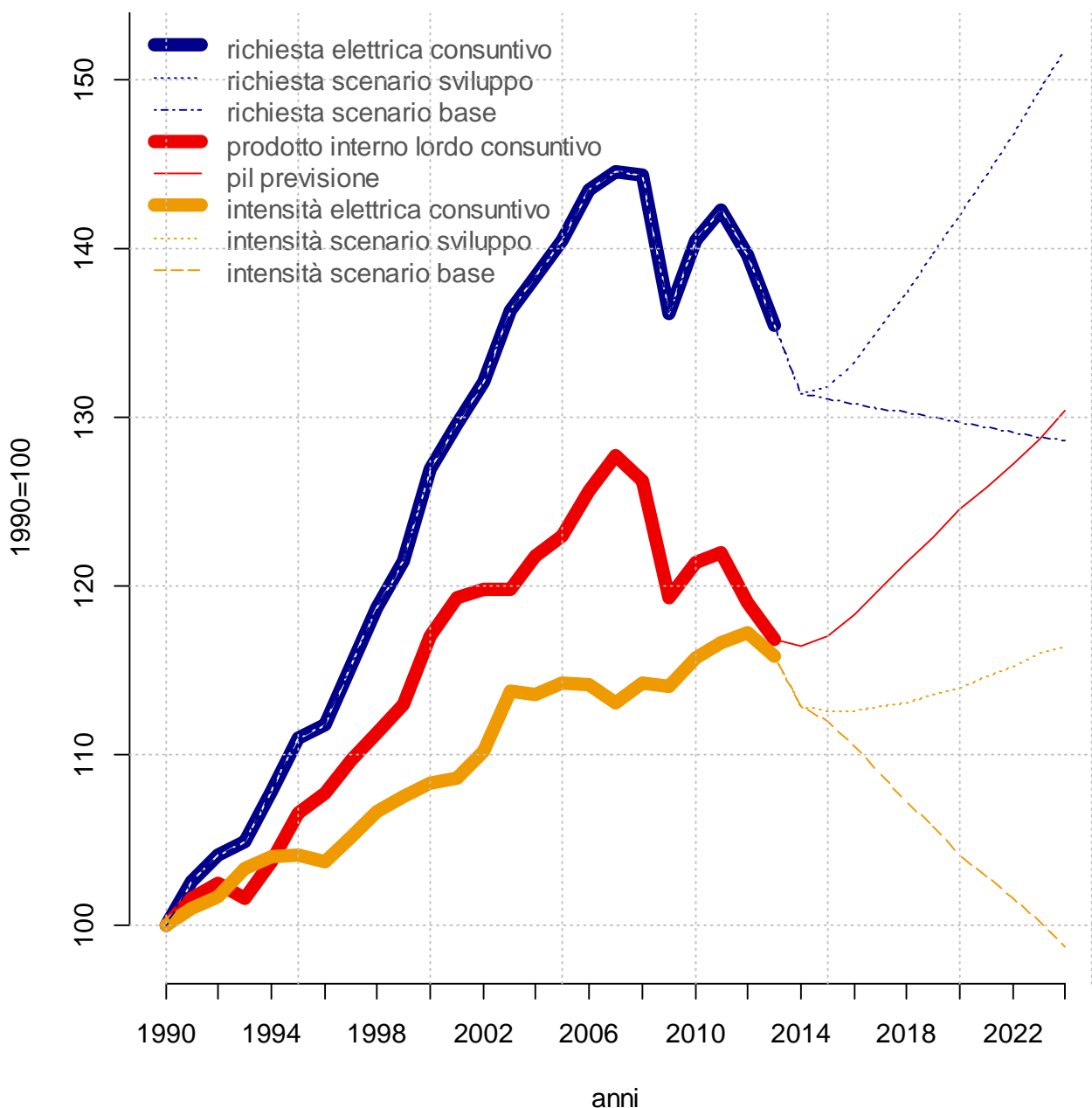
Nel 2019, si ipotizza nello *scenario di sviluppo* una domanda elettrica pari a 328,5 miliardi di kWh, con un tasso medio annuo di sviluppo 2013 – 2019 pari a +0,5%. Nel secondo semiperiodo, anni dal 2019 al 2024, il tasso di crescita sarà pari a +1,7% per anno.

Nello *scenario base*, si prevede un tasso di variazione della domanda elettrica pari a -0,7% per anno nel primo dei due semiperiodi, con una domanda che raggiungerà i 305,7 TWh nel 2019, e pari a -0,2% per anno dal 2019 al 2024.

In **Figura 18** è data una rappresentazione grafica degli andamenti delle grandezze domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 100 il valore assunto da tali grandezze nel 1990 - i consuntivi fino al 2013 e le previsioni fino al 2024, distinguendo l'unico profilo del PIL e i profili della domanda elettrica e dell'intensità elettrica costruiti sullo scenario di sviluppo e sullo scenario base³⁷,

³⁷ L'andamento del PIL – come detto – non è articolato su diversi scenari.

Figura 18 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica



Nelle successive **Tabella 11** e **Tabella 12** sono riportati i valori annuali della previsione, rispettivamente per lo scenario di **sviluppo** e per quello **base**. Nelle tabelle sono riportati in termini quantitativi anche i valori che si riferiscono al Prodotto Interno Lordo e all'intensità elettrica del PIL.

Tabella 11 - Domanda elettrica, PIL, intensità (scenario sviluppo)

Italia: scenario di sviluppo

	<i>Domanda elettrica</i>		<i>PIL (*)</i>		<i>Intensità elettrica</i>	
	miliardi di kWh	tassi medi annui	milioni € val. concat. 2005	tassi medi annui	kWh/€ '05	tassi medi annui
1990	235,1		1 166 505		0,202	
1995	261,0	2,1%	1 243 599	1,3%	0,210	0,8%
2000	298,5	2,7%	1 366 143	1,9%	0,219	0,8%
2001	304,8	2,1%	1 391 952	1,9%	0,219	0,2%
2002	310,7	1,9%	1 398 502	0,5%	0,222	1,5%
2003	320,7	3,2%	1 397 585	-0,1%	0,229	3,3%
2004	325,4	1,5%	1 421 378	1,7%	0,229	-0,2%
2005	330,4	1,6%	1 434 664	0,9%	0,230	0,6%
2006	337,5	2,1%	1 466 135	2,2%	0,230	-0,1%
2007	339,9	0,7%	1 490 499	1,7%	0,228	-0,9%
2008	339,5	-0,1%	1 473 171	-1,2%	0,230	1,0%
2009	320,3	-5,7%	1 392 360	-5,5%	0,230	-0,2%
2010	330,5	3,2%	1 416 492	1,7%	0,233	1,4%
2011	334,6	1,3%	1 423 027	0,5%	0,235	0,8%
2012	328,2	-1,9%	1 388 711	-2,4%	0,236	0,5%
2013	318,5	-3,0%	1 362 962	-1,9%	0,234	-1,1%
2014	309,0	-3,0%	1 358 178	-0,4%	0,228	-2,6%
2015	309,8	0,3%	1 365 421	0,5%	0,227	-0,3%
2016	313,5	1,2%	1 381 037	1,1%	0,227	0,0%
2017	318,1	1,5%	1 397 423	1,2%	0,228	0,3%
2018	323,1	1,6%	1 416 599	1,4%	0,228	0,2%
2019	328,5	1,7%	1 434 076	1,2%	0,229	0,4%
2020	334,0	1,7%	1 453 395	1,3%	0,230	0,3%
2021	339,5	1,6%	1 468 420	1,0%	0,231	0,6%
2022	345,0	1,6%	1 484 534	1,1%	0,232	0,5%
2023	351,3	1,8%	1 501 767	1,2%	0,234	0,7%
2024	357,0	1,6%	1 520 963	1,3%	0,235	0,3%

(*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, ottobre 2014

Tabella 12 - Domanda elettrica, PIL, intensità (scenario base)

Italia: scenario base

	<i>Domanda elettrica</i>		<i>PIL (*)</i>		<i>Intensità elettrica</i>	
	miliardi di kWh	tassi medi annui	milioni € val. concat. 2005	tassi medi annui	kWh/€ '05	tassi medi annui
1990	235,1		1 166 505		0,202	
1995	261,0	2,1%	1 243 599	1,3%	0,210	0,8%
2000	298,5	2,7%	1 366 143	1,9%	0,219	0,8%
2001	304,8	2,1%	1 391 952	1,9%	0,219	0,2%
2002	310,7	1,9%	1 398 502	0,5%	0,222	1,5%
2003	320,7	3,2%	1 397 585	-0,1%	0,229	3,3%
2004	325,4	1,5%	1 421 378	1,7%	0,229	-0,2%
2005	330,4	1,6%	1 434 664	0,9%	0,230	0,6%
2006	337,5	2,1%	1 466 135	2,2%	0,230	-0,1%
2007	339,9	0,7%	1 490 499	1,7%	0,228	-0,9%
2008	339,5	-0,1%	1 473 171	-1,2%	0,230	1,0%
2009	320,3	-5,7%	1 392 360	-5,5%	0,230	-0,2%
2010	330,5	3,2%	1 416 492	1,7%	0,233	1,4%
2011	334,6	1,3%	1 423 027	0,5%	0,235	0,8%
2012	328,2	-1,9%	1 388 711	-2,4%	0,236	0,5%
2013	318,5	-3,0%	1 362 962	-1,9%	0,234	-1,1%
2014	309,0	-3,0%	1 358 178	-0,4%	0,228	-2,6%
2015	308,3	-0,2%	1 365 421	0,5%	0,226	-0,7%
2016	307,7	-0,2%	1 381 037	1,1%	0,223	-1,3%
2017	307,0	-0,2%	1 397 423	1,2%	0,220	-1,4%
2018	306,3	-0,2%	1 416 599	1,4%	0,216	-1,6%
2019	305,7	-0,2%	1 434 076	1,2%	0,213	-1,4%
2020	305,0	-0,2%	1 453 395	1,3%	0,210	-1,5%
2021	304,3	-0,2%	1 468 420	1,0%	0,207	-1,2%
2022	303,7	-0,2%	1 484 534	1,1%	0,205	-1,3%
2023	303,0	-0,2%	1 501 767	1,2%	0,202	-1,4%
2024	302,4	-0,2%	1 520 963	1,3%	0,199	-1,5%

(*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, ottobre 2014

8.1. Previsione per le aree geografiche

Le previsioni per aree geografiche e per settore di attività che seguiranno sono state sviluppate in coerenza con il quadro nazionale presentato nel paragrafo precedente e facendo riferimento a tutti e due gli scenari, di sviluppo e di base.

Dal 2013 al 2024, nello **scenario di sviluppo**, a fronte di una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,0% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta di energia elettrica nelle quattro macroaree geografiche in cui è ripartito il Paese non è omogenea. In particolare, la dinamica della domanda è attesa più vivace al Sud con un tasso medio annuo del +1,6%; al Centro l'aspettativa di crescita della domanda è pressoché in linea con la media nazionale, +1,1%. Con tassi di crescita di poco inferiori a quello medio nazionale figurano le Aree del Nord Italia (+0,9%) e le Regioni insulari, con un tasso di sviluppo atteso a +0,6% per anno (v. **Tabella 13** e **Figura 19**).

Tabella 13 - Previsione della domanda in energia elettrica nelle aree geografiche

<i>Scenario di sviluppo</i>				
	2013	2019	2024	2013-2024
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Nord</i>	<i>176,0</i>	<i>180,1</i>	<i>194,5</i>	<i>0,9</i>
<i>Centro</i>	<i>58,0</i>	<i>60,2</i>	<i>65,7</i>	<i>1,1</i>
<i>Sud</i>	<i>54,7</i>	<i>58,3</i>	<i>65,1</i>	<i>1,6</i>
<i>Isole</i>	<i>29,8</i>	<i>29,9</i>	<i>31,7</i>	<i>0,6</i>
ITALIA	318,5	328,5	357,0	1,0

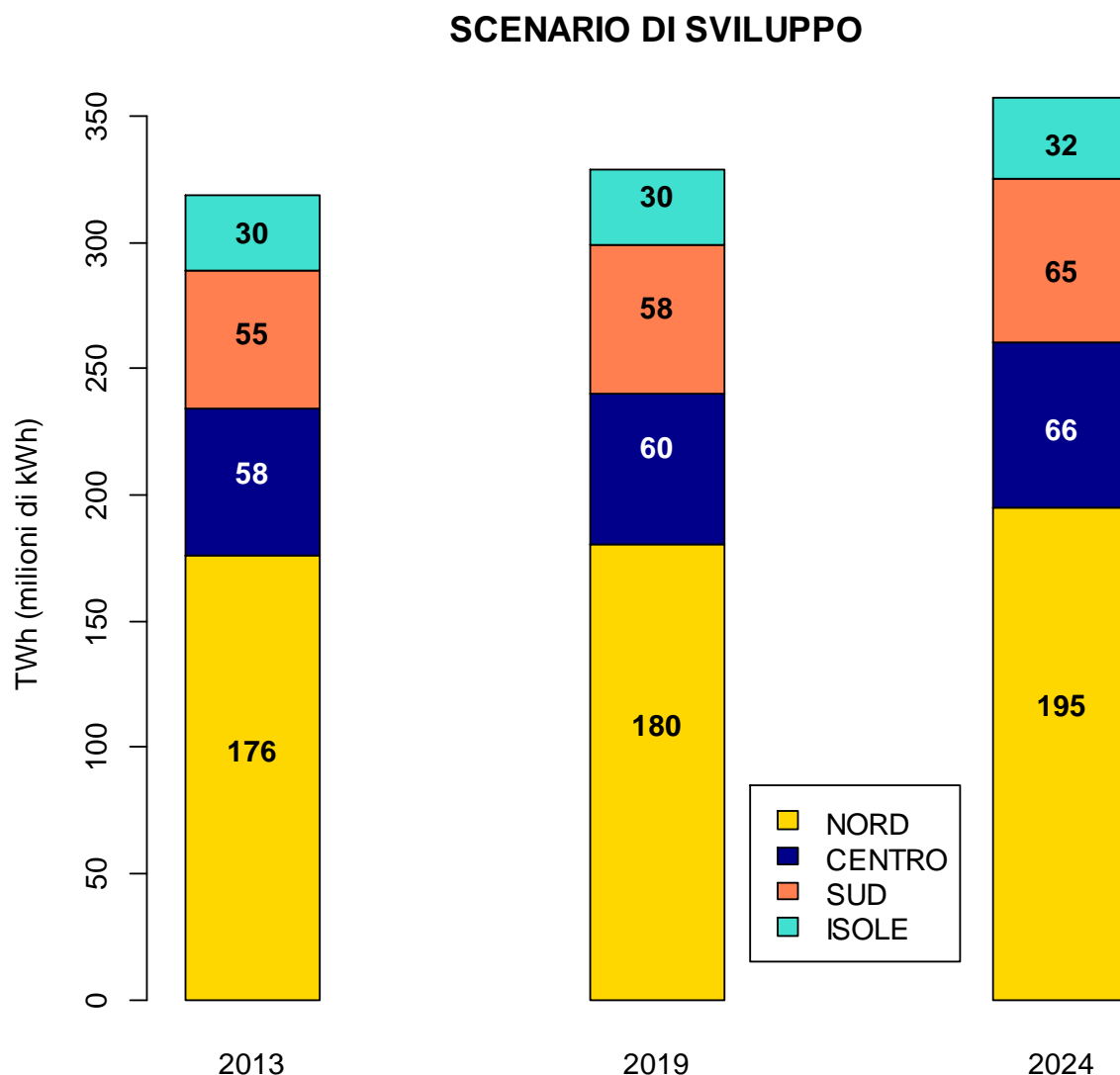
Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna

Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio

Sud: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria

Isole: Sicilia, Sardegna

Figura 19 - Previsione della domanda elettrica nelle aree geografiche



La previsione per aree geografiche è completata dal quadro che si riferisce allo *Scenario di base* nel quale la domanda nazionale di energia elettrica evolve a un tasso medio annuo -0,5% (v. **Tabella 14**). In questo scenario la crescita molto contenuta della domanda elettrica nazionale si riflette anche negli andamenti delle aree geografiche principali con l'esclusione del Sud ove è stimata un cagr non negativo.

Tabella 14 - Previsione per aree geografiche nello Scenario base

<i>Scenario BASE</i>				
	2013	2019	2024	2013-2024
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Nord</i>	<i>176,0</i>	<i>167,6</i>	<i>164,8</i>	<i>-0,6</i>
<i>Centro</i>	<i>58,0</i>	<i>56,0</i>	<i>55,7</i>	<i>-0,4</i>
<i>Sud</i>	<i>54,7</i>	<i>54,1</i>	<i>54,9</i>	<i>0,0</i>
<i>Isole</i>	<i>29,8</i>	<i>27,9</i>	<i>27,0</i>	<i>-0,9</i>
ITALIA	318,5	305,7	302,4	-0,5

Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna

Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio

Sud: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria

Isole: Sicilia, Sardegna

8.2 Previsione settoriale

Per quanto riguarda la previsione per i principali settori di consumo – e con riguardo allo **scenario di sviluppo** – le analisi all'anno obiettivo mostrano che **l'industria**, con un consumo atteso di circa 123 miliardi di kWh, si mantiene sostanzialmente sui livelli dell'anno base, mantenendo sostanzialmente le quote nella struttura dei consumi elettrici (v. **Tabella 15, Figura 20 e Figura 21**). Nel 2024 la quota dei consumi industriali è stimata al 37% circa, in riduzione rispetto ai livelli del 2013, quale conseguenza di un tasso di variazione medio annuo (-0,1% per anno) pressoché stazionario ma al disotto di quello medio.

Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento debolmente negativo per le **industrie non di base** (per la produzione di beni finali³⁸, ivi incluse le altre industrie: -0,3% medio per anno),

³⁸ Industrie alimentari, del tessile-abbigliamento e calzature, meccaniche, per la produzione di mezzi di trasporto, per la lavorazione della gomma e plastica, del legno e del mobilio, delle altre manifatturiere; include inoltre costruzioni edili, energia, gas e acqua, raffinazione, cokerie ed acquedotti.

mentre risultano stazionari i consumi per le **industrie dei beni intermedi**³⁹ (+0,0% per anno).

Il **terziario** si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+1,9% per anno). Nel 2024 il settore terziario dovrebbe toccare i 123 TWh circa, con una quota del 37% nella struttura dei consumi, analoga a quella del settore industriale.

Con un tasso medio annuo di crescita del +1,7% sull'intero periodo, il settore **domestico** verrebbe a detenere nel 2024 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 24% - corrispondente a circa 81 TWh – in leggera crescita rispetto alle quote percentuali detenute nel 2013.

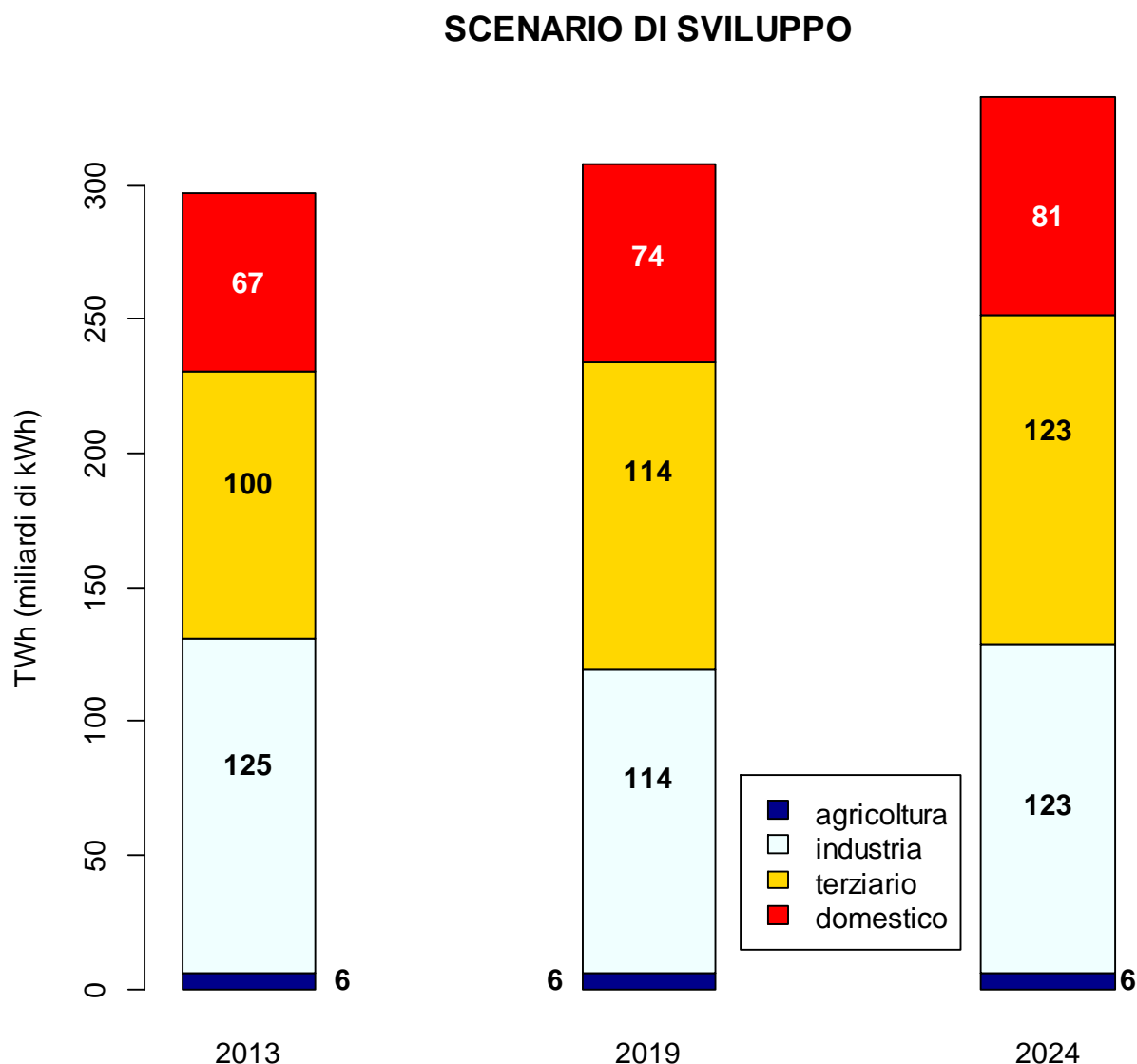
Sostanzialmente stabile anche il peso del **settore agricolo** nella struttura dei consumi (circa il 2% del totale), in moderata crescita a 5,9 TWh nel periodo, ad un tasso di circa il +0,3% per anno (v. anche **Figura 20**).

Tabella 15 - Previsione settoriale dei consumi di energia elettrica

	<i>Scenario di sviluppo</i>			
	2013	2019	2024	2013-2024
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Agricoltura</i>	5,7	5,8	5,9	0,3
<i>Industria</i>	124,9	113,7	123,1	-0,1
<i>beni intermedi</i>	54,8	49,7	52,8	-0,3
<i>non di base e altre</i>	70,1	64,0	70,4	0,0
<i>Terziario</i>	99,8	114,3	122,9	1,9
<i>Domestico</i>	67,0	73,8	81,1	1,7
<i>Totale consumi</i>	297,3	307,7	332,9	1,0
perdite di rete	21,2	20,7	24,1	1,2
ITALIA	318,5	328,5	357,0	1,0

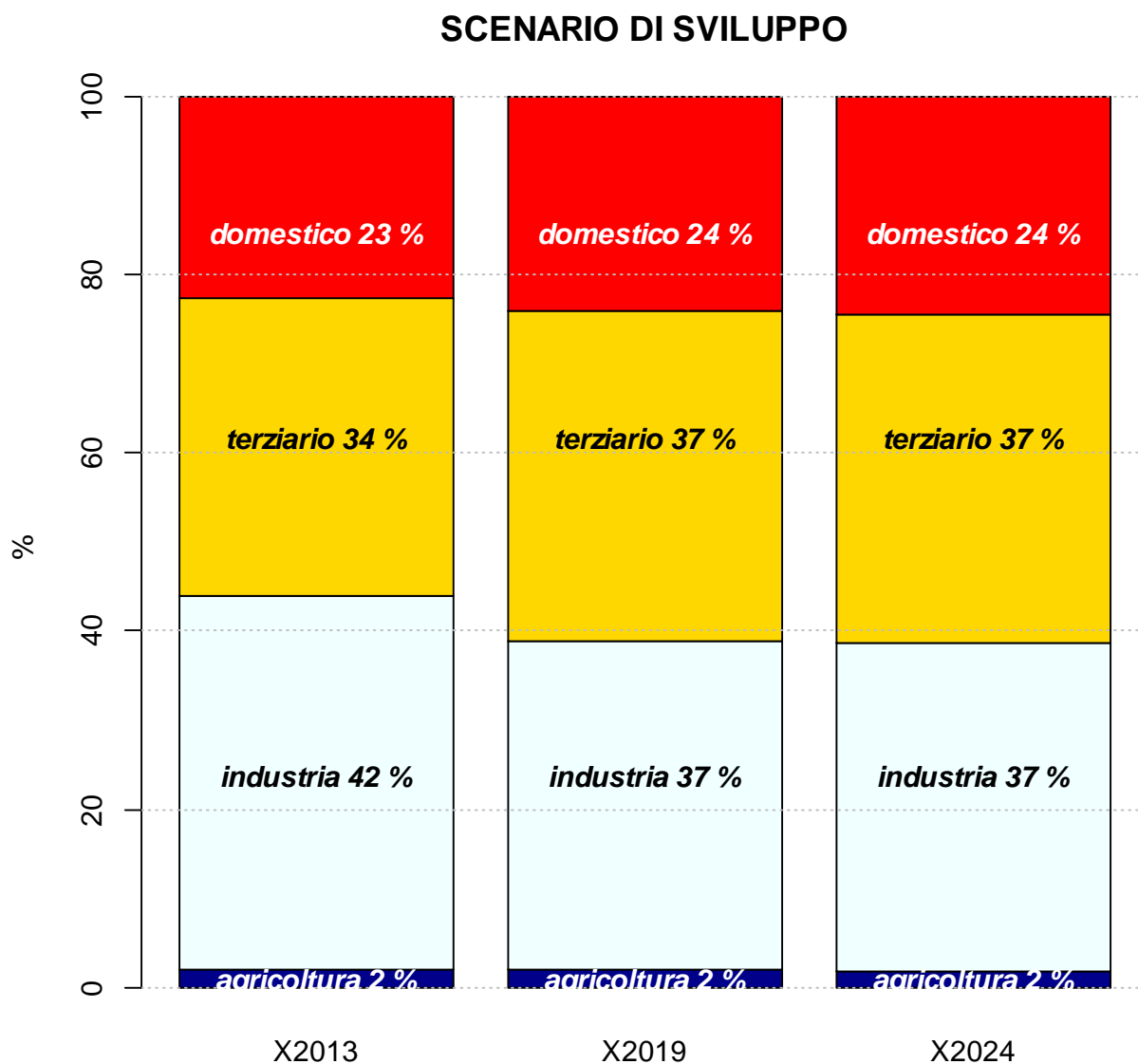
³⁹ Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

Figura 20 - Previsione dei consumi settoriali



Nella successiva figura è infine mostrata la struttura percentuale dei consumi di energia elettrica in previsione. Si evidenziano i citati modesti riposizionamenti dei settori nella struttura dei consumi, espressa in termini percentuali (v. **Figura 21**). Come accennato, si osserva un ampliamento della quota dei consumi del terziario ed una erosione della quota rappresentativa dei consumi del settore industriale mentre per il settore domestico è stimata un leggero progresso delle quota nella struttura dei consumi italiani.

Figura 21 - La struttura percentuale dei consumi elettrici in previsione



Le evidenze dei consuntivi settoriali – in particolare quelle del 2013 con una nuova flessione dell'industria ma anche con l'anomala riduzione dei consumi nel terziario - hanno condotto ad una prudente valutazione del settore industriale mentre il settore terziario – comunque attivato in parte dai servizi per

le attività industriali e quindi indirettamente legato agli andamenti dell'industria⁴⁰ - è risultato finora meno soggetto all'impatto del ciclo economico negativo.

Si deve quindi nuovamente osservare che per il futuro, in questa prospettiva e in mancanza di segnali di maggior vigore nel settore industriale, ***si potrebbe osservare il superamento dei consumi del terziario rispetto a quelli dell'industria.***

Si riporta infine in **Tabella 16** la previsione settoriale dei consumi elettrici nelle condizioni dello **Scenario di base**. In questo contesto, il contributo dell'industria alla crescita dei consumi è stimato decisamente negativo. Risulta ridotta rispetto allo scenario superiore, ma comunque positiva, con l'esclusione dell'agricoltura, la crescita degli altri settori con un terziario che evolve comunque ad un ritmo positivo (+0,2% per anno).

⁴⁰ Secondo le ultime Tavole delle risorse e degli impieghi (o tavole supply and use), pubblicate dall'Istat nel 2013, nel 2010 circa il 16% della produzione del settore dei servizi è stato utilizzato come impiego intermedio nel settore industria (v <http://www.istat.it/it/archivio/108705>).

Tabella 16 - Previsione della domanda settoriale nello Scenario base

<i>Scenario BASE</i>				
	2013	2019	2024	2013-2024
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Agricoltura</i>	5,7	5,0	5,0	-1,2
<i>Industria</i>	124,9	103,0	101,4	-1,9
<i>beni intermedi</i>	54,8	45,4	44,3	-1,9
<i>non di base e altre</i>	70,1	57,6	57,1	-1,8
<i>Terziario</i>	99,8	103,8	102,5	0,2
<i>Domestico</i>	67,0	73,8	73,5	0,8
<i>Totale consumi</i>	297,3	285,7	282,3	-0,5
<i>perdite di rete</i>	21,2	20,0	20,0	-0,5
ITALIA	318,5	305,7	302,4	-0,5

9) Le previsioni di ENERDATA: scenari di confronto

Di seguito saranno illustrate le previsioni contenute nel servizio *Country Energy Demand Forecasts* di Enerdata⁴¹. Questo prodotto si basa sul modello MedPro, che è la versione più recente del modello MEDEES, che consente la costruzione di scenari di lungo periodo per i principali settori produttivi ed i relativi usi finali dell'energia.

Il modello si basa su una metodologia di tipo bottom-up e fornisce la domanda di energia al 2030 per cinque Paesi (Francia, Germania, Italia, Belgio e Regno Unito). Più in dettaglio, si ottengono i consumi di petrolio, gas, carbone ed energia elettrica per i maggiori settori produttivi: industria, terziario, trasporti,

⁴¹ Impresa di ricerca e consulenza operante da oltre trenta anni e specializzata nel settore energia, con oltre 120 clienti in 40 Paesi.

civile. Il servizio consente inoltre di svolgere una sensitivity analysis rispetto ai principali driver della domanda finale di energia.

Infine, per ogni Paese sono definiti due scenari: il “Base-line Reference”, che rappresenta quello a politiche invariate, e quello denominato “Base-line Efficiency”, che sconta una accentuazione delle misure di efficienza.

La Nella tabella è anche riportata a titolo di confronto, la differenza percentuale che si riscontra tra i due scenari di Terna di cui nei paragrafi precedenti.

Tabella 17 riporta, espressi in numeri indice con base al 2008, gli andamenti della domanda di energia elettrica in Italia nei due scenari Base-line di ENERDATA. Nella tabella è anche riportata a titolo di confronto, la differenza percentuale che si riscontra tra i due scenari di Terna di cui nei paragrafi precedenti.

Tabella 17 - Previsioni della domanda elettrica negli scenari di contrasto ENERDATA

	2008	2020	2025	2030
Scenario Base-line con Efficienza (1)				
Domanda energia elettrica	100	85,8	83,1	80,7
Scenario Base-line Riferimento (2)				
Domanda energia elettrica	100	94,1	94,3	94,9
Differenza % (1)/(2)		-8,8	-11,8	-15,0
Differenza % Scenari Terna* Base / Sviluppo		-8,7	-15,3	

*L'ultimo valore per gli scenari Terna è il 2024.

Si rileva un buon accordo tra gli scostamenti che si ottengono tra gli scenari ENERDATA e gli scostamenti registrati negli scenari Terna di base e di sviluppo, di cui in precedenza.

10) Previsioni della domanda in potenza

Sembra opportuno presentare all'inizio di questo capitolo sulla previsione della domanda in potenza, alcune figure che molto sinteticamente descrivono l'evoluzione storica del carico in Italia.

In **Figura 22** è riportata la serie dei valori a consuntivo del massimo carico annuo dal 1980 al 2013. Nel 2013 la punta massima è stata registrata in estate, venerdì 26 luglio alle ore 12, pari a 53.942 MW, inferiore dello 0,3% alla punta massima – sempre estiva - del 2012.

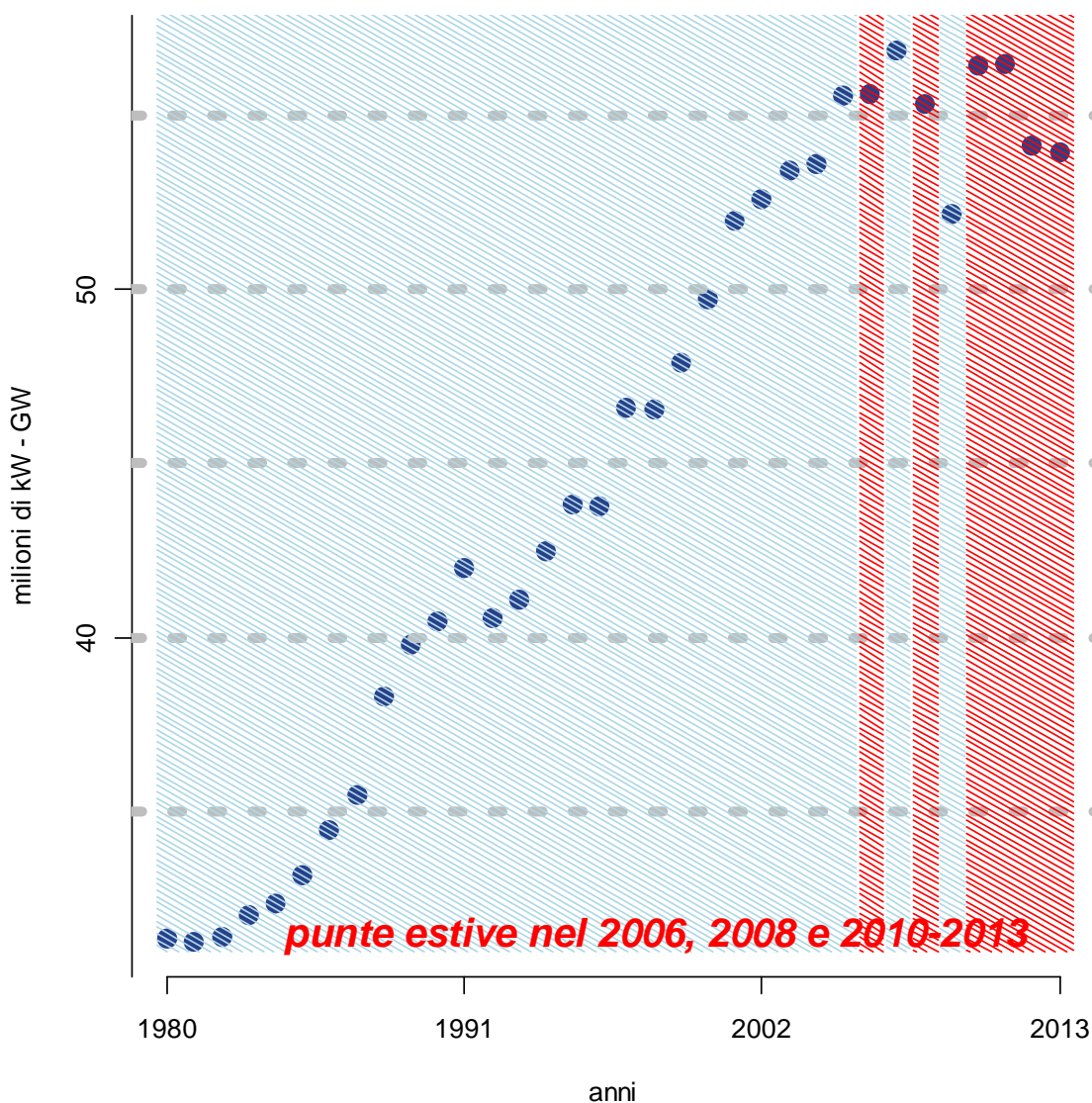
Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si era verificata in periodo invernale⁴². Dal 2006, si è manifestata una alternanza delle punte massime annuali tra estate ed inverno (v. **Figura 22**, ove sono rappresentati in campo azzurro gli anni con punte invernali e in campo rosso gli anni con punte estive). Pur con tutta la cautela che deriva dal fatto che la tendenza al superamento della punta estiva rispetto a quella invernale è sicuramente in atto ma non definitivamente consolidata – ad esempio nel 2013 lo scarto tra punta massima estiva e minima invernale risulta di circa 1.800 MW - dal 2010 la punta annua è stata registrata in estate.

Nei primi otto mesi del 2014 si è raggiunto un massimo provvisorio in giugno pari 51.550 MW (giovedì 12 giugno alle ore 12); tale valore di carico

⁴² Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

massimo è peraltro inferiore di -1,0% al massimo di giugno 2013 (52.061 MW). Se non verrà superato nei prossimi mesi invernali, tale valore costituirà il picco dell'anno in corso.

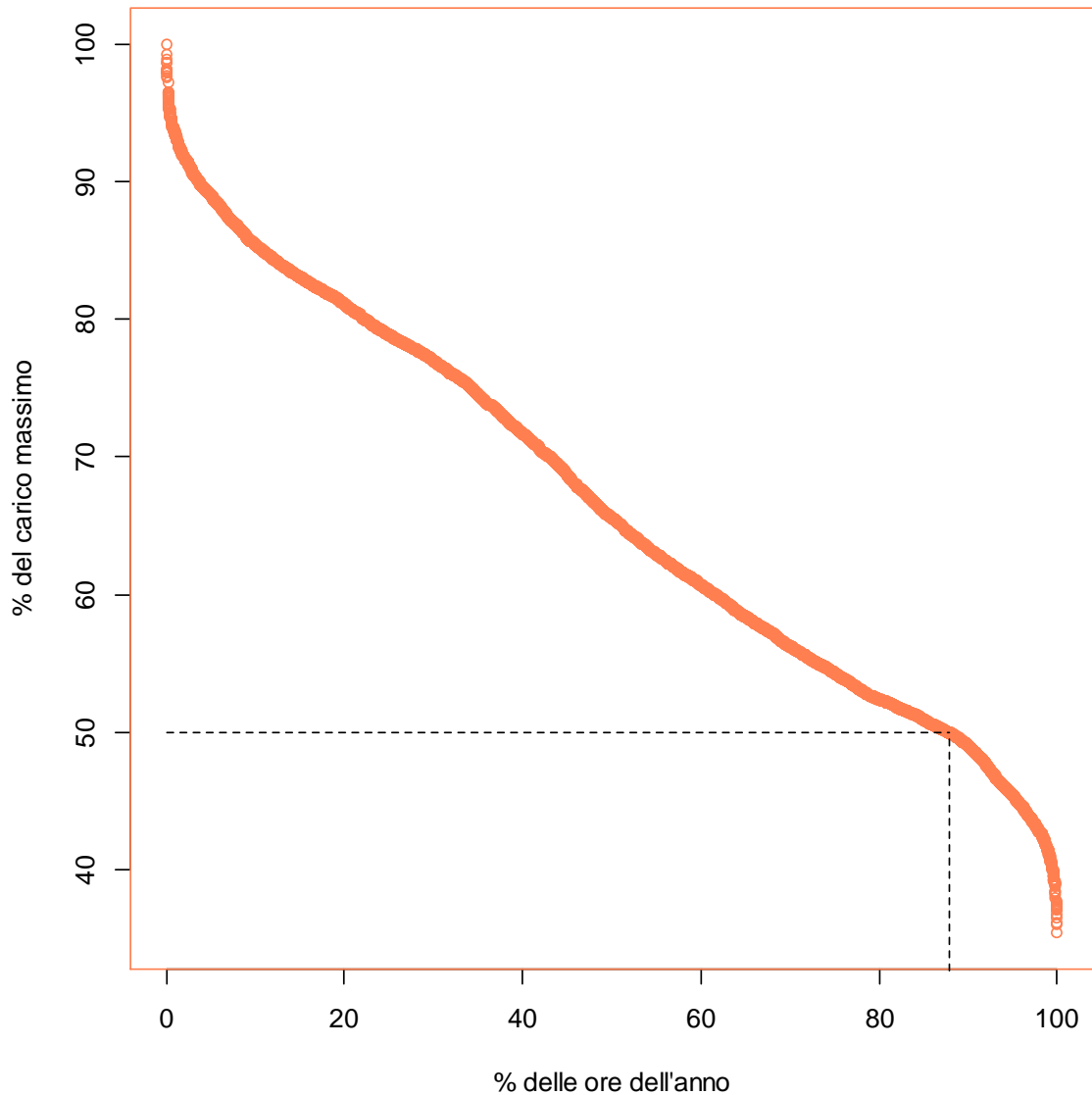
Figura 22 - Carico massimo sulla rete Italia – 1980 – 2013



La successiva **Figura 23** mostra la curva monotona di durata del carico 2013 sulla rete italiana, basata sulla rilevazione oraria della potenza richiesta dal carico, espressa in percentuale rispetto al massimo carico annuo, di cui in precedenza. Si osserva che la domanda ha superato il 50% del carico massimo per circa l'88% delle ore dell'anno⁴³.

⁴³ Si tratta di un indicatore sintetico della modulazione del prelievo in potenza. Negli ultimi sette anni:

Figura 23 - Curva di durata del carico sulla rete Italia - 2013

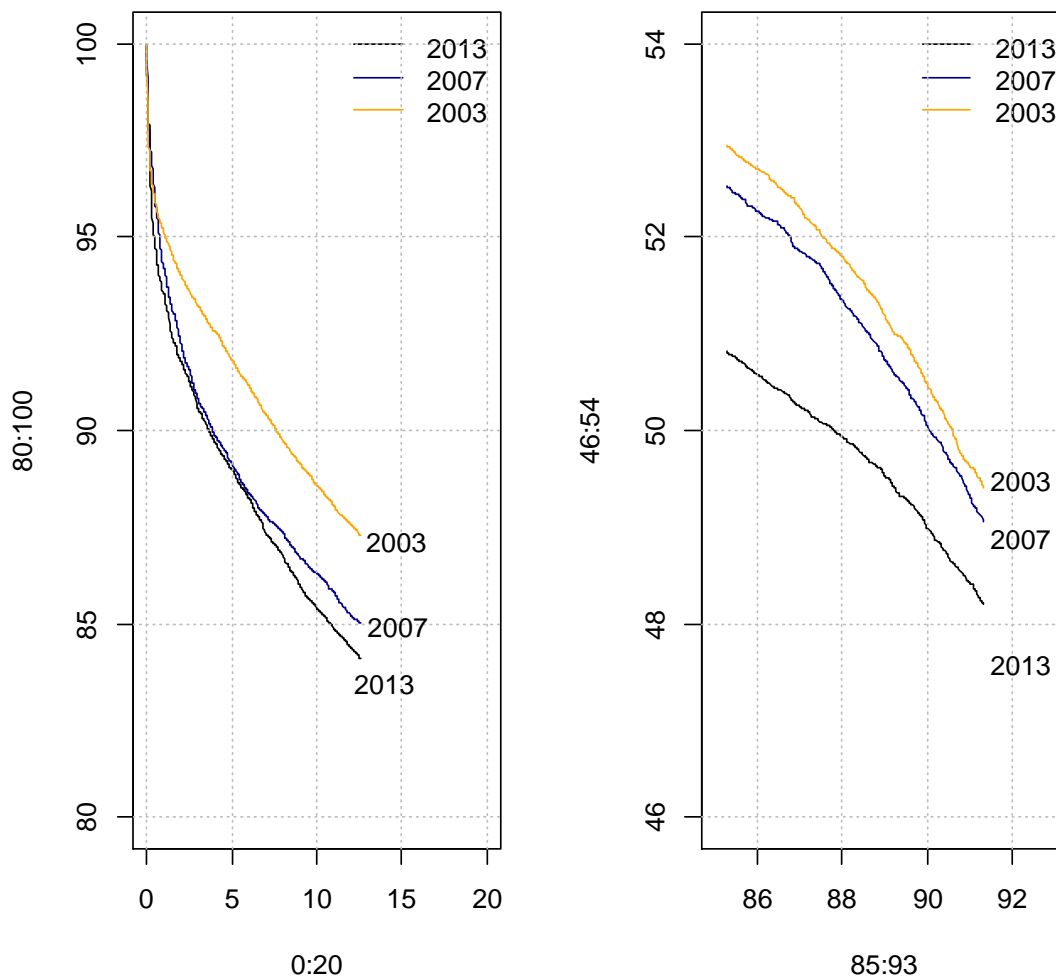


Nella successiva **Figura 24** si riportano a titolo informativo due dettagli caratteristici degli andamenti delle monotone del carico per gli anni dispari

	il carico è superiore al 50% del carico massimo per una percentuale delle ore dell'anno minore o uguale al
2007	90,0%
2008	90,6%
2009	90,8%
2010	86,4%
2011	89,7%
2012	91,9%
2013	87,8%

2003, 2007, 2013. A sinistra un intorno delle ore corrispondenti al carico massimo; a destra un intorno delle ore cui corrisponde un carico pari al 50% del carico massimo.

Figura 24 - Dettaglio curve di carico anni 2003, 2007, 2013



L'osservazione del dettaglio di sinistra – in particolare nel passaggio dal 2003 al 2013 - suggerisce considerazioni in merito ai cambiamenti strutturali sulla natura dei prelievi elettrici in un arco di tempo sufficientemente lungo. Comune anche ad altri Paesi sviluppati⁴⁴, si osserva un progressivo incremento delle ore di picco della domanda. Al netto di effetti congiunturali (ricordiamo che in effetti il 2013 è stato un anno di flessione della domanda elettrica), tale

⁴⁴ In "Public Utilities Fortnightly" – January 2012 (pagg. 24, 25)

modifica del profilo può attribuirsi alla penetrazione di apparecchiature di condizionamento ed al declino dei carichi industriali, più costanti durante l'anno.

Le previsioni della domanda di potenza sulla rete italiana sono elaborate a partire da quelle sulla domanda di energia elettrica ricavate nei paragrafi precedenti.

Definendo come **ore di utilizzazione della domanda alla punta** il rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza massima, la metodologia adottata consiste in una previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, per arrivare alla previsione della potenza alla punta invernale ed estiva.

Pertanto, in considerazione della definizione data per le ore di utilizzazione della potenza alla punta, al diminuire delle ore di utilizzazione corrisponde una richiesta di potenza alla punta maggiore (e viceversa), a parità di domanda di energia elettrica.

10.1. L'evoluzione storica delle ore di utilizzazione

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (v. **Figura 25**) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un primo massimo nel 1992 pari a circa 6'000 ore/anno (curva *ore invernali* a tratto sottile). A partire dal 1992 e fino al 2004, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile, a tratto più marcato) sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.000 ore/anno. Dal 2004 si sono avuti ripetuti nuovi picchi delle ore di utilizzazione della potenza invernale - l'ultimo dei quali nel 2008 con 6.505 ore - che hanno comportato lo spostamento - ancora in atto negli ultimi anni - della media mobile su valori decisamente superiori alle 6.000 ore/anno. Nel 2013 infine, si è avuta una flessione delle ore di utilizzazione della potenza invernale ed estiva.

Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva *ore estive* a tratto sottile). Si osserva che a un periodo

di relativa stabilità attorno a 6.500 ore/anno si è sostituita nell'ultimo decennio una fase molto altalenante, con una decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche molto inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi anni le ore di utilizzazione estive si sono attestate su un ordine di grandezza inferiore a quello delle ore invernali.

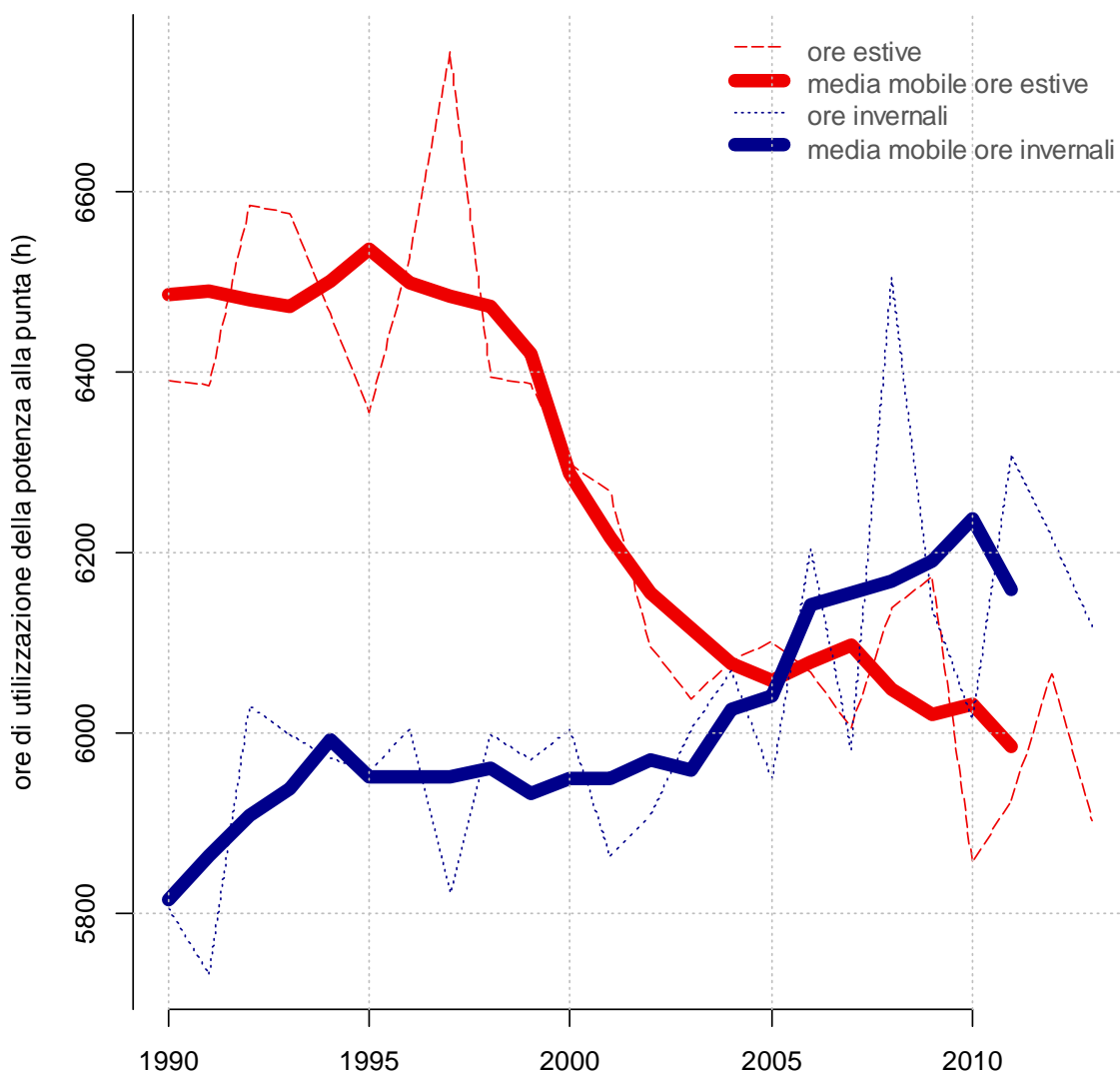
La rappresentazione nella figura delle medie mobili estive e invernali (curve continue a tratto grosso) consente di enfatizzare il fenomeno, rendendo evidenti le tendenze di fondo. Nella **Figura 25** sono pertanto riportate anche le medie mobili centrate a cinque termini delle ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale⁴⁵. Dalla metà degli anni 2000 tali indicatori confermano con decisione la tendenza delle ore di utilizzazione della potenza estiva ad attestarsi su livelli inferiori a quelle della potenza invernale.

Mentre infatti la media delle ore invernali risulta compresa tra le 6.000 e le 6.200 ore anno, la media delle ore estive scende sotto le 6.000 ore/anno, con tendenza a sfondare verso il basso tale limite.

Proprio osservando tali medie mobili, si coglie il segnale che comunque vede prevalere la media mobile delle **ore estive quale indicatore più gravoso** per il sistema elettrico.

⁴⁵ In figura si è utilizzata la rappresentazione del dato puntuale (anno per anno) e della media mobile. Con la media mobile si raggiunge l'obiettivo di depurare la serie storica dalla componente accidentale, lasciando in evidenza il trend di fondo; in particolare la media a cinque e termini (cinque anni) qui usata è applicata all'anno centrale (media centrata). Si precisa che le ore di utilizzazione della punta estiva antecedenti al 2000 sono state stimate ex post, in quanto a quella data non erano ancora disponibili registrazioni sistematiche della punta estiva.

Figura 25 - Ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva e invernale



10.2. Metodologia di previsione

La previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale ottenuta è quella che si riferisce al cosiddetto **“inverno medio”**, sostanzialmente determinata dal trend di fondo. Nel prevedere le ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva è determinata, con criterio analogo, una **“estate media”**.

Occorre poi tenere conto in maniera cautelativa della variabilità delle ore di utilizzazione per ottenere la previsione prudenziale (cui corrispondono valori di potenza alla punta più elevati) detta convenzionalmente **“inverno rigido”** ed

“estate torrida”. Si osserva che la variabilità del dato storico della punta nel periodo estivo è maggiore di quella della punta invernale⁴⁶.

10.3. Risultati

Per quanto detto in precedenza (trend di fondo delle ore invernali sostanzialmente stabile a fronte dell’analogo trend relativo alle ore estive, in rapida riduzione nell’ultimo decennio), si conferma per il futuro che per la domanda elettrica la condizione di massimo fabbisogno in potenza appare quella in condizioni di estate “torrida”.

Pertanto, sviluppando per quanto attiene alla domanda elettrica lo **Scenario di sviluppo** - in quanto ritenuto gravoso per il sistema elettrico - si stima per l’anno 2024 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5`430 ore/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 66 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 12 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2013 (v. **Tabella 18**). Nella stessa tabella è riportata – sempre per il 2024 - anche l’ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza, valutata in 61 GW, che è invece correlata all’ipotesi di inverno medio.

Per l’anno 2020 le ipotesi di estate torrida ed inverno medio conducono ad una coppia di valori, rispettivamente 59 e 57 GW. Nella tabella si è riportato, oltre al valore di consuntivo della potenza alla punta 2013, anche quello provvisorio della punta estiva del 2014, anche se inferiore a quello dell’anno precedente.

⁴⁶ Il termine estate torrida (come del resto quella di inverno rigido) è convenzionale e si riferisce non solo, ma principalmente, ad una concomitanza di eventi meteorologici sfavorevoli dal punto di vista qui adottato.

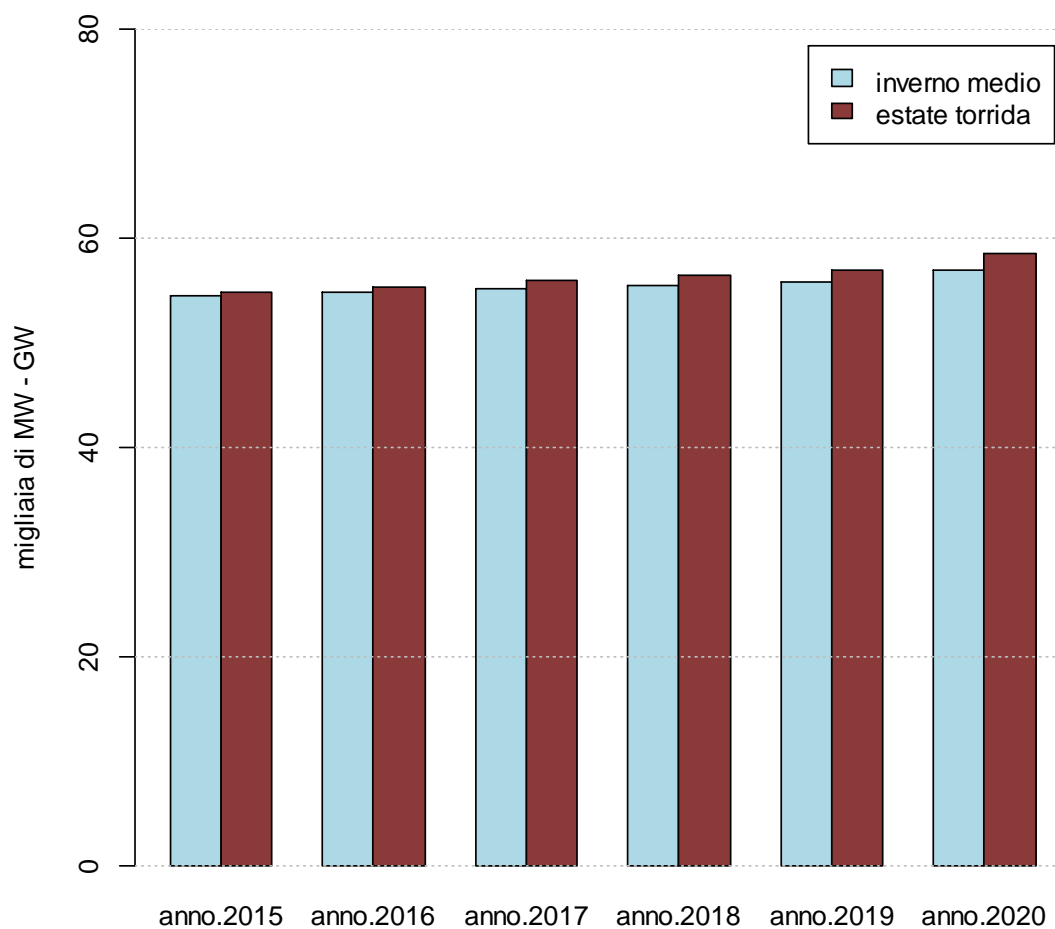
Tabella 18 - Previsione della domanda in potenza: scenario sviluppo

Anno	Carico
2013	53.942 MW
2014 provvisorio (*)	51.550 MW
2020 ipotesi bassa/alta	da 57 a 59 GW
2024 ipotesi bassa/alta	da 61 a 66 GW
(*) Dato riferito al 12 giugno 2014 (ore 12:00)	

Nelle due ipotesi considerate - inverno medio ed estate torrida, relative allo scenario di sviluppo in esame - si riporta inoltre (v. **Figura 26 e Tabella 19**), al fine di soddisfare la richiesta di un dettaglio informativo su base annua - “a valere per un periodo non inferiore ai sei anni successivi”⁴⁷ - la previsione della domanda in potenza alla punta per ciascuno degli anni dal 2015 al 2020.

⁴⁷ Delibera 48/04, articolo 53, comma 4.

**Figura 26 - Previsione della domanda in potenza 2015 - 2020 (GW)
(scenario sviluppo)**



Si rammenta che in **Figura 26** i due istogrammi rappresentati fanno ambedue riferimento allo stesso *Scenario di sviluppo*, declinato nelle due particolari configurazioni “climatiche” convenzionali estreme: l’inverno medio e l’estate torrida (v. anche **Tabella 19**).

Tabella 19 - Previsione della domanda in potenza 2015- 2020 (scenario sviluppo)

	inverno medio	estate torrida
	migliaia di MW (GW)	
2015	54,6	54,9
2016	54,9	55,4
2017	55,2	55,9
2018	55,5	56,4
2019	55,9	56,9
2020	56,9	58,6

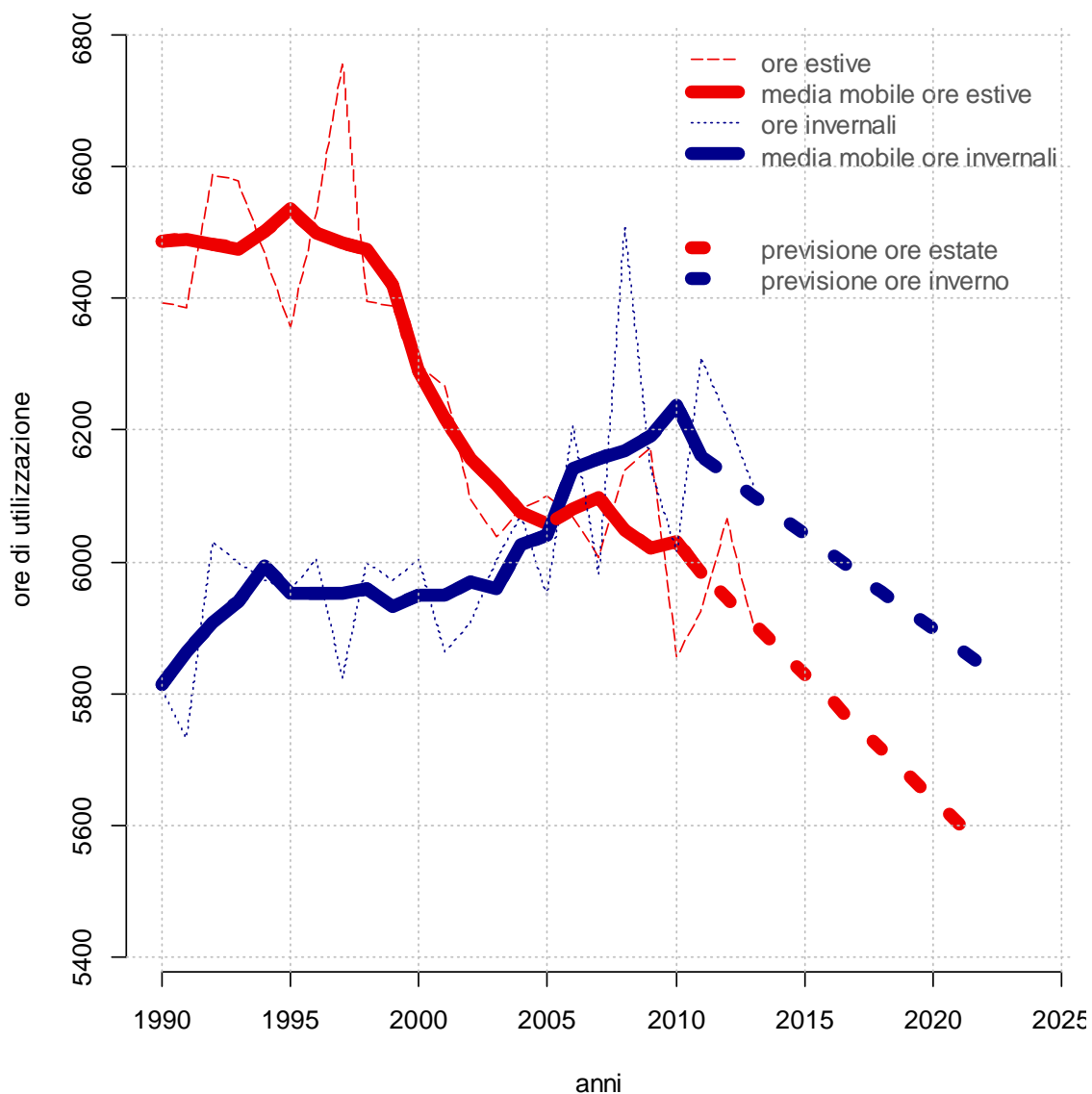
I grafici delle seguenti **Figura 27** e **Figura 28** riassumono quanto detto finora rispettivamente sulla previsione delle ore di utilizzazione della potenza massima in potenza e sul carico.

In particolare in **Figura 27** sono riportati dati di consuntivo (già visti in precedenza) e in previsione delle ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale in Italia fino al 2024.

Dei dati di previsione si riportano solo gli andamenti di fondo relativi alle situazioni più gravose (potenza più elevata/ore di utilizzazione più basse) necessarie alla previsione del carico massimo. Ciò in considerazione della variabilità delle ore di utilizzazione della punta osservata storicamente⁴⁸.

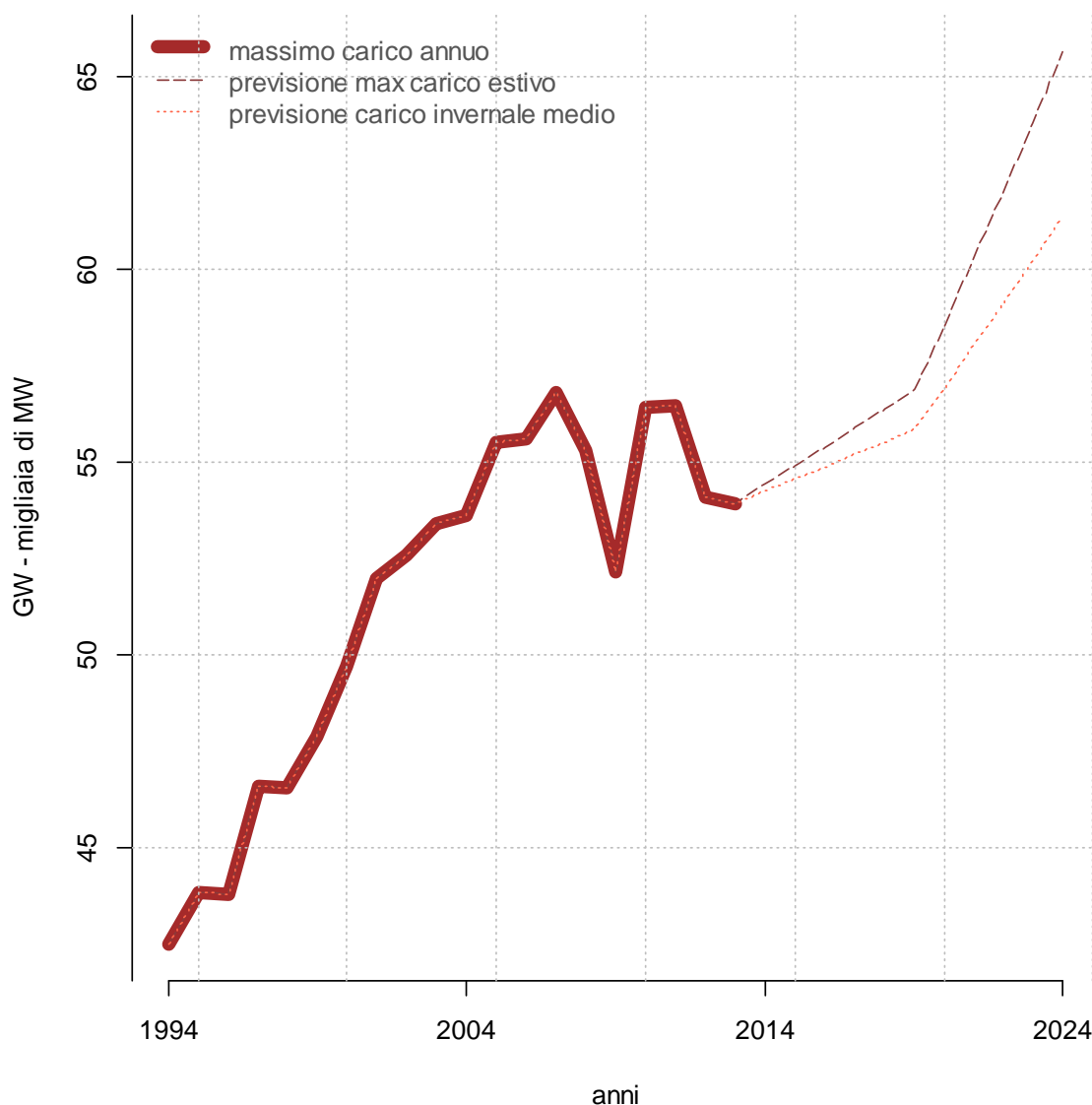
⁴⁸ I dati in previsione vanno considerati tenendo conto dell'andamento storico ($\pm 2 \sigma$). Nel grafico di **Figura 27** è riportata solo la situazione più gravosa, corrispondente a -2σ (trattasi dello scenario di sviluppo).

Figura 27 - Consumitivi e previsioni delle ore di utilizzazione della potenza (scenario sviluppo)



Coerentemente con i dati delle ore di utilizzazione del carico massimo di cui in figura precedente sono ricavati e riportati in **Figura 28** i valori che si riferiscono al carico massimo annuo a consumitivo, fino al 2013, ed in previsione fino al 2024, nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio, corrispondenti ai valori massimi e minimi del campo di variazione della previsione del carico.

Figura 28 - Carico massimo annuo a consuntivo ed in previsione (scenario sviluppo)



Un ulteriore esercizio di previsione è funzionale a determinare il carico agli anni obiettivo in relazione allo **scenario energetico di base** (v. **Tabella 20**). Tale scenario – soprattutto nella situazione di carico inferiore – può risultare anch'esso gravoso per l'esercizio del sistema elettrico.

Tabella 20 - Previsione della domanda in potenza: scenario base

Anno	Carico
2013	53.942 MW
2014 provvisorio (*)	51.550 MW
2020 ipotesi bassa/alta	da 53 a 55 GW
2024 ipotesi bassa/alta	da 51 a 55 GW
(*) Dato riferito al 12 giugno 2014 (ore 12:00)	

11) Stima del fabbisogno di potenza necessario

La Deliberazione 48/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas prevede che, contestualmente alla previsione della domanda di potenza sul sistema elettrico nazionale per un periodo di almeno sei anni, si pubblichi anche, per lo stesso periodo, una valutazione della capacità di produzione complessivamente necessaria alla copertura della domanda prevista, a garanzia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico e degli approvvigionamenti (cfr. Articolo 53, comma 5).

A tale scopo si osserva preliminarmente che nell'analisi del fabbisogno di potenza si utilizzano criteri che valutano l'affidabilità del sistema elettrico, intesa come la capacità di mettere a disposizione dei consumatori l'energia elettrica, nel punto in cui sono e quando ne hanno bisogno, nella forma richiesta (tensione e frequenza) e con la garanzia della continuità del servizio cui hanno diritto.

I sistemi elettrici sono infatti soggetti a guasti e più in generale ad alee (sul carico, dovute a fattori economici e climatici, e sul sistema di produzione⁴⁹ e trasmissione, per indisponibilità delle unità e degli elementi di rete): se

⁴⁹ In particolare le alee sulla produzione idroelettrica ed eolica giocano un ruolo determinante.

ipoteticamente non esistessero alee il sistema sarebbe sempre perfettamente funzionante, a condizione di essere sufficientemente dimensionato.

Nella realtà i guasti sono inevitabili e bisognerebbe investire all'infinito per sopprimerli del tutto, poiché l'investimento marginale per ottenere una riduzione assegnata dei guasti cresce man mano che il livello dei guasti diminuisce. Occorre dunque mediare tra economia e affidabilità, accettando i guasti del sistema elettrico fino a che gli inconvenienti che ne risultano restino a un livello accettabile per i consumatori.

Sono state pertanto effettuate analisi finalizzate a comprendere il margine necessario nel sistema di produzione per garantire un adeguato livello di accettabilità. Tale adeguatezza della generazione del sistema elettrico italiano agli anni 2020 e 2024 è stata valutata in maniera probabilistica (con metodo Monte Carlo), attraverso simulazioni caratterizzate da differenti livelli di generazione installata e diverse composizioni del parco di generazione, tenendo conto quindi delle caratteristiche (taglia degli impianti, combustibile, probabilità di guasto, periodi di manutenzione, ecc.) del parco di produzione esistente e dei nuovi impianti previsti in servizio nei prossimi anni (considerati da un lato tecnicamente più evoluti e dall'altro con una maggiore aleatorietà dovuta alle nuove componenti eolica e fotovoltaica), oltre che di quelli dismessi nel periodo.

Le analisi svolte hanno permesso di stimare gli indici di affidabilità del sistema italiano - modellizzato con un approccio busbar - relativi a *Lack Of Power (LOP)* ed evidenziare il margine di riserva di sistema opportuno. Sono stati quindi calcolati indici di rischio quali il *LOLE (Loss Of Load Expectation)* e il *LOLP (Loss Of Load Probability)*, nonché l'*EENS (Expected Energy Not Supplied)*; in aggiunta è stata valutata la *Riserva di planning*⁵⁰ necessaria per far fronte alla punta di carico.

⁵⁰ Per riserva di planning si intende qui il margine di potenza necessario per far fronte alla punta con la affidabilità richiesta, al netto della potenza installata statisticamente comunque non disponibile alla punta (es. per accordi locali, arresti di lunga durata, indisponibilità per motivi di carattere idrologico, c.li eoliche, ...).

Sulla base delle esperienze internazionali e di recenti studi sull'affidabilità del sistema elettrico italiano, Terna ha definito le soglie limite degli indici di affidabilità entro cui è possibile ritenere il Sistema nazionale affidabile⁵¹:

LOLE ≤ 10 h/anno;

LOLP ≤ 1%;

*EENS ≤ 1 * 10⁻⁵ p.u.*

Dal punto di vista del modello, nelle simulazioni la rete è stata considerata sempre “disponibile” (per evidenziare il fabbisogno solo in termini di capacità di produzione) e non sono stati considerati gli scambi di energia con l'estero, ipotesi da ritenersi conservativa dato l'attuale volume di importazione dell'Italia, ma in linea con l'obiettivo di valutare il grado di autosostenibilità del solo sistema elettrico italiano.

Lo scenario **all'anno 2020** – considerando, oltre gli impianti ad oggi esistenti e le dismissioni, anche quelli che hanno già fatto richiesta di connessione - ha evidenziato una capacità di generazione ampiamente sufficiente a soddisfare il fabbisogno annuale, il cui picco è pari a circa 58 GW, con il dovuto grado di affidabilità: tutti gli indici di rischio sono nei limiti. Con questa disponibilità di generazione si avrebbe una potenza media disponibile alla punta annuale di circa 78-85 GW e una riserva media di planning tra 42 e 55%.

Anche **all'anno 2024** - considerando, oltre gli impianti ad oggi esistenti e le dismissioni, anche quelli in corso di realizzazione e quelli che hanno già fatto richiesta di autorizzazione la cui data di entrata in servizio è prevista entro il 2024 - la capacità di generazione appare sufficiente a soddisfare il fabbisogno annuale, con un picco pari a 66 GW, con il dovuto grado di affidabilità e tutti gli indici di rischio risultano nei limiti. Con questa disponibilità di generazione si avrebbe una potenza media disponibile alla punta annuale di circa 78 - 85 GW e una riserva media di planning ancora dell'ordine del 34 - 46% circa.

⁵¹ Cfr. Terna “Piano di Sviluppo 2013” (v. Bibliografia)

12) Conclusioni

Nelle **Tabella 21** e in **Figura 29** sono in conclusione riepilogate le cifre più significative emerse nel presente lavoro in termini assoluti e di tassi di variazione (CAGR) per gli anni orizzonte:

- *in energia – con l'evidenza dei due scenari proposti,*
- *per il carico nelle condizioni convenzionali medie ed estreme, per i medesimi due scenari in energia*
- *generazione disponibile alla punta.*

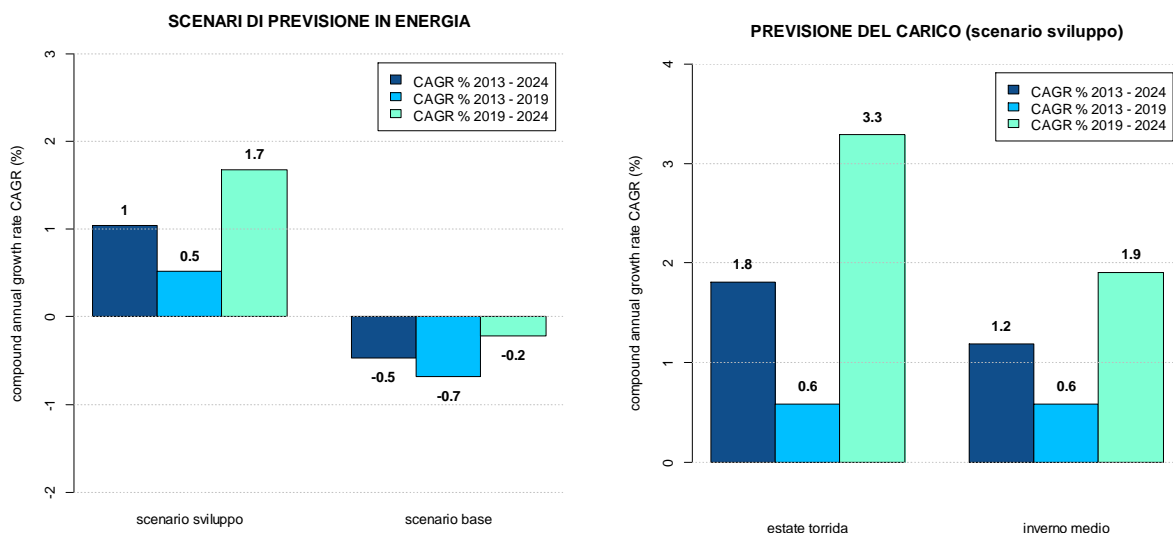
Tabella 21 - Quadro riepilogativo al 2020 e 2024 del processo di previsione

ANNO 2024				
domanda di energia elettrica	scenario di sviluppo		scenario di base	
		357 TWh		302 TWh
domanda di potenza alla punta	inverno medio	estate torrida	inverno medio	estate torrida
	61 GW	66 GW	51 GW	55 GW
generazione disponibile alla punta				
		78 - 85 GW		
ANNO 2020				
domanda di energia elettrica	scenario di sviluppo		scenario di base	
		334 TWh		305 TWh
domanda di potenza alla punta	inverno medio	estate torrida	inverno medio	estate torrida
	57 GW	59 GW	53 GW	55 GW
generazione disponibile alla punta				
		78 - 85 GW		

Nel 2024 la domanda di energia elettrica in Italia raggiungerà i 357 miliardi di kWh nello scenario di sviluppo mentre nello scenario di base, i volumi richiesti sono stati valutati in circa 302 miliardi di kWh.

Sulla base dello scenario di sviluppo, sono costruite le due ipotesi di previsione della domanda di potenza alla punta, allo stesso anno obiettivo. Si tratta di valori compresi tra i 66 GW nella condizione di estate torrida, rappresentativa della punta massima, e i 61 GW nella condizione di inverno medio.

Figura 29 – Riepilogo degli scenari in energia e carico: tassi medi annui di variazione (CAGR)



Il quadro della previsione si completa con le stime relative all'anno intermedio 2020. La domanda elettrica raggiungerà i 334 miliardi di kWh circa nello scenario di sviluppo, mentre nello scenario base sarà contenuta in circa 305 TWh. In corrispondenza dello scenario di sviluppo, il carico atteso sarà

compreso tra 57 e 59 GW, a seconda delle citate condizioni climatiche convenzionalmente definite.

13) Bibliografia

- Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2013 – a cura di TERNA <http://www.terna.it>
- Ministero dello Sviluppo Economico – La nuova Strategia Energetica Nazionale per un'energia più competitiva e sostenibile – Documento per la consultazione pubblica – Settembre 2012
- Nota di aggiornamento al Documento di Economia e Finanza – Consiglio dei Ministri – Roma, 30.9.2014
- Ministero dello sviluppo economico - Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 20 giugno 2009) – Roma, 30 giugno 2010
- Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario. Anni 2013- 2023. (novembre 2013) – a cura Terna www.terna.it
- Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2014 – a cura TERNA
- Ministero dello sviluppo economico – Dipartimento per l'Energia – Statistiche ed analisi energetiche e minerarie - Bilanci Energetici Nazionali – anni vari
- Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32014L0024>.
- Piano d'Azione Italiana per l'efficienza energetica 2014 (PAEE 2014) – Sintesi e Master Plan – luglio 2014 - <http://www.ufficienzaenergetica.enea.it/>
- Bertini, I.; Baldissara, B.; Castellazzi, L.; Gaeta, M. – I Piano d'Azione per l'efficienza energetica – in Energia, Ambiente e Innovazione 1/2012
- CESI – Analisi previsionali di adeguatezza della generazione dei sistema italiano – Milestone 1: Analisi della adeguatezza dello scenario di generazione - settembre 2014
- Jackson, T. – Prosperity without growth – Economics for a Finite Planet – earthscan – London 2011
- EEA European Environment Agency - Achieving energy efficiency through behaviour change: what does it take? – Copenhagen 2013
- Ang, B.W., et al. – Accounting frameworks for tracking energy efficiency trends- in Energy Economics – 2010 Elsevier
- Ayres, R.; Voudouris, V. – The economic growth enigma: Capital, labour and useful energy? – Energy Policy 64 (2014)
- UNEP (2011) Decoupling natural resource use and environmental impacts from economic growth, A Report of the Working Group on Decoupling to the International Resource Panel. Fischer-Kowalski, M., Swilling, M., von Weizsäcker, E.U., Ren, Y., Moriguchi, Y., Crane, W., Krausmann, F., Eisenmenger, N., Giljum, S., Hennicke, P., Romero Lankao, P., Siriban Manalang, A. Sewerin, S.
- EU Commission – Directorate General for Energy – EU Energy trends to 2030 – Update 2010 – Brussels 2010
- EU Commission – Directorate-General for Energy Economic Developments in Europe– 1 /2014
- Unione Petrolifera (UP) - Previsioni di Domanda Energetica e Petrolifera Italiana – 2013 > 2025 – Roma, Marzo 2013
- Confindustria Energia – I dati dell'energia – marzo 2014
- The 2012 EU Reference Scenario – PRIMES model results for the Reference Scenario - Draft results on Energy and CO2 Emissions – a cura di E2MLab of National Technical University of Athens – presentation at 3rd Member State Consultation Meeting – Brussels, December 6, 2012.
- European communication, COM(2014) 15 final of 22/01/2014 - A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030 and the related Impact Assessment 2030
- Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - Energy Roadmap 2050 - COM(2011) 885/2
- Comunicazione della Commissione – Orientamenti relative a determinate aiuti di Stato nell'ambito del sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra dopo il 2012 – Strasburgo, 22.5.2012 C(29012) 3230 final (IT).
- Ets, le linee guida Ue sugli aiuti di Stato agli energivori - in Staffetta quotidiana 22-5-2012
- Direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006. Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea 4/2/2006.
- ENTSO-E - Guidelines for constructing 2030 Visions & 3 and 2020 Expected progress - Version- 7 November 2014
- ISTAT – Nuova serie di Contabilità nazionale, marzo 2014

PROMETEIA – Banche dati e modelli regionali- Bologna, ottobre 2014

Prometeia – Aggiornamento Rapporto di previsione – Ottobre 2014, <http://www.prometeia.it>

Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential – Communication from the EC Commission - SEC(2006) 1173/1174/1175 – Brussels October 2006

Acquirente Unico AU - Rapporto di previsione del mercato tutelato per gli anni 2013, 2014 e 2015 - a cura di AU, Acquirente Unico – Roma, febbraio 2013

European Environment Agency EEA – Looking back on looking forward: a review of evaluative scenario literature – EEA Technical Report No 3/2009.

ENEA – Rapporto Energia e Ambiente - L'Analisi 2009-2010 – Roma, novembre 2012 – http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/doc-rea/2009-2010/REA_200910_L_analisi.pdf

Towards a low carbon future: European Strategic Energy Technology Plan 22.11.2007 – <http://europa.eu>

U.S. Energy Information Administration EIA – Annual Energy Outlook 2012 (with Projections to 2035) – Washington DC, June 2012

OECD/IEA, International Energy Agency – World Energy Outlook 2013 – Paris 2013

OECD/IEA, International Energy Agency – World Energy Model Documentation – 2013 Version - Paris 2013

OCDE/AIE, International Energy Agency – Redrawing the Energy – Climate Map – World Energy Outlook Special Report – Sintesi (Italian Translation) – Paris, 2013

<http://www.worldenergyoutlook.org/energyclimatemap/>

The World Bank - 4° Turn Down the Heat – Why a 4°C Warmer World Must be Avoided – November 2012

S.C. Bhattacharyya; G.R. Timilsina - Energy Demand Models for Policy Formulation – A Comparative Study of Energy Demand Models - The World Bank - March 2009 http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2009/03/17/000158349_20090317093816/Rendered/PDF/WPS4866.pdf

Contaldi, M.; Pantaleoni, M. – Scenari energetici aggiornati. Stima delle emissioni da biomassa – ISPRA – 23 maggio 2012

Commissione Europea – European Economic Forecasts – Autumn 2014, <http://ec.europa.eu/>

OECD Organisation for Economic Co-operation and Development – Economic Outlook No. 93 – May 2013, <http://www.oecd.org/>

Centro Studi Confindustria – Scenari Economici n.18 (Settembre 2014) – <http://www.confindustria.it>

IMF/FMI Fondo Monetario Internazionale – Executive Board Concludes Article IV Consultation with Italy - (September 2014) <http://www.imf.org>

Department of Energy & Climate Change DECC – Energy efficient products – helping us cut energy use – July 2014

Groothuis, P.A. et al. – Do consumers want smart meters? - Economics of Energy & Environmental Policy – Vol. 3 March 2014

Kahn, S. - UK Energy Consumption Statistics Methods - Department of Energy & Climate Change DECC – January 2014

Don't fear growth – it's no longer the enemy of the planet- by C. Huhne – The Guardian 24.8.2014

Hannesson, R. – Energy use and economic growth 1965 – 2012 – in IAEE – 3rd Quarter 2014

EU Commission – Regolamento 801/2013 del 22 agosto 2013 (apparecchiature standby)

Banca d'Italia – Il sistema industriale italiano tra globalizzazione e crisi (in Questioni di economia e finanza, Luglio 2013) – <http://www.bancaditalia.it>

Faiella, I. – The demand for energy of Italian households – in Temi di discussione – Banca d'Italia, n.822 – September 2011

Banca d'Italia – Bollettino economico n.73(Luglio 2013) – <http://www.bancaditalia.it>

Ministero dell'Economia e delle Finanze – Nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza 2014 (Settembre 2014) - <http://www.mef.gov.it>

Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione Generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, il nucleare - ex Divisione II – Produzione elettrica - Rapporto sull'andamento delle autorizzazioni concernenti la realizzazione o il potenziamento di centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW termici (art. 1-quater, comma 8 della Legge 27.10.2003, n. 290) – Agosto 2013 – Febbraio 2014

Le pompe di calore – in Idraulica – Brescia 2007

Impianti a pompe di calore geotermiche – in Idraulica – Brescia 2010

EXXONMOBIL - 2014 The Outlook for Energy: A View to 2040 -

<http://corporate.exxonmobil.com/en/energy/energy-outlook/global-fundamentals>

BP Energy Outlook 2035 – London, January 2014 -

http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/Energy-Outlook/BP_World_Energy_Outlook_booklet_2035.pdf

Senn, L. – *I cambiamenti e il ruolo della mobilità elettrica* – in AEIT numero 11/12 – novembre/dicembre 2013

Kempton, W.; Tomic, J. – *Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue* - *Journal of Power Sources* 2005 – 144(2005) 268-279

Kempton, W.; Tomic, J. – *Vehicle-to-grid power implementation: form stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy* – *Journal of Power Sources* 2005. 144(1), 280-294

Kempton, W.; Dhanju, A. – *Electric Vehicles with V2G* – Windtech International 2006

Guille, C.; Gross, G. – *A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation* – *Energy Policy* 37 (2009)

University Duisburg Essen (coord. Proff, H.; Kilian, D.) – *Competitiveness of the EU Automotive Industry in Electric Vehicles – Final Report - Dec. 2012*

Hennings, W., et al. - *Utilization of excess wind power in electric vehicles* – *Energy Policy* 62 (November 2013)

Jargstorf, J., et al. – *Offer of secondary reserve with a pool of electric vehicles* – *Energy Policy* 62 (November 2013)

Catenacci, M. et al. – *Going electric: expert survey on the future of battery technologies for electric vehicles* – *Energy Policy* 61 (October 2013)

Calnan, P., et al. – *Modelling the impact of EVs on electric generation, costs and CO2 emissions* - *Energy Policy* 61 (October 2013)

Tseng, HK., et al. – *Affordability of electric vehicles for a sustainable transport system: an economic and environmental analysis* – *Energy Policy* 61 (October 2013)

Loisel, R., et al. – *Large-scale deployment of electric vehicles in Germany by 2030: an analysis of grid-to-vehicle and vehicle-to-grid concepts* - *Energy Policy* 65 (February 2014)

Thomas, B.A., et al. – *Should policy-makers allocate funding to vehicle electrification or end-use energy efficiency as a strategy for climate change mitigation and energy reduction? Rethinking electric utilities efficiency programs.* *Energy Policy* 67 (April 2014)

Tirez, A.; Luickx, P. - *Possible use of electric cars as balancing instrument* – CREG – Brussels

<http://www.worldenergy.org/documents/congresspapers/242.pdf>

Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – *Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica* – Roma, luglio 2014

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas – *Delibera 13 luglio 2011 ARG/elt 96/11 – Selezione dei progetti pilota di ricarica pubblica di veicoli elettrici, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10*

Lo Schiavo, L.; Bonafede, D. - *Il ruolo del regolatore per lo sviluppo della mobilità elettrica* – in *L'Energia Elettrica* n. 35 - 2011

ENEL-HUBJECT – *Mobilità elettrica: Enel e Hubject insieme per lo sviluppo dell'eRoamig a livello europeo* – Comunicato Stampa 24 sett. 2014

Caleno, F. et al. - *Il ruolo dei DSO nelle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici* in *L'Energia Elettrica* – n.23 – 2011

The future of cars. Wireless wheels – *Economist* 5.9.2014

Irastorza, V. – *Energy Efficiency Unknowns* – in *Public Utilities Fortnightly* – December 2013

Beckman, K. – *The ineffectiveness of Energy efficiency* – in *European Energy Review* – 23/4/2010
<http://www.europaenergyreview.eu>

Beckman, K. – *Our unpredictable, bright energy future* – in *European Energy Review* – 8/4/2011

Heidel, T.D. et al. – *Gridlock in 2030?* – in *Public Utilities Fortnightly* – January 2012

Sorrell, S.; Dimitropoulos J.; Sommerville M. – *Empirical estimates of the direct rebound effect : A review* – *Energy Policy*, Vol. 37, April 2009

Turner, K. - “Rebound” effects from increased energy efficiency: a time to pause and reflect – in *Energy Journal*, Vol 34 n. 4- 2013

Elettrificazione dei consumi, nuova tariffa e pompe di calore (intervista Walter Grattieri (RSE) – in *QualEnergia* 3/7/2014

D'Ermo, P. (WEC Italia) – *Il quadro energetico dell'Europa nel 2050* - in *Osservatorio Energia AIEE* n.37 – Gennaio 2012

Castellucci, L. – *Le esigenze informative per ambiente ed energia – in XIa Conferenza di Statistica – Roma, febbraio 2013*
World Energy Council WEC – *Policies for the future – 2011 Assessment of country energy and climate policies – London 2011*
Autorità per l’Energia Elettrica e il gas – *Piano strategico per il triennio 2012 – 2014 – Allegato A alla Delibera 308/2012/a del 26 luglio 2012*
ENERDATA – *Global Energy and CO2 Data -*
<http://www.enerdata.net/enerdatauk/knowledge/subscriptions/database/energy-market-data-and-co2-emissions-data.php>
ENERDATA – *EnerFuture – Global Energy Forecast*
Per la banca dati sulle temperature medie mensili: <http://temperaturemie/Default.aspx> (sito riservato)
R Core Team (2014). *R: A language and environment for statistical computing*. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. ISBN 3-900051-07-0, URL <http://www.R-project.org/>.

14)Allegato: Quadro sinottico di recenti studi ed analisi di scenari

Titolo	Energy Technology Perspectives - 2010	Energy Technology Roadmaps
Autore e anno pubblicazione	IEA (International Energy Agency) - 2010	IEA (International Energy Agency) - Al momento sono disponibili le linee-guida relative ai seguenti temi: CCS for Power Generation and Industry, Concentrating Solar Power brochure, Efficient Industry Processes (starting with cement), Electric and Plug-in Hybrid Vehicles, Nuclear Power, Solar Photovoltaic Power brochure, Wind Energy. Altre sono in preparazione.
Riferimenti	http://www.iea.org/techno/etp/index.asp	http://www.iea.org/G8/docs/Roadmaps_g8july09.pdf http://www.iea.org/subjectqueries/keyresult.asp?KEYWORD_ID=4156
Descrizione	Esamina le future possibili opzioni tecnologiche per la generazione elettrica e per i principali settori di uso finale dell'energia. Lo studio descrive la transizione verso un futuro sostenibile e fornisce delle linee-guida (roadmaps) sulle tecnologie al fine di tracciarne l'evoluzione. Sono scenari e non previsioni. Hanno orizzonte 2050 e si riferiscono al mondo.	Sono una serie di lavori, preparati su incarico del G8, che si ricollegano anche ad altri studi IEA e rappresentano una parte di Energy Technology Perspectives - 2010. Lo scopo è di accelerare lo sviluppo di tecnologie energetiche a basso contenuto di carbonio al fine di limitare le emissioni di CO2 al 2050 al 50% di quelle del 2005. Per la loro redazione, la IEA ricorre ad ampie consultazioni di istituti di ricerca e di esperti. Hanno orizzonte 2050 e si riferiscono al mondo.
Contenuto	Si confronta lo Scenario Base (quello di riferimento nel World Energy Outlook 2009, esteso al 2050) con diverse varianti dello scenario Blue Map. Il primo è costruito nell'ipotesi di assenza di nuove politiche energetiche e ambientali mentre gli scenari Blue Map comprendono l'obiettivo del dimezzamento delle emissioni di CO2 legate al consumo di energia.	Ciascuna linea guida identifica le azioni prioritarie per i governi, le industrie, la società civile ed esprime il consensus internazionale riguardo alle tappe dello sviluppo tecnologico, agli aspetti normativi ed agli investimenti necessari.
Risultati	Nello scenario Blue Map il consumo di energia primaria diminuisce di oltre il 25%; le fonti rinnovabili rappresentano il 48% della produzione, il nucleare il 23%; le emissioni di CO2 legate all'elettricità si riducono del 76% ; la quota di prodotti petroliferi nel settore trasporti scende al 50%.	

Titolo	Modelli Primes	Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (Dir 2009/28/CE)
Autore e anno pubblicazione	Università di Atene. Vari anni.	MSE - 30 Giugno 2010
Riferimenti	http://www.e3mlab.ntua.gr/manuals/PRIMSD.pdf ; http://www.e3mlab.ntua.gr/DEFAULT.HTM	http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm
Descrizione	PRIMES is a modelling system that simulates a market equilibrium solution for energy supply and demand in the European Union (EU) member states. The system reflects considerations about market economics, industry structure, energy/environmental policies and regulation. PRIMES is conceived for forecasting, scenario construction and policy impact analysis. Sono modelli di medio-lungo periodo. Sono stati applicati ai Paesi europei.	Dato l'obiettivo nazionale generale di utilizzo delle FER fissato nella Dir 2009/28/CE, il Piano delinea gli obiettivi dei tre settori e la traiettoria di conseguimento (Cap.3) dopo aver presentato due scenari relativi al consumo finale lordo di energia al 2020. Il Piano indica anche le misure per il conseguimento degli obiettivi. L'orizzonte è il 2020.
Contenuto	It is modular and allows either for a unified model use or for partial use of modules to support specific energy studies. The model fully integrates the national within the multinational energy system (for oil refinery, gas supply to Europe and generation and trade of electricity). Demand is evaluated at a national level.	Lo scenario "di riferimento" interpola i valori 2010, 2015 e 2020 dello scenario BASELINE dello studio Primes 2009 e quindi tiene conto solo delle misure di efficienza introdotte fino al 2009. Lo scenario "di efficienza energetica supplementare" è quello dove si conseguono gli obiettivi.
Risultati	Scenario Baseline.	Scenario "di riferimento" e scenario "di efficienza energetica supplementare".

T i t o l o	Ten-year Network Development Plan 2010-2020	ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2011-2025
A u t o r e e a n n o p u b b l i c a z i o n e	Entso-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) - Giugno 2010	Entso-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) - 2011
R i f e r i m e n t i	https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNBP/TYNBP-final_document.pdf	https://www.entsoe.eu/system-development/soaf-2011-2025/
D e s c r i z i o n e	Lo sviluppo della rete a livello pan-europeo deve tener conto della nuova regolamentazione comunitaria e dei collegati Piani d'Azione Nazionali. Non essendo allora disponibili i PAN, il TYNBP fa riferimento al Rapporto Entso-e SAF. Si considera un periodo di dieci anni: 2010-2020.	Preparato su dati raccolti dai TSO/corrispondenti nazionali a fine settembre 2010. Contiene l'analisi dell'adeguatezza del parco di generazione.2011-2025. Ambito ENTSO-E, macro-regioni e nazionale.
C o n t e n u t o	Informazioni sui progetti di investimento di rilevanza europea; previsioni sul sistema di generazione; scenari per domanda di potenza. Tutto ciò a seguito della consultazione degli stakeholder.	Lo Scenario A considera gli impianti che sicuramente verranno realizzati nel periodo e quelli dismessi. Lo Scenario B considera anche gli impianti che ragionevolmente verranno realizzati. Lo Scenario EU 2020 è costruito per soddisfare gli obiettivi 20-20-20. Nelle previsioni di carico e di consumo, molti TSO considerano l'influenza del GDP.
R i s u l t a t i	Si ottiene uno scenario di tipo "bottom-up".	Scenario A - Conservativo e B - Migliore stima. Scenario EU 2020 [v. citazioni nel testo]

Titolo	Roadmap 2050 - Practical guide to a prosperous, low-carbon Europe
Autore e anno pubblicazione	European Climate Foundation (ECF). The Roadmap is based on extensive technical, economic and policy analyses conducted by five leading consultancies: Imperial College London, KEMA, McKinsey & Company, Oxford Economics, and the Office of Metropolitan Architecture, in addition to the involvement of utilities, transmission operators and NGOs (Terna appare tra i soggetti consultati per il primo volume).
Riferimenti	http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf
Descrizione	It is a project in support of the climate and energy goals set by the EU's Heads of State and Government of reducing Europe's GHG emissions by 80-95% by 2050. I prezzi della CO2 si rifanno a quelli IEA-WEO 2009 (Vedi Appendice F). C'è un capitolo dedicato alla Trasmissione.2010-2050. EU27. Sebbene non compaiano i relativi dati, nell'articolazione regionale mostrata nell'Appendice A l'Italia viene considerata insieme a Malta.
Contenuto	The Roadmap examines several decarbonization scenarios for the power sector and, based on a back-casting methodology, sets out the near-term implications of this long-term commitment.
Risultati	Scenario Baseline e tre "Decarbonized pathways scenarios".

Titolo	EU27 - Energy [R]evolution Scenario 2012
Autore e anno pubblicazione	<p>Greenpeace, EREC (European Renewable Energy Council). Ottobre 2012.</p> <p>Created on 13 April 2000, EREC is the organisation of the European renewable energy industry, trade and research associations. EREC represents an industry with an annual turnover of EUR 70 billion and providing over 550.000 jobs. The report was developed in conjunction with specialists from the Institute of Technical Thermodynamics at the German Aerospace Centre (DLR); Utrecht University; University of Technology, Sydney.</p>
Riferimenti	http://www.energyblueprint.info/1638.0.html?&L=0
Descrizione	<p>E' uno studio dedicato all'Unione Europea, con orizzonte al 2050.</p> <p>Two different kinds of scenarios are used here to characterise the wide range of possible pathways for a future energy supply system: a Reference scenario, reflecting a continuation of current trends and policies, and one Energy [R]evolution scenario, which is designed to achieve a set of dedicated environmental policy targets.</p>
Contenuto	<p>I due scenari condividono le ipotesi sulla crescita della popolazione (542 milioni al 2050, fonte Proiezioni UNEP 2010) e del Pil (+1,6% sul periodo 2009-2050).</p> <p>Il Reference scenario si basa sul Current Policies scenario pubblicato dalla International Energy Agency (IEA) nel World Energy Outlook 2011.</p> <p>Nel Reference scenario la domanda di energia primaria aumenta del 5%, fino a toccare quasi i 73mila PJ/a nel 2050. Al contrario, nell'Energy [R]evolution Scenario diminuisce del 35%, portandosi a 45.500 PJ/a nel 2050.</p> <p>Riguardo alla domanda di energia elettrica, nell'Energy [R]evolution Scenario a partire dal 2015 si riduce la domanda dei tre principali settori (industria, residenziale, terziario), ma non la domanda complessiva, che sale a circa 3300 TWh/a nel 2050 a causa della crescita attesa nell'uso dei veicoli elettrici e delle pompe di calore e della richiesta legata alla produzione di idrogeno. La corrispondente domanda di energia elettrica del Reference Scenario è più alta del 16% in quanto mancano i guadagni di efficienza considerati nel [R]evolution Scenario.</p>

T i t o l o	National Policy Statements for Energy Infrastructure
A u t o r e e a n n o p u b b l i c a z i o n e	Department of Energy & Climate Change (DECC) - UK. Luglio 2011. E' un insieme di sei documenti del governo inglese: cinque "technology-specific" ed uno dedicato alle problematiche comuni a più tipi di infrastrutture. I NPS sono stati approvati dalla House of Commons dopo le modifiche introdotte a seguito del processo di pubblica consultazione. I documenti prendono a riferimento le più recenti proiezioni in materia di domanda di energia e di emissioni, che scontano le politiche definite nel Low Carbon Transition Plan e nel Household Energy Management Strategy.
R i f e r i m e n t i	http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/consents_planning/nps_en_infra/nps_en_infra.aspx ; http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/about/ec_social_res/analytic_projs/en_emis_projs/en_emis_projs.aspx
D e s c r i z i o n e	I documenti non rappresentano una programmazione del settore energetico (il cui concreto sviluppo è affidato agli operatori), ma esprimono il quadro di riferimento ossia la strategia nazionale in materia di energia, fornendo una guida alle valutazioni che l'Infrastructure Planning Commission (IPC) dovrà effettuare delle richieste relative ai grandi progetti di infrastrutture energetiche. Lo sviluppo di tali infrastrutture è considerato necessario per conseguire gli obiettivi in materia di politica energetica e di cambiamento climatico, ma vi è ampia consapevolezza che esse comportano degli impatti negativi di cui tener conto e quindi, come richiesto dalla Strategic Environmental Assessment Directive (2001/42/EC), ogni NPS include un ampio capitolo dedicato all' Appraisal of Sustainability. La valutazione è relativa a molti aspetti: clima, flora, fauna, rumore, salute, paesaggio, eguaglianza, ecc. I documenti contengono anche delle considerazioni sulle possibili alternative.
C o n t e n u t o	La definizione di strategie e di scenari energetici deve tener conto degli obiettivi già definiti in materia di emissioni. The Climate Change Act (2008) ha fissato un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, che rispetto al livello del 1990 dovranno scendere almeno del 34% al 2020 e dell'80% al 2050. Il conseguimento di questi obiettivi richiede la disponibilità di nuove infrastrutture energetiche a basso contenuto di carbonio, il cui sviluppo rappresenta l'obiettivo dei vari NPS. L'orizzonte trapiato è il 2025 e il quadro di riferimento in termini di prezzi, domanda energetica, impianti di generazione, ecc. è dato dalle più recenti proiezioni energetiche del DECC. In particolare, per motivi prudenziali, si fa riferimento allo scenario con alti prezzi dei combustibili fossili e del carbonio.
R i s u l t a t i	Per quanto riguarda il settore elettrico, si stima che degli attuali 85 GW di potenza ne verranno dismessi 22 al 2020. Al 2025 la capacità necessaria è valutata in 113 GW (di cui 59 GW di nuova costruzione); oltre il 30% di tale capacità sarà alimentata da fonti rinnovabili. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili, necessario per raggiungere l'obiettivo di una quota di rinnovabile pari al 15% della domanda totale di energia al 2020, spingerà la richiesta di energia elettrica, malgrado l'attuazione di politiche volte ad aumentare l'efficienza energetica. Di conseguenza, al 2025 i consumi finali di energia risulteranno pari a 144,5 milioni di tep, un livello inferiore del 3,4% rispetto a quello del 2009 mentre i consumi finali di energia elettrica sono valutati pari a 29,5 milioni di tep, superiori del 4,0% a quelli del 2009.

Titolo	BP Energy Outlook 2035
Autore e anno pubblicazione	BP - Gennaio 2014
Riferimenti	http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/energy-outlook/outlook-to-2035.html
Descrizione	<p>Il volume contiene la previsione dei trend energetici futuri ritenuti più probabili e dei fattori che possono influenzarli, come la crescita economica e demografica e gli sviluppi tecnologici e delle politiche (energetiche, ambientali, ecc.). Le previsioni sono riferite alle seguenti aree: Nord America, Centro e Sud America, Europa, Paesi dell'ex-Unione Sovietica, Medio Oriente, Africa, Asia Pacifico, OCSE e Paesi non-OCSE. Un capitolo è dedicato all'analisi dell'andamento dei vari combustibili.</p>
Risultati	<p>Lo scenario demografico ipotizza un livello di 8,7 miliardi di persone al 2035; nello stesso periodo (2012-2035), il reddito mondiale cresce del 3,5% medio annuo.</p> <p>La domanda di energia primaria cresce mediamente dell'1,5% l'anno (+1,7% nel periodo 2015-2025 e +1,1% nel successivo decennio). I Paesi non-OCSE a reddito medio e basso rappresentano il 95% della crescita dei consumi energetici.</p> <p>Globalmente, l'intensità energetica diminuisce del 36% tra il 2012 ed il 2035 (-1,9% medio annuo), con una velocità che cresce nel tempo dato che il ritmo di riduzione dopo il 2020 raddoppia rispetto a quello del periodo 2000-2010.</p> <p>I consumi industriali pesano per oltre la metà della crescita dei consumi, ma - con l'esaurirsi dello sviluppo in Cina - il loro ritmo di crescita passa dal +2,6% nella prima decade ad appena il +1,0% nella seconda decade.</p> <p>L'energia primaria utilizzata nella generazione elettrica aumenta sia nelle economie mature sia in quelle in via di industrializzazione, passando dal 42% nel 2012 al 46% nel 2035.</p> <p>Riguardo al fuel mix, si prevedono i seguenti ritmi di crescita per anno: + 0,8% per il petrolio; +1,1% per il carbone e +1,9% per gas. Le fonti fossili resteranno così predominanti al 2035, rappresentando ciascuna di esse il 26-27% del totale combustibili. Il peso del nucleare, dell'idroelettrico e delle rinnovabili sarebbe invece del 5-7% per ciascuna voce.</p> <p>La produzione di origine nucleare è prevista aumentare dell'1,9% annuo, con una crescita concentrata per il 96% in Cina, India e Russia. Le fonti rinnovabili crescono al 6,4% l'anno e la loro quota nella produzione di energia elettrica passa dal 4 a l 14%.</p>

15)Allegato: Nota metodologica sul calcolo del valore aggiunto settoriale

Dopo la revisione generale della contabilità nazionale operata dall'ISTAT, l'intensità elettrica settoriale è espressa in kWh per euro di valore aggiunto (al costo dei fattori) espresso come valori concatenati con anno di riferimento il 2005.

Il passaggio da misure di volume a base fissa (i precedenti valori a prezzi costanti) a misure di volume a base mobile (gli attuali valori concatenati) solleva il problema della mancanza di additività delle serie quando si voglia ottenere il valore di un aggregato dalla semplice somma delle serie elementari, in valori concatenati, che lo compongono.

Attualmente, in si considera una disaggregazione in 16 settori del valore aggiunto totale, mentre l'ISTAT ha pubblicato una ricostruzione aggiornata e molto più dettagliata dei dati dal 1992. Data questa premessa, per ottenere i valori concatenati riferiti ai 16 settori di interesse erano possibili due alternative:

- a) procedere all'aggregazione dei valori settoriali (pubblicati dall'Istat) a valle del processo che consente di ottenere i valori concatenati;
- b) procedere dapprima all'aggregazione dei valori settoriali e poi svolgere la procedura di calcolo dei valori concatenati.

E' stata scelta la seconda alternativa (confortati anche dall'assenso dell'Istat) perché più rispettosa dei principi teorici sottostanti i nuovi metodi di calcolo adottati per la contabilità nazionale.

La procedura è quindi la seguente:

- si considerano i valori aggiunti ai prezzi correnti al maggior livello di dettaglio pubblicati dall'Istat e si aggregano secondo lo schema desiderato;
- la stessa cosa si ripete sui valori aggiunti espressi ai prezzi dell'anno precedente;
- da questi due insiemi di valori si ricavano i tassi annui di crescita in termini reali dei valori aggiunti settoriali;
- dalle variazioni reali si ottiene un indice di quantità per ogni serie settoriale;
- si applica l'indice di quantità al valore monetario di un anno qualsiasi (in questo caso il 2005) ottenendo così, per ogni settore, una serie temporale di valori aggiunti in livello concatenati.