

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN
ITALIA E DEL FABBISOGNO DI POTENZA
NECESSARIO
ANNI 2013 – 2023**

12 novembre 2013

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO
2013 – 2023**

INDICE

1) Introduzione	3
2) Struttura del documento	5
3) Riferimenti normativi	7
4) Contesto energetico	8
4.1. Bilancio Energetico Nazionale - BEN	9
4.2. I Piani d’Azione in Italia	11
4.3. Collaborazione Terna - ISPRA	14
4.4. 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	27
5.3. Sulla relazione tra economia e domanda elettrica	31
5.4. Confronti internazionali sull’intensità elettrica	39
6) Le analisi di scenario europee: le Vision ENTSO-E al 2030	46
7) Considerazioni di sintesi sugli andamenti di lungo periodo (decennali)	48
8) Previsione della domanda elettrica in energia	54
8.1. Previsione per le aree geografiche	60
8.2. Previsione settoriale	62
9) Le previsioni della domanda nei Paesi ENTSO-E	66
10) Previsioni della domanda in potenza	69
10.1. L’evoluzione storica delle ore di utilizzazione	73
10.2. Metodologia di previsione	75
10.3. Risultati	76
11) Le previsioni del carico nei Paesi ENTSO-E	82
12) Stima del fabbisogno di potenza necessario	83
13) Conclusioni	86
14) Bibliografia	89
15) Allegato: Quadro sinottico di recenti studi ed analisi di scenari	92
16) Allegato: Nota metodologica sul calcolo del valore aggiunto settoriale	99

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO
2013 – 2023**

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:

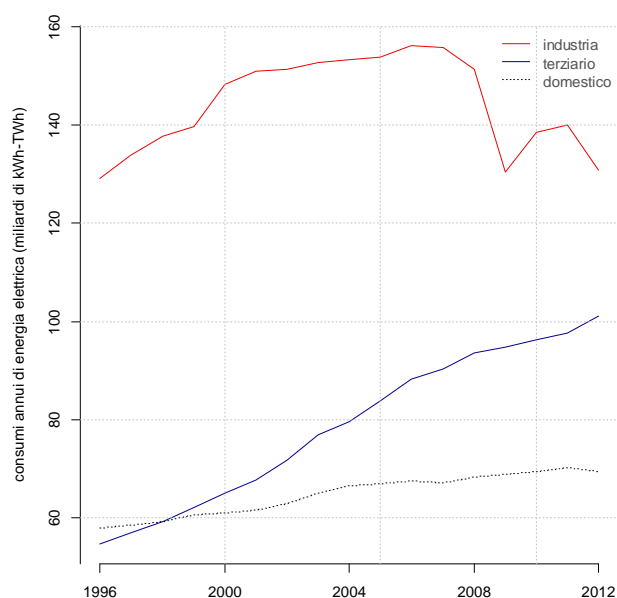
- i) una crescita della domanda di energia elettrica per il prossimo decennio compresa tra uno scenario di sviluppo, che prevede una evoluzione ad un tasso medio annuo del +1,1%, e uno scenario base, in cui si ipotizza una intensità elettrica contenuta, con un tasso di crescita pari a +0,3% medio per anno;***
- ii) correlata allo scenario di sviluppo, una evoluzione della punta di carico ad un tasso medio tra +2,1% e +1,4% p.a.; quanto allo scenario base i tassi di variazione attesi sono compresi tra +1,2% e +0,5% p.a.;***
- iii) si valuta in 83 GW la capacità di generazione disponibile complessivamente necessaria alla copertura del carico massimo nel 2023.***

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

Di seguito alcuni elementi di novità sulla domanda di energia elettrica e sugli usi finali che saranno nel seguito approfonditi:

in atto potenti cambiamenti strutturali della domanda

il diminuire della domanda complessiva di energia elettrica del 2012, -1,9% rispetto al 2011, interrompe la fase di recupero degli anni 2010 e 2011 successiva alla straordinaria flessione del 2009. Pertanto, il ritorno ai livelli di domanda del 2007-2008 precedenti la crisi, si allontana nel tempo, anche alla



luce degli andamenti in flessione della richiesta mensile di energia elettrica già registrati nei primi nove mesi del 2013.

Come nel 2009 (v. figura a lato), anche nel 2012 è la componente industriale della domanda che è responsabile dell'andamento recessivo complessivo. La flessione dei consumi dell'industria, insieme con gli andamenti del settore terziario –

che rimangono in linea con i profili di crescita di lungo periodo – sembra indirizzare la dinamica complessiva dei consumi elettrici verso un cambiamento strutturale. Tale tendenza, da verificare nei prossimi anni, avrà effetti importanti nel settore elettrico.

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 di medio periodo, che nel presente documento riguardano l'anno 2023, sono stati aperti fin dal 2012 nuovi canali

di collaborazione, in particolare con l’Agenzia ISPRA, che detiene una profonda conoscenza in materia di modellistica energetica, al fine di fornire orientamenti per il lungo termine. Nel seguito alcune prime indicazioni, frutto di tale collaborazione.

elettrificazione della domanda energetica

l’ampliamento degli orizzonti negli scenari di previsione e le nuove applicazioni concepite per l’utilizzazione del vettore elettricità, ad esempio l’auto elettrica, 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. Su questo aspetto, i lavori dell’OECD/IEA (v. nel seguito) rappresentano il *benchmark* a livello internazionale;

smart grids

il processo di costruzione dell’architettura di una smart grid ha subito in Italia una accelerazione in seguito al sostanziale completamento della installazione sull’utenza domestica di ***smart meters***, elemento fondamentale di una rete siffatta. In prospettiva, le smart grids consentono una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili non modulabili, un contributo alla limitazione dei picchi di carico, una partecipazione attiva e più capillare al mercato elettrico.

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:

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 nazionali della domanda in energia* (par. 8), illustrando e riportando le grandezze (*prodotto interno lordo e intensità elettrica*) utilizzate nell'ambito di tali previsioni. 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*.

- 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. Nel successivo paragrafo 11 è presentata una panoramica delle *previsioni del carico di alcuni Paesi europei*, sempre di fonte ENTSO-E.

Dalla previsione della domanda in potenza di cui al par. 10, si passa quindi alle *previsioni del fabbisogno di potenza* necessario (par. 12), sulla base degli indici di qualità del servizio definiti da Terna e coerenti con gli standard internazionali.

Seguono le *conclusioni* (par. 13) 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 2023. Il presente documento è chiuso utilizzando dati ed informazioni disponibili al 7 novembre 2013.

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;*
- *Delibera 48/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che stabilisce (Articolo 53, comma 4) l'elaborazione e la pubblicazione entro il 30 settembre [...] 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. Successivamente, il

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

⁵ Cfr.: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=%2bntTpms5Tpw%3d&tabid=106&mid=189>

parere di una rilevante **Agenzia italiana** e di una autorevole **Agenzia internazionale**, consentiranno di ampliare l'orizzonte degli scenari, traducendo in modo strutturato le **vision** di lungo e lunghissimo termine,

4.1. Bilancio Energetico Nazionale - BEN

Stando alle indicazioni provvisorie dei primi tre trimestri dell'anno, anche il contesto energetico nel 2013 non appare fin qui intonato in modo positivo (v.

Tabella 1):

Tabella 1 - Andamento principali fonti energetiche: gennaio-ottobre 2013

Fonte	gennaio - ottobre 2013/ gen-ott 2012
	variazione %
gas naturale [consumo interno lordo] (*)	-8.6% (^)
energia elettrica [richiesta] (**)	-3.6%
prodotti petroliferi [totale consumi] (*)	-6.1% (^^)
<i>(*) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico - Dipartimento per l'Energia - Statistiche ed analisi energetiche e minerarie</i>	
<i>(**) Fonte Terna</i>	
<i>(^)</i> Dato gennaio-agosto.	
<i>(^^)</i> Dato gennaio-settembre	

Per quanto riguarda in particolare la domanda di energia elettrica, nel 2012 i volumi di energia elettrica richiesti in Italia sono stati pari a 328,2 miliardi di kWh, in flessione del -1,9% rispetto ai volumi del 2011. Tale risultato è il secondo risultato negativo negli ultimi quattro anni, dopo la profonda flessione del 2009 (-5,7% rispetto al 2008), ed al buon recupero nel 2010, +3,2% rispetto all'anno precedente, ed ancora nel 2011: +1,3% rispetto al 2010 (complessivamente 2012 vs 2007: -3,4%).

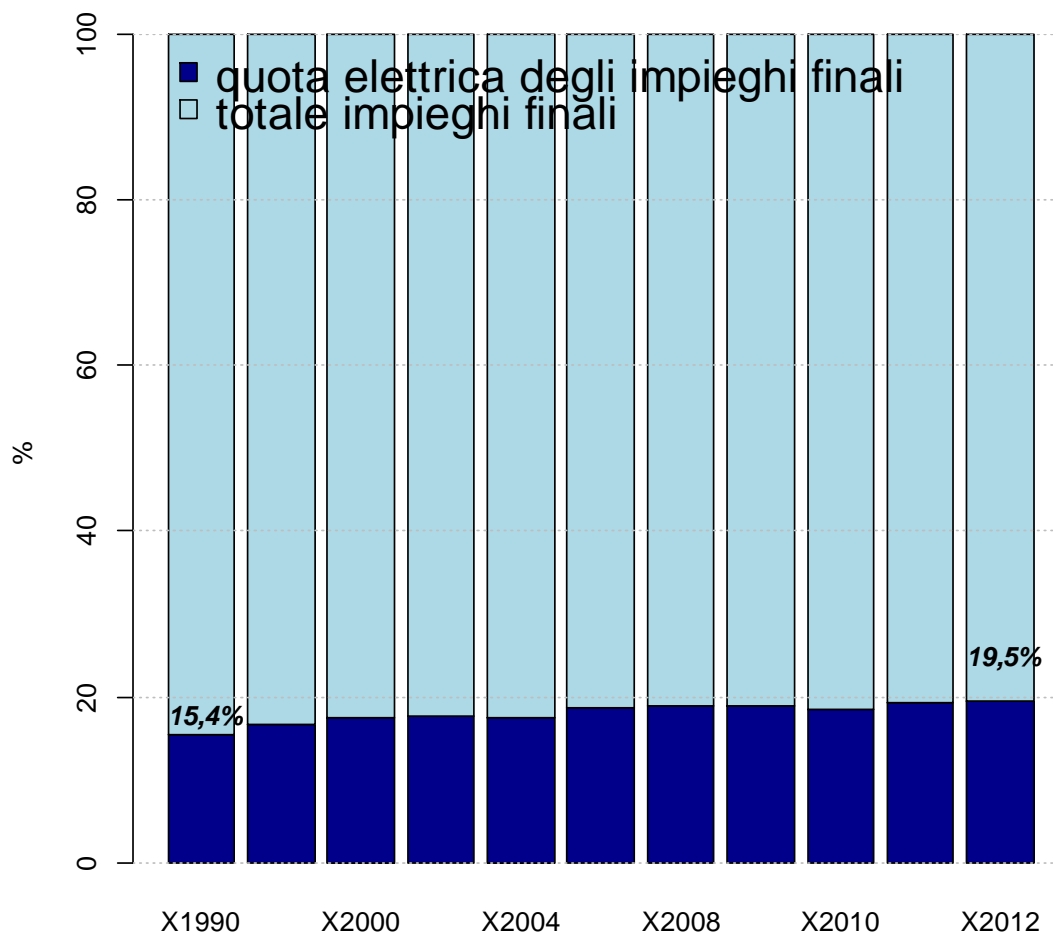
Il **Bilancio Energetico Nazionale** (BEN⁶) è lo strumento per analizzare il settore dell'energia in Italia ed il rapporto tra le singole fonti, anche nella prospettiva strategica trattata nella nuova SEN.

Tra le molte informazioni disponibili a consuntivo nel BEN, emerge che il totale degli impieghi finali soddisfatto con energia elettrica mostra una crescita regolare. In **Figura 1** sono riportati gli andamenti dal 1990 al 2012⁷ del totale degli impieghi finali, ***cresciuti nel periodo di circa 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. Per i dati degli anni '90 la fonte è: ENI/ENEL Rapporto Energia 1992

⁷ Dati provvisori

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



Nel contesto di crescita del totale degli impieghi finali, in poco più di vent'anni si è osservato in Italia un incremento di oltre quattro punti percentuali della quota degli impieghi finali elettrici. Nel 1990 la quota di impieghi finali soddisfatta col vettore elettrico rappresentava il 15,4% del totale; tale quota era salita al 19,5% nel 2012.

4.2.1 Piani d'Azione in Italia

In Italia sono due gli ambiti di interesse dei Piani d'Azione governativi in relazione con altrettante disposizioni contenute in Direttive dell'Unione.

La Direttiva 2006/32/CE, ha infatti comportato l'elaborazione del Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica (PAEE) – predisposto da ENEA e Ministero Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e pubblicato negli anni 2007 e 2011 - mentre la Direttiva 2009/28/CE è stata recepita nel Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PAN) diffuso nel 2010 dal Ministero per lo Sviluppo Economico.

Al di là del contributo normativo in senso stretto, i due Piani d'Azione interessano le previsioni della domanda elettrica sotto molteplici punti di vista. Il PAN – di cui nel seguito si danno cenni di maggior dettaglio – ha consentito, già nella edizione delle previsioni degli anni scorsi, di confrontare negli anni obiettivo le aspettative della domanda di energia elettrica, ricavandone l'impressione di una sostanziale congruenza. Quanto al PAEE, risultano illuminanti le valutazioni ex-post dei risparmi energetici conseguiti e le proiezioni per i prossimi anni. Sul risparmio energetico annuo complessivamente ottenuto nel 2010 in tutti i settori, quantificato nel Piano in 47.711 GWh⁸, il residenziale e il terziario conseguono una quota di risparmio pari al 76% circa del totale.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato alla Commissione Europea il Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN), come disposto dalla Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

La Direttiva *“fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia”*, obiettivo che per l'Italia è pari al 17% nel 2020 (nel complesso, a livello di Unione Europea, l'obiettivo è pari al 20%) e stabilisce che ogni Stato adotti un Piano di azione nazionale che, al fine di conseguire l'obiettivo posto dalla Direttiva, fissi gli obiettivi nazionali in termini di quote di fonti energetiche rinnovabili al 2020 nei seguenti settori: elettricità, trasporti, riscaldamento e raffrescamento.

⁸ Si intende risparmio energetico annuo complessivo per i settori residenziale, terziario, industria e trasporti nel 2010.

Al fine di determinare la quota complessiva di cui in precedenza, il Piano d'azione presentato dal Ministero contiene pertanto anche una stima del *consumo finale lordo di energia*, totale e per i tre settori individuati dalla Direttiva (elettricità, trasporti, riscaldamento e raffrescamento) per il periodo 2010-2020.

Le stime sono espresse per due i scenari:

- “di riferimento”
- “di efficienza energetica supplementare”.

Il primo è costruito tenendo conto solo delle misure in materia di efficienza energetica e di risparmio energetico adottate prima del 2009 mentre il secondo scenario ipotizza uno sforzo supplementare sull'efficienza energetica, che porta ad un minor valore del consumo finale lordo totale di energia. L'incidenza delle fonti rinnovabili, come da Direttiva 28/2009, va calcolata sul valore del consumo totale lordo di energia.

In **Tabella 2** sono riportate alcune cifre significative relative al consumo finale lordo totale ed elettrico, tratte dagli scenari del PAN⁹.

Tabella 2 - Gli scenari energetici PAN al 2020

	2010	2020	<i>t.m.a %</i>
PAN (MSE)			
Consumo finale lordo di energia totale (ktoe)			
Scenario di riferimento	134 643	145 566	0.8
Scen. di efficienza en. supplementare	131 801	133 042	0.1
Consumo finale lordo di energia elettrica (ktoe)			
Scenario di riferimento	29 505	35 034	1.7
Scen. di efficienza en. supplementare	30 704	32 227	0.5

⁹ Per la conversione da unità elettriche ad energetiche si utilizza il coefficiente 11,63 MWh/toe (fonte ENEA)

Tra le informazioni che si possono ricavare, si può notare dai tassi medi di crescita che in entrambi gli scenari proposti nel PAN il consumo finale lordo di energia elettrica¹⁰ cresce più velocemente di quello dell'energia totale. Anche in questa *vision* cioè viene condiviso il principio – in precedenza menzionato come elettrificazione della domanda energetica – che suggerisce un maggiore utilizzo relativo di tale forma di energia (ossia un aumento della cosiddetta penetrazione elettrica). Peraltro, dal confronto effettuato nelle precedenti edizioni tra la previsione PAN relativa all'energia elettrica e le previsioni di Terna, era emersa una sostanziale congruenza nei valori assoluti al 2020, rispettivamente tra lo scenario di riferimento PAN e lo scenario di sviluppo elaborato da Terna, da un lato, e dall'altro tra lo scenario cd. di efficienza energetica supplementare PAN e scenario base di Terna.

4.3. Collaborazione Terna - ISPRA

Nel 2013 è proseguita la collaborazione con ISPRA, Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale¹¹, avviata nel 2012 per la definizione di scenari di lungo termine relativi alla domanda di energia elettrica al 2030 e in prospettiva al 2050. Tali scenari, elaborati utilizzando un modello della famiglia *MARKAL-Times*, consentono di definire la domanda energetica ed in particolare elettrica per i quattro grandi settori di consumo: residenziale, terziario, trasporti e industria.

In particolare, sono analizzati – oltre uno Scenario Base¹² - uno scenario cosiddetto “Alta domanda” ed uno scenario cd. “Alta efficienza”. Nel secondo si ipotizza, in particolare per i settori civili, una sostituzione accelerata delle apparecchiature esistenti a favore di quelle ad efficienza energetica più alta mentre nel primo il processo di rinnovo è più graduale, includendo anche una quota di apparecchiature con efficienza media.

¹⁰ Il consumo finale di energia elettrica è dato dal consumo interno lordo di energia elettrica diminuito del consumo del settore energetico..

¹¹ L'Istituto è vigilato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

¹² Scenario tendenziale cd. “a legislazione vigente”.

Il modello energetico-ambientale, di tipo tecnologico “bottom-up”, valuterà quindi l’impatto sui consumi elettrici dell’evoluzione delle tecnologie utilizzate e della loro diffusione, ivi compresa la complessa interazione tra distinti settori energetici, elementi che risentono non solo del progresso tecnico ma pure della Regolazione in materia, a livello nazionale e Comunitario.

I cambiamenti tecnologici potranno agire in modo diretto nel contenimento dei consumi finali, in particolare elettrici, grazie alla maggiore efficienza energetica che caratterizza le apparecchiature più moderne. Le nuove tecnologie potranno avere viceversa impatto di segno opposto, a causa di effetti di sostituzione tra fonti energetiche o del diffondersi di nuove applicazioni, come ad esempio le automobili elettriche.

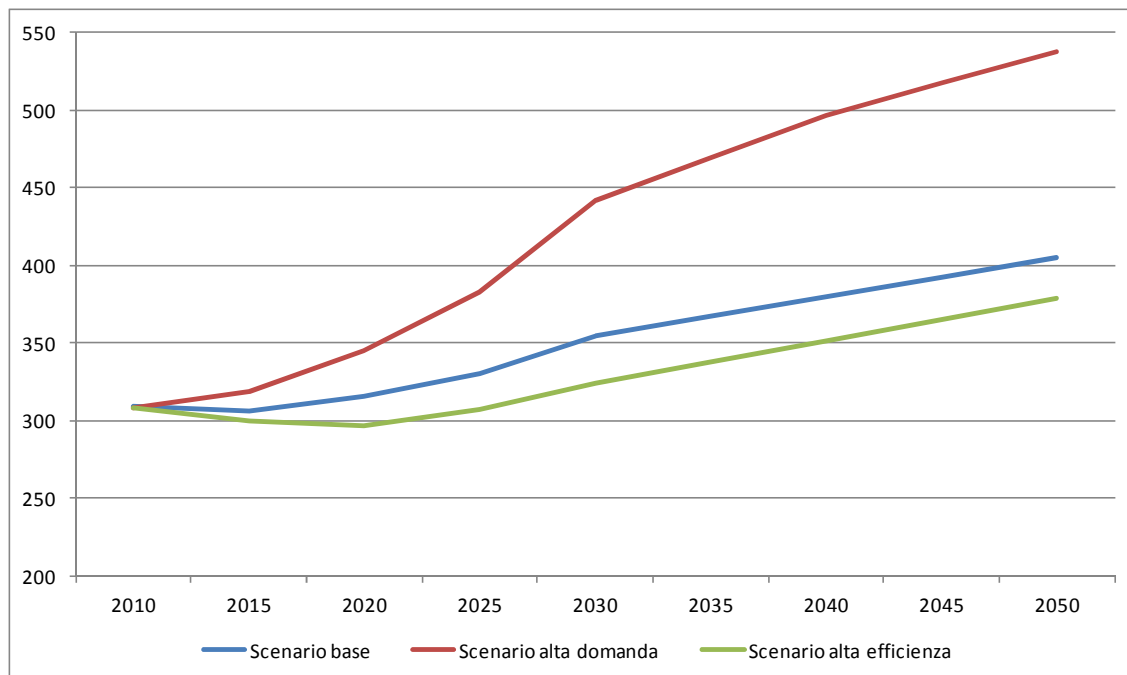
Il modello ottimizzerà l’efficienza energetica anche su una base economica, tenendo conto delle attese sui prezzi internazionali dei prodotti energetici adottate dalla Commissione Europea.

Nella **Figura 2** viene in anteprima mostrato un esito di tale collaborazione in termini di consumi finali¹³ di energia elettrica a livello nazionale, fino all’orizzonte del 2050¹⁴.

¹³ Il consumo finale di energia elettrica è dato dal consumo interno lordo di energia elettrica diminuito del consumo del settore energetico.

¹⁴ La diffusione completa del rapporto finale, incluse le definizioni adottate, avverrà quanto prima.

Figura 2 - Scenari ISPRA: consumi finali di energia elettrica in Italia (miliardi di kWh - TWh)



Si segnala che lo scenario “alta domanda” incorpora anche i consumi risultanti da ipotesi di diffusione di auto elettriche e di pompe di calore per riscaldamento, sia nel residenziale che nel terziario. Questi tre nuovi “mercati” per l’energia elettrica presentano consumi pari a 15, 40 e 60 TWh rispettivamente nel 2020, 2030 e 2050”.

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

Le elaborazioni curate annualmente da *OECD/International Energy Agency* e pubblicate nel *World Energy Outlook 2012*, 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. Un ulteriore

documento IEA¹⁵ ha tuttavia evidenziato un aspetto critico finora trascurato: di fronte al peggioramento del clima economico internazionale, le agende politiche dei governi metterebbero in secondo piano l'impegno sulle tematiche ambientali¹⁶.

Nel WEO 2012 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 adottare¹⁷.

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 2010-2030 ed anche per l'intero periodo 2010-2035 (v. **Tabella 3**). A livello mondiale e ragionando sull'intero periodo, si osserva infatti - ad esempio nello scenario a politiche correnti - 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. La prospettiva non è dissimile negli altri scenari.

¹⁵ <http://www.worldenergyoutlook.org/energyclimatemap/>

¹⁶ V. ad es. "What you won't hear in Davos" – by Butler, N. – Financial Times 24.1.2013

¹⁷ 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). Tale concentrazione consentirebbe di limitare l'innalzamento della temperatura del pianeta ad un livello ritenuto sostenibile, cioè al massimo entro i +2°C. Si riporta anche l'ulteriore scenario "New Policies Scenario" che appare intermedio fra i due precedenti ed in sostanza il più credibile.

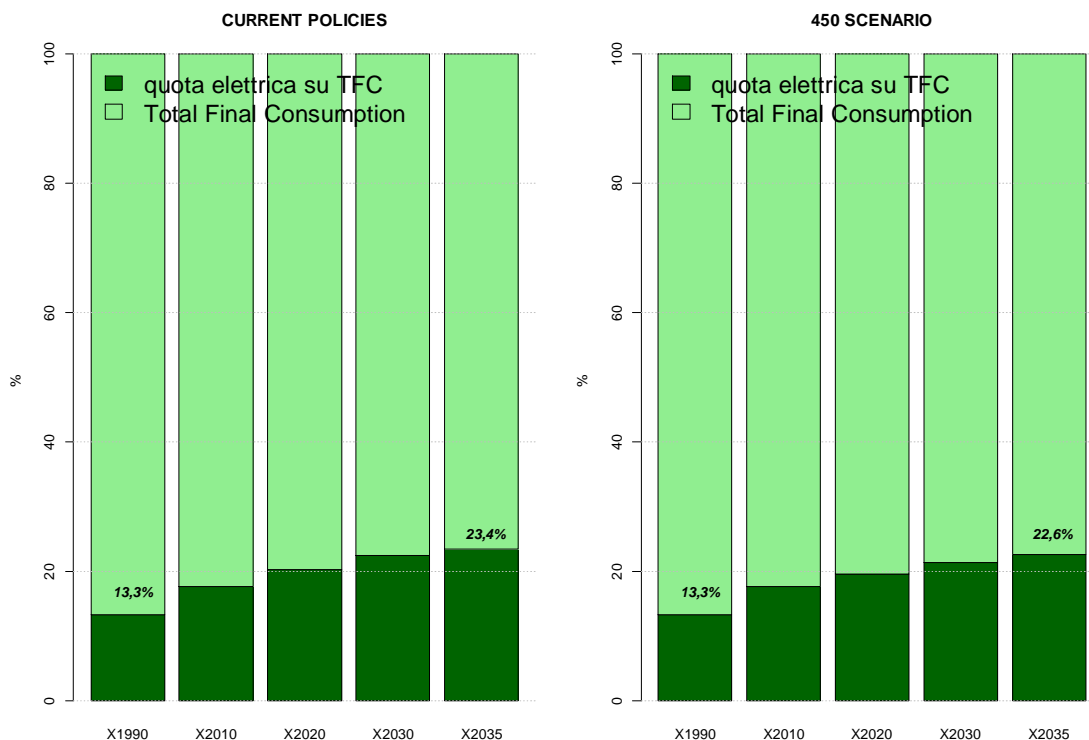
Tabella 3 - Gli scenari IEA al 2030 e 2035 per il mondo

SCENARI PER MONDO						
		New Policies	450	Current Policies	unità di misura	
CONSUMI FINALI TOTALI (TFC) PER MONDO	2010	8.678			Mtoe	
	2030	11.241	10.227	11.805	Mtoe	
	tasso medio annuo di variazione					
	CAGR 2010-2030	1,3%	0,8%	1,6%	%	
di cui: CONSUMI FINALI ELETTRICI MONDO	2010	1.537			Mtoe	
	2030	2.463	2.195	2.650	Mtoe	
	tasso medio annuo di variazione					
	CAGR 2010-2030	2,4%	1,8%	2,8%	%	
di cui: CONSUMI FINALI ELETTRICI MONDO	2010	1.537			Mtoe	
	2035	2.676	2.347	2.933	Mtoe	
	tasso medio annuo di variazione					
	CAGR 2010-2035	2,2%	1,7%	2,6%	%	

Elaborazioni su dati OECD/IEA - World Energy Outlook 2012 - 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 3**, ove sono riportati lo scenario a politiche correnti e quello 450. Si osserva che la quota dei consumi finali elettrici passa dal 13,3% del 1990 al 23,4% del 2035, per lo scenario a politiche correnti e al 22,6% nello scenario 450.

Figura 3 - Evoluzione attesa della quota elettrica su TFC nel mondo



Una analoga serie di considerazioni è legata alle attese sulla domanda energetica nell'aggregato UE (v. **Tabella 4**). 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 comportano tassi medi annui attesi inferiori a quelli stimati a livello mondiale e talvolta negativi. 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 2010-2035 la crescita del TFC è attesa a +0,4% p.a. mentre quella dei consumi finali elettrici è due volte e mezza superiore, +1,0% all'anno. Si osserva inoltre come nello scenario 450 i consumi finali totali attesi siano inferiori a quelli del 2010 (t.m.a. - 0,3%); viceversa, per quanto ai consumi finali elettrici si nota, anche in questo scenario un contenuto andamento crescente (t.m.a. +0,4% nel periodo 2010-2035).

Tabella 4 - 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	2010	1.194				Mtoe
	2030	1.218	1.114	1.281		Mtoe
	tasso medio annuo di variazione					
	CAGR 2010-2030	0,1%	-0,3%	0,4%		%
di cui: CONSUMI FINALI ELETTRICI EU	2010	244				Mtoe
	2030	281	267	299		Mtoe
	tasso medio annuo di variazione					
	CAGR 2010-2030	0,7%	0,5%	1,0%		%
ELETTRICI EU	2010	244				Mtoe
	2035	288	272	312		Mtoe
	tasso medio annuo di variazione					
	CAGR 2010-2035	0,7%	0,4%	1,0%		%

Elaborazioni su dati OECD/IEA - World Energy Outlook 2012 - Annex A

Occorre naturalmente tenere conto che quanto osservato a livello di *Unione Europea*¹⁸ non è direttamente mutuabile per il nostro Paese, per il quale non sono pubblicate specifiche elaborazioni, ma è tuttavia molto indicativo, soprattutto se si osserva l'andamento della quota dei consumi finali elettrici sul totale TFC (v. **Figura 4**). Limitandosi al periodo a consuntivo, 1990 – 2010, si osservano andamenti crescenti corrispondenti a quelli già segnalati in precedenza a proposito del Bilancio Energetico Nazionale dell'Italia (v. **Figura 1**).

¹⁸ 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.

Figura 4 - Evoluzione attesa della quota elettrica su TFC nella UE



In previsione la quota della domanda finale elettrica nei due scenari di **Figura 4** sale al 2035 al 23,9% ed al 24,7%, rispettivamente nello scenario Current Policies e nello Scenario 450.

Proprio l'evidenza che la maggior quota di consumi finali elettrici è ipotizzata nello scenario più sostenibile (450 Scenario), si presta a considerazioni ulteriori. La *vision* che viene sottintesa nel rapporto WEO dell'OECD/IEA è quella in cui nei Paesi UE, in virtù delle azioni coordinate promosse dagli Organismi Comunitari, ci sarebbe una relazione diretta tra incremento della quota dei consumi elettrici e le misure di policy propedeutiche agli obiettivi di sostenibilità ambientale.

In conclusione si può ancora una volta constatare che nella visione IEA il passaggio al vettore elettrico di una parte dei consumi finali totali garantisce nel lungo termine l'ottenimento di un contenimento delle emissioni di CO₂ ad un

livello considerato sostenibile. Come visto, la *vision IEA sottintende un principio di elettrificazione della domanda energetica*.

Senza appesantire ulteriormente il testo, si rimanda alla esaustiva ed articolata analisi comparativa presentata nel paragrafo **15**), 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 2013 dovrebbe segnare la fine della fase recessiva iniziata sul finire del 2011 e che ha seguito, in modo ravvicinato, la precedente del biennio 2008-2009. La forza dell'impatto negativo che si è prodotto sulle numerose economie coinvolte condiziona l'andamento della ripresa, mettendo a rischio il recupero dei livelli pre-crisi nei tempi (intorno ai due anni) mediamente sperimentati negli episodi passati.

L'economia italiana deve colmare una serie di distanze rispetto ai livelli massimi toccati prima della crisi; a titolo di esempio, si può considerare che a metà anno 2013 il Pil reale risultava inferiore del 9%, i consumi delle famiglie dell'8% e la produzione industriale del 25%.

Alcuni indicatori mostrano però un'inversione di tendenza positiva: l'indice PMI¹⁹ manifatturiero ha superato la "soglia critica"; il miglioramento dei

¹⁹ PMI: *Purchasing Managers Index* (indice dei direttori degli acquisti). L'indice sintetizza le opinioni riguardo vari aspetti degli andamenti aziendali (produzione, ordini, occupazione, prezzi pagati e ricevuti, ecc.) ed è considerato un buon indicatore dell'andamento della congiuntura.

giudizi sugli ordini si sta estendendo anche a quelli interni dopo essersi verificato già da qualche mese per quelli esteri; in miglioramento anche il clima di fiducia delle famiglie. Note positive vengono anche dal contesto internazionale, dove le economie avanzate stanno sperimentando una ripresa moderata, in particolare negli Stati Uniti, in Giappone e nel Regno Unito.

L'Area dell'euro, che pure è uscita dalla recessione, segue con un certo ritardo il ciclo delle altre economie industrializzate, diversamente da quanto accaduto nel biennio 2008-2009. La crisi attuale, caratterizzata da una forte contrazione della domanda interna, ha determinato una minore crescita dell'8% rispetto agli USA.

Permangono le differenze nelle priorità che guidano le politiche economiche nelle due aree: in Europa l'attenzione è rivolta principalmente al riequilibrio dei conti pubblici mentre negli USA l'obiettivo primario è la crescita dell'economia.

Per l'immediato futuro si evidenziano delle forze favorevoli al recupero economico, rappresentate dall'accelerare della crescita dei Paesi emergenti e quindi del commercio mondiale, dal ritorno intorno ai 100 dollari al barile del prezzo del petrolio, dal rinsaldarsi della crescita negli Stati Uniti, che potrebbe avvicinarsi al +3% il prossimo anno. L'Area dell'euro potrebbe così sperimentare un aumento del prodotto interno lordo dell'1% nel 2014²⁰.

In prospettiva, miglioramenti dovrebbero derivare anche dal nuovo orientamento di politica di bilancio a livello europeo: deviazioni temporanee agli obiettivi di medio termine sono ammesse per i Paesi non coinvolti dalle procedure per deficit eccessivo purché riguardino investimenti pubblici produttivi cofinanziati dall'UE.

In Italia, dopo un biennio di contrazione, il Pil dovrebbe tornare a crescere nel 2014 (v. **Tabella 5**), spinto dalle esportazioni, che si confermano come la principale fonte di sostegno all'aumento del Pil, e dalla produzione volta ad accrescere le scorte di magazzino. I consumi finali nazionali restano al contrario negativi per la riduzione del reddito disponibile delle famiglie e per i vincoli ai consumi pubblici imposti dal Patto di stabilità europeo.

²⁰ Fonte Confindustria e Prometeia

I possibili rischi insiti nella previsione comprendono: la possibilità di un riacutizzarsi delle tensioni geopolitiche nel Medio Oriente; una rivalutazione eccessiva dell'euro che danneggerebbe le esportazioni extra-area UEM e, a livello nazionale, il permanere delle difficoltà nella concessione di credito a imprese e famiglie ed il prolungarsi della fase di instabilità politica.

Passando allo scenario di lungo periodo, il principale dato da considerare è l'effetto che la crisi ha determinato sul prodotto potenziale dell'Italia. Le metodologie di stima sono diverse, ma i vari Istituti concordano da tempo nel ritenere che la fase recessiva abbia prodotto effetti parzialmente permanenti sul potenziale produttivo nazionale.

La caduta della domanda interna, infatti, ha toccato profondamente anche le imprese esportatrici il cui fatturato, secondo i dati ISTAT, si compone di vendite sul mercato interno per oltre il 65%. Molte di queste imprese sono cessate a seguito di problemi finanziari oppure hanno delocalizzato i loro impianti.

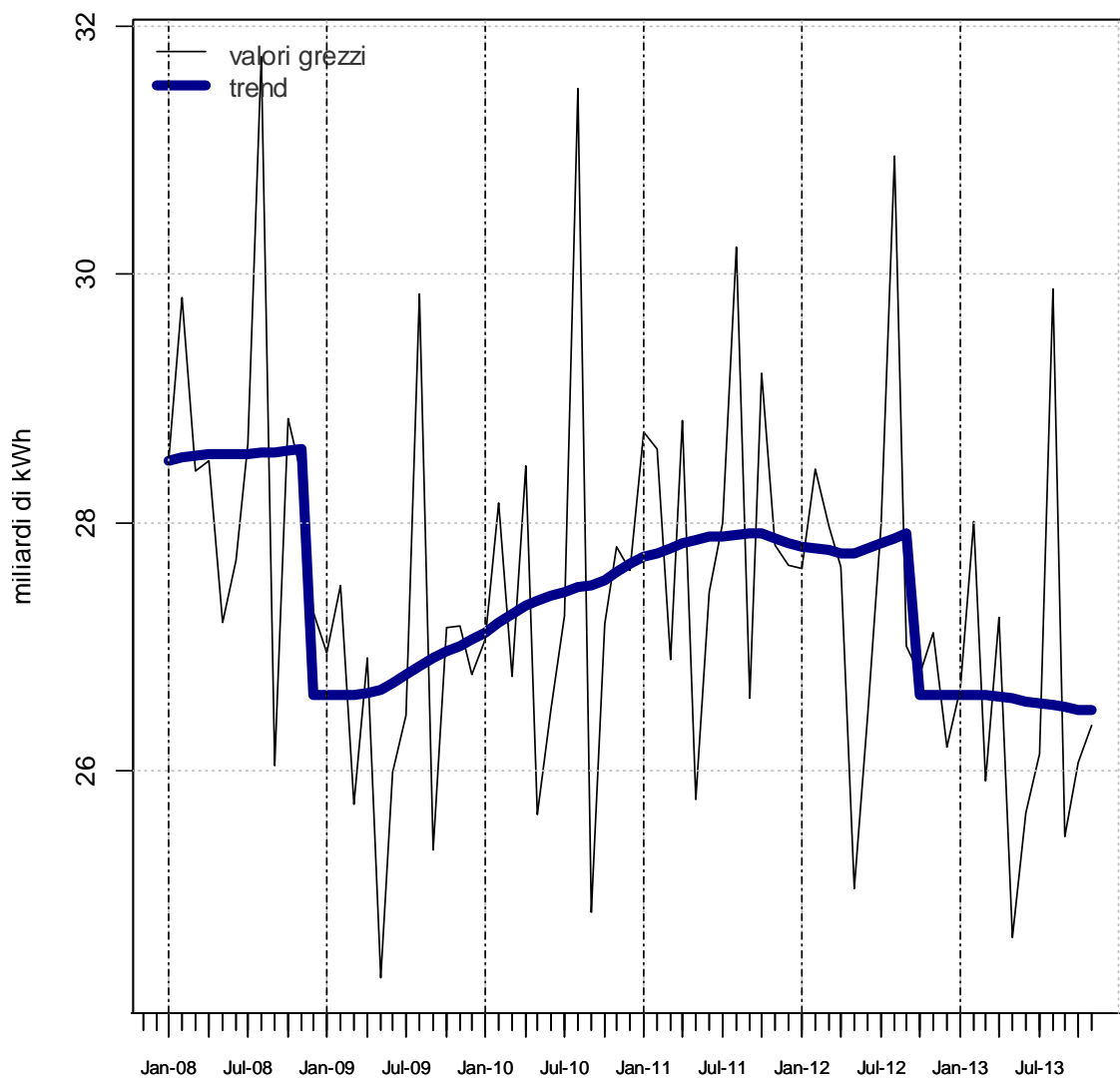
Considerando la produzione industriale, per tornare al livello di produzione pre-crisi con un utilizzo degli impianti dell'80% (soglia convenzionalmente identificata con il pieno utilizzo) sarebbero necessari 6 anni ipotizzando una crescita della produzione del +1,3% a trimestre. Un simile tasso di crescita appare decisamente troppo alto rispetto al valore medio degli ultimi dieci anni (+0,6%). L'esperienza storica mostra che il recupero dei picchi di utilizzo degli impianti dopo le fasi recessive richiede circa due anni e quindi è molto probabile che ciò si realizzerà su un livello di output inferiore a quello del 2007-2008.

Secondo lo scenario adottato il Pil potrà tornare al livello pre-crisi non prima del 2021-2022 (un orizzonte più lontano di quanto atteso lo scorso anno).

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 5** 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 2008 a ottobre 2013, ultimo dato al momento disponibile. I dati mensili da gennaio 2013 sono da considerarsi ancora provvisori.

Figura 5 - Andamento della richiesta elettrica mensile e del trend



Dalla figura emerge – adeguatamente evidenziata nel profilo del trend di fondo - la profonda rottura di serie del 2008-2009 ed il nuovo crollo della domanda mensile nell'autunno del 2012. Tra i due momenti, il tormentato tentativo di recupero dei livelli pre-crisi della domanda elettrica; il tentativo di recupero è nuovamente visibile nei dati dei primi mesi del 2013.

Nella seguente **Tabella 5** si riportano le più recenti stime del prodotto interno lordo formulate dalle primarie Istituzioni nazionali e internazionali nel medio termine.

**Tabella 5 - Recenti previsioni del PIL Italia: quadro di riepilogo
(variazioni reali % anno su anno precedente)**

Per memoria: -2,5 % variazione reale PIL 2012.²¹

	2013	2014	2015
Commissione Europea (novembre '13)	-1.8	0.7	1.2
Istat (novembre '13)	-1.8	0.7	
Prometeia (ottobre '13)	-1.8	0.8	1.4
.ref (ottobre 2013)	-1.8	0.7	1.1
IMF (Fondo Monetario Internazionale) (ottobre 2013)	-1.8	0.7	
Ministero Economia e Finanze Nota agg. DEF* (Sett. 2013)	-1.7	1.0	1.7
Confindustria (settembre '13)	-1.6	0.7	
Banca d'Italia (luglio 2013)	-1.9	0.7	
OCSE (maggio '13)	-1.8	0.4	

*Documento di Economia e Finanza.

Per quanto alla previsione di lungo termine, nella successiva **Tabella 6** 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

²¹ Aggiornamento 3 ottobre 2013

(www.terna.it). L'intervallo di previsione mostrato – decennale – è scorrevole di anno in anno, a partire dal 2009.

Tabella 6 – 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 2009 -2020	1,6%	lug-10
Previsioni 2010 -2021	0,8%	lug-11
Previsioni 2011 -2022	0,8%	lug-12
Previsioni 2012 -2023 (edizione corrente)	0,8%	lug-13
<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 del luglio 2013, ultima disponibile alla data di questo studio. Questi scenari, propongono un'evoluzione che si mantiene su ritmi modesti (+0,8% medio annuo) che appaiono più in linea con la riduzione del Pil potenziale dell'Italia stimata da OCSE e Fondo Monetario Internazionale. Questa riduzione, effetto della crisi, non è però un dato ineluttabile e potrebbe essere scongiurata mediante l'adozione di politiche centrate sulla crescita.

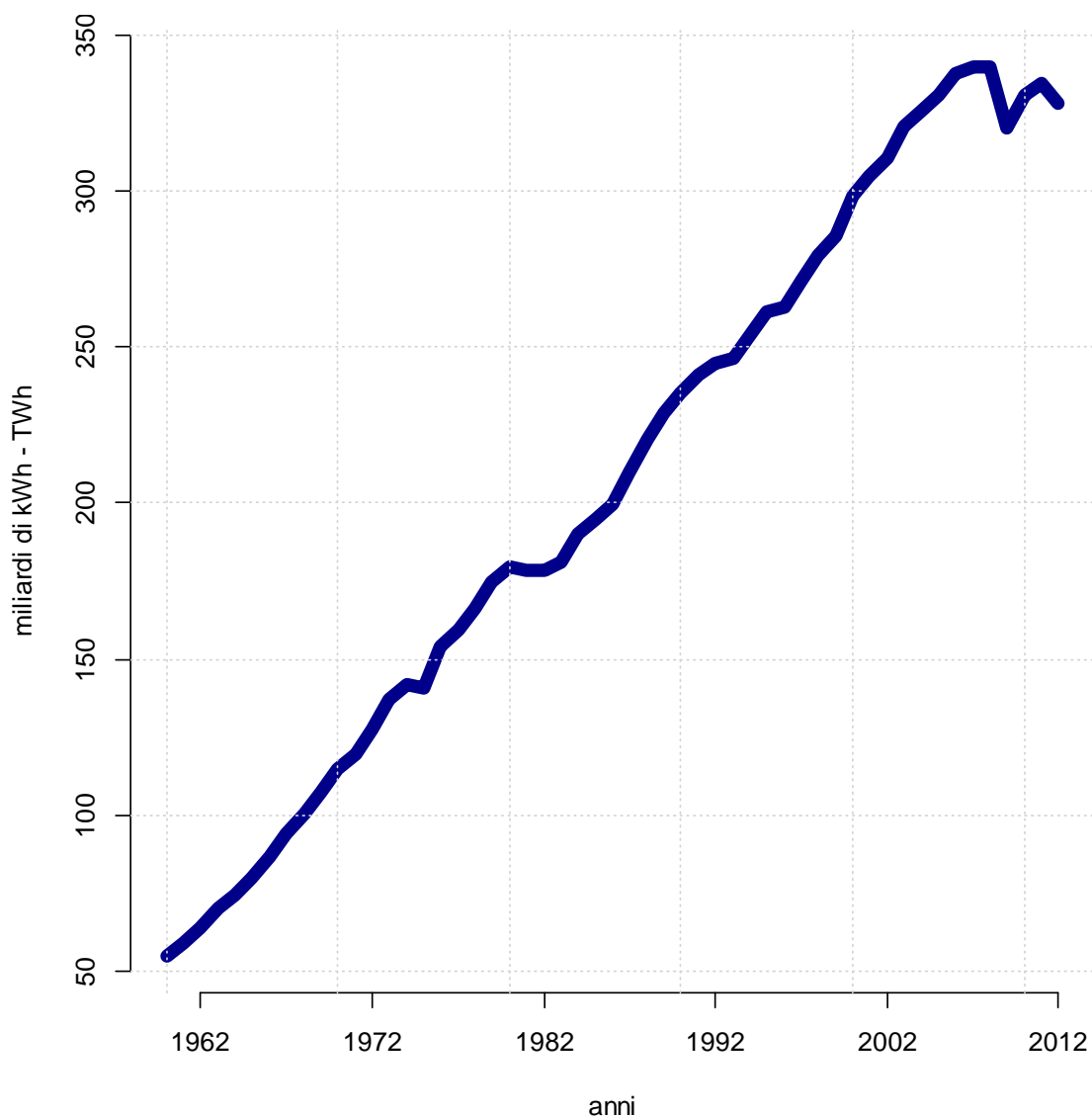
5.2. L'evoluzione storica della domanda di energia elettrica

L'andamento nell'ultimo cinquantennio della domanda di energia elettrica in Italia è ben rappresentato dal grafico in **Figura 6**. 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.

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 6 - La richiesta di energia elettrica in Italia – 1962-2012

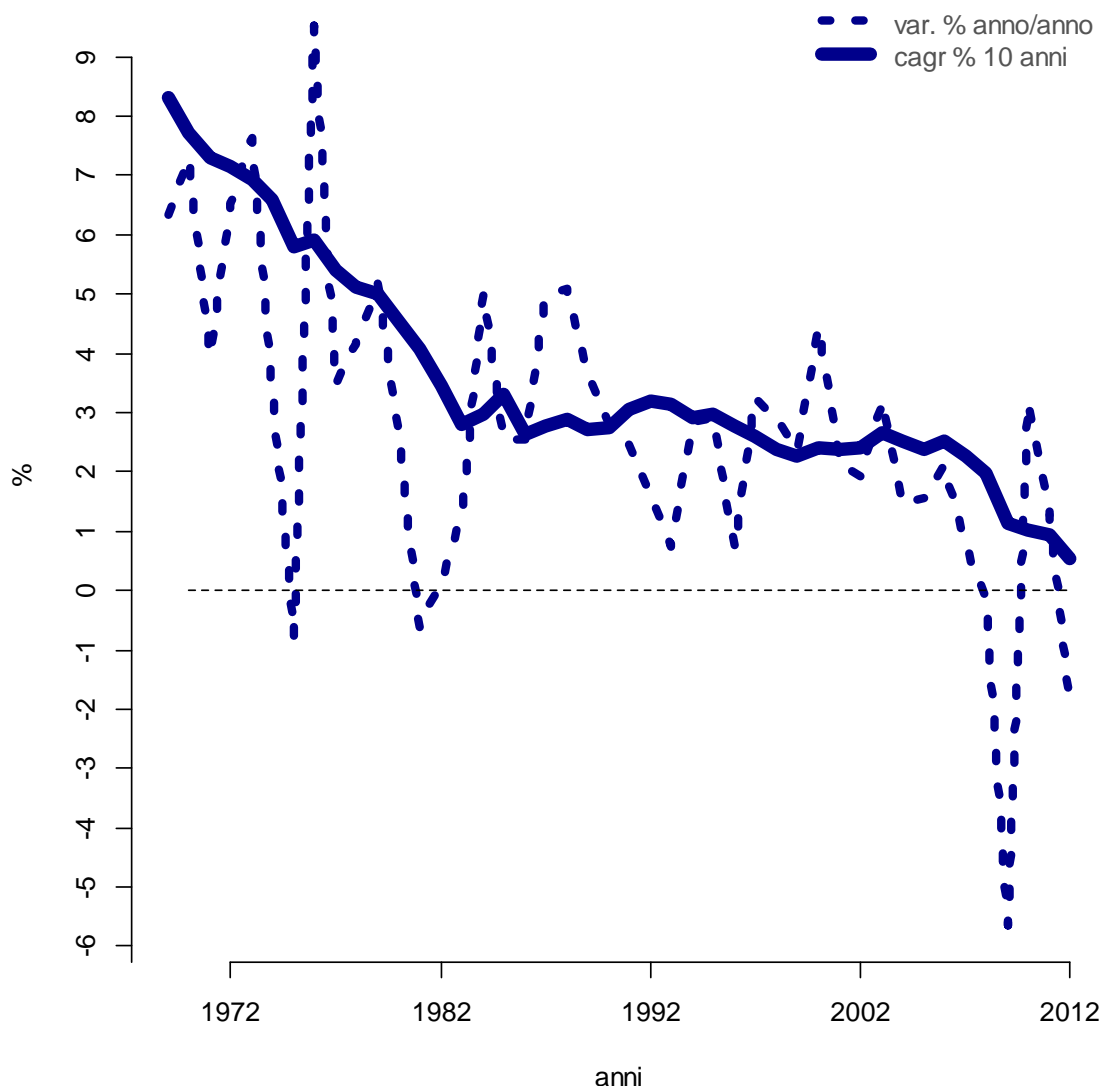


Negli anni 2010 e 2011 si era assistito ad una fase di recupero dei volumi consumati: conseguentemente la domanda di energia elettrica si era riportata ai livelli di 330,4 (+3,2%) e quindi di 334,6 miliardi di kWh (+1,3%). Nel 2012 infine, la nuova flessione della domanda elettrica a 328,2 miliardi di kWh (-1,9% rispetto al 2011) ha in gran parte annullato il recupero della domanda del biennio precedente.

Per meglio comprendere le modalità di evoluzione della domanda elettrica, cioè la sua dinamica nel tempo, è utile riportare – in **Figura 7** - la serie storica dal 1972 al 2012 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 CAGR²²) (linea continua).

²² CAGR Compound Annual Growth Rate (tasso medio annuo di crescita, tma)

Figura 7 - 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 in quattro casi, incluso quello del 2009 e l'ultimo relativo al 2012. Ciò è dovuto al sovrapporsi di numerosi effetti, tra i quali - oltre a quelli dovuti alle diverse fasi del ciclo economico - le differenze di calendario²³ tra ciascun anno, le diverse temperature mensili, soprattutto nei mesi più freddi e più caldi.

²³ 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.

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% ed il 3% per anno, fino al 2008.

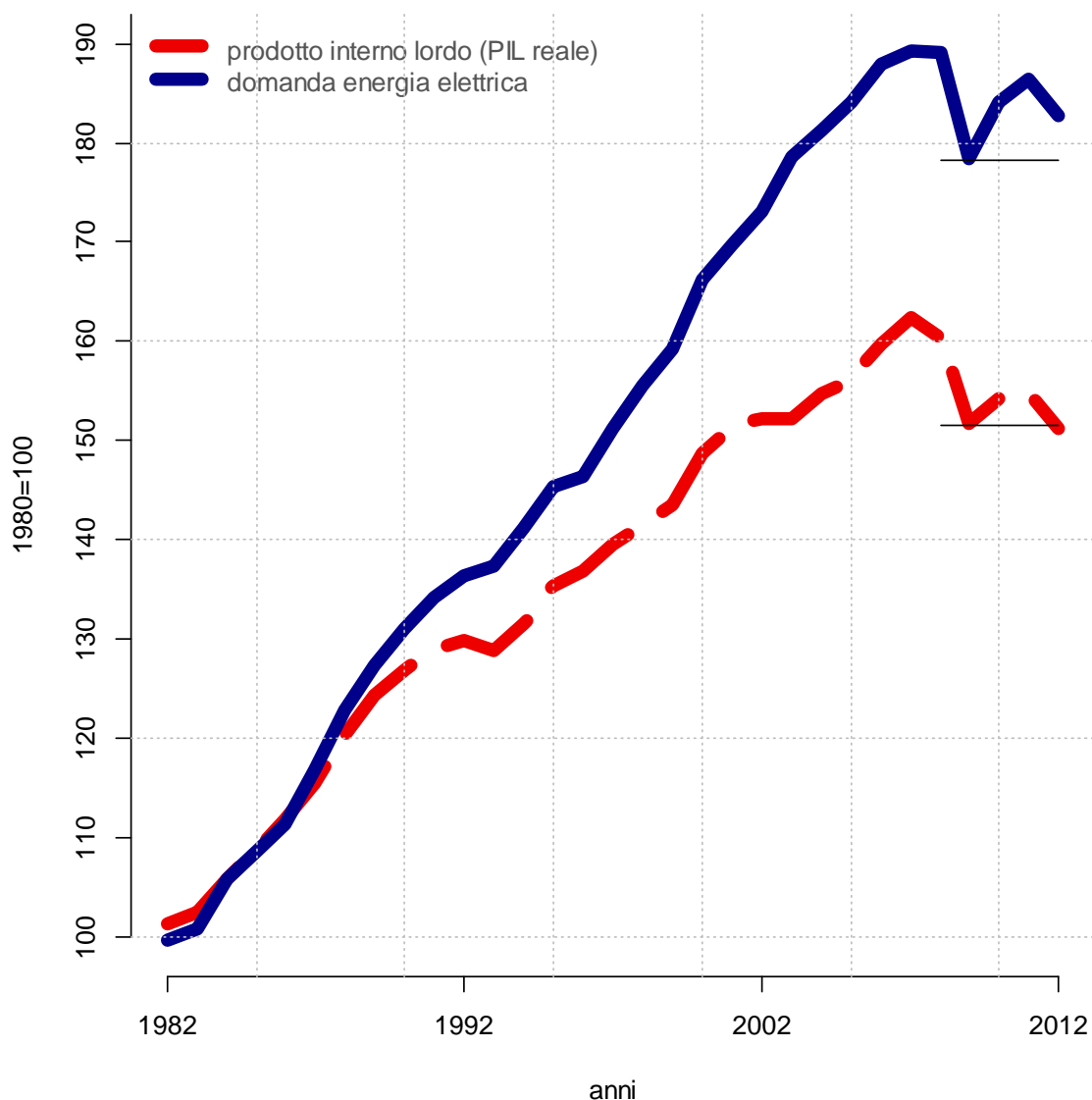
Negli anni successivi, tale tasso medio di lungo periodo si è repentinamente degradato dai livelli del 2008 – ove si attestava intorno al +2% per anno – al livello toccato nel 2012, circa mezzo punto percentuale.

5.3. Sulla relazione tra economia e domanda elettrica

A valle dei due precedenti paragrafi, è interessante mostrare nello stesso grafico gli andamenti della domanda elettrica e del prodotto interno lordo, a moneta costante²⁴ dal 1982 al 2012, espressi su una scala comune, nella quale sono posti pari a 100 i valori rispettivamente raggiunti nel 1980 (v. **Figura 8**).

²⁴ Fonte ISTAT – Valori concatenati – base 2005

Figura 8 - 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 oltre 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 PIL²⁵.

²⁵ A riprova, la caduta dell'attività nel 2012 è diversa per il PIL, che si riporta su un livello inferiore a quello del 2009, e per la domanda elettrica, che nel 2012 si mantiene superiore al livello toccato nel 2009 (v. dettaglio).

Vista la relazione tra domanda di energia elettrica e andamento dell'economia, la previsione di medio – lungo termine della domanda di energia elettrica è ottenuta a partire da un'analisi approfondita della previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche, in particolare del Prodotto Interno Lordo e del valore aggiunto dei settori economici che ne sono componenti.

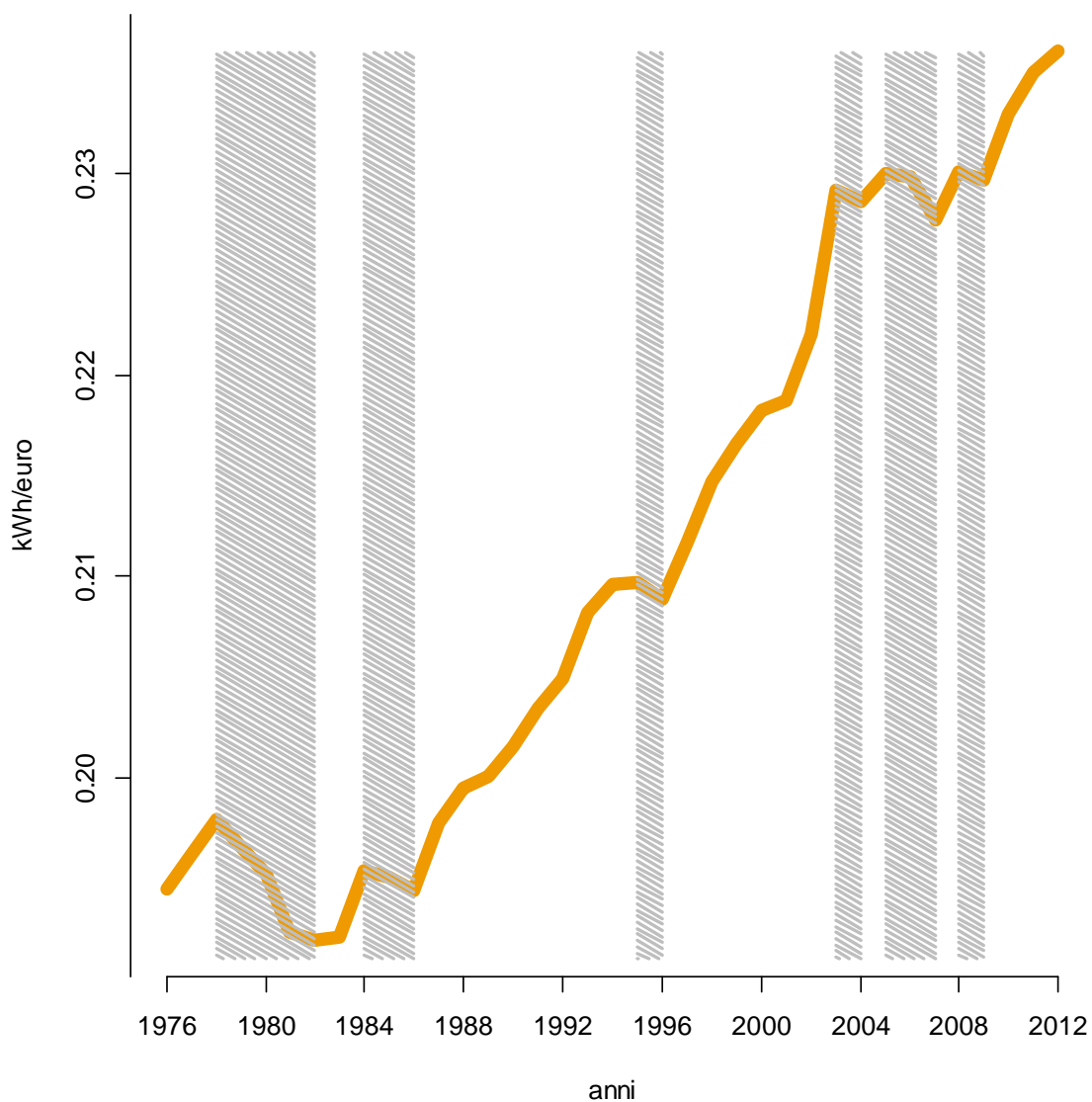
L'indicatore macroeconomico che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è *l'intensità elettrica*. L'intensità elettrica è la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

Nel 2012 in Italia si è richiesta energia elettrica per circa **0,236 kWh per ogni euro di prodotto interno lordo a moneta costante²⁶**, con un **incremento di +0,5%** rispetto al 2011, corrispondente in termini assoluti ad una variazione di +0,1 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 tendenza di crescita**, a ulteriore conferma del crescente impiego della risorsa elettrica alla formazione del PIL nazionale, pur in presenza – come nel 2012 – di una riduzione della domanda elettrica in termini assoluti.

In **Figura 9** è riportato l'andamento dell'intensità elettrica del PIL in Italia, dal 1976 al 2012. Nella figura sono inoltre evidenziati con una retinatura i periodi nei quali si è registrata una intensità calante.

²⁶ Prodotto interno lordo ai prezzi di mercato. Fonte ISTAT. Valori concatenati, con anno di riferimento 2005.

Figura 9 - Intensità elettrica italiana dal 1976 al 2012



Una analisi storica permette di osservare che su un **andamento di fondo prevalentemente crescente**, che ha comportato il passaggio da una intensità elettrica da un valore di 0,195 kWh/€ nel 1976 ad un livello di 0,236 kWh/€ nel 2012 (+21% complessivamente), 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 1986²⁷.

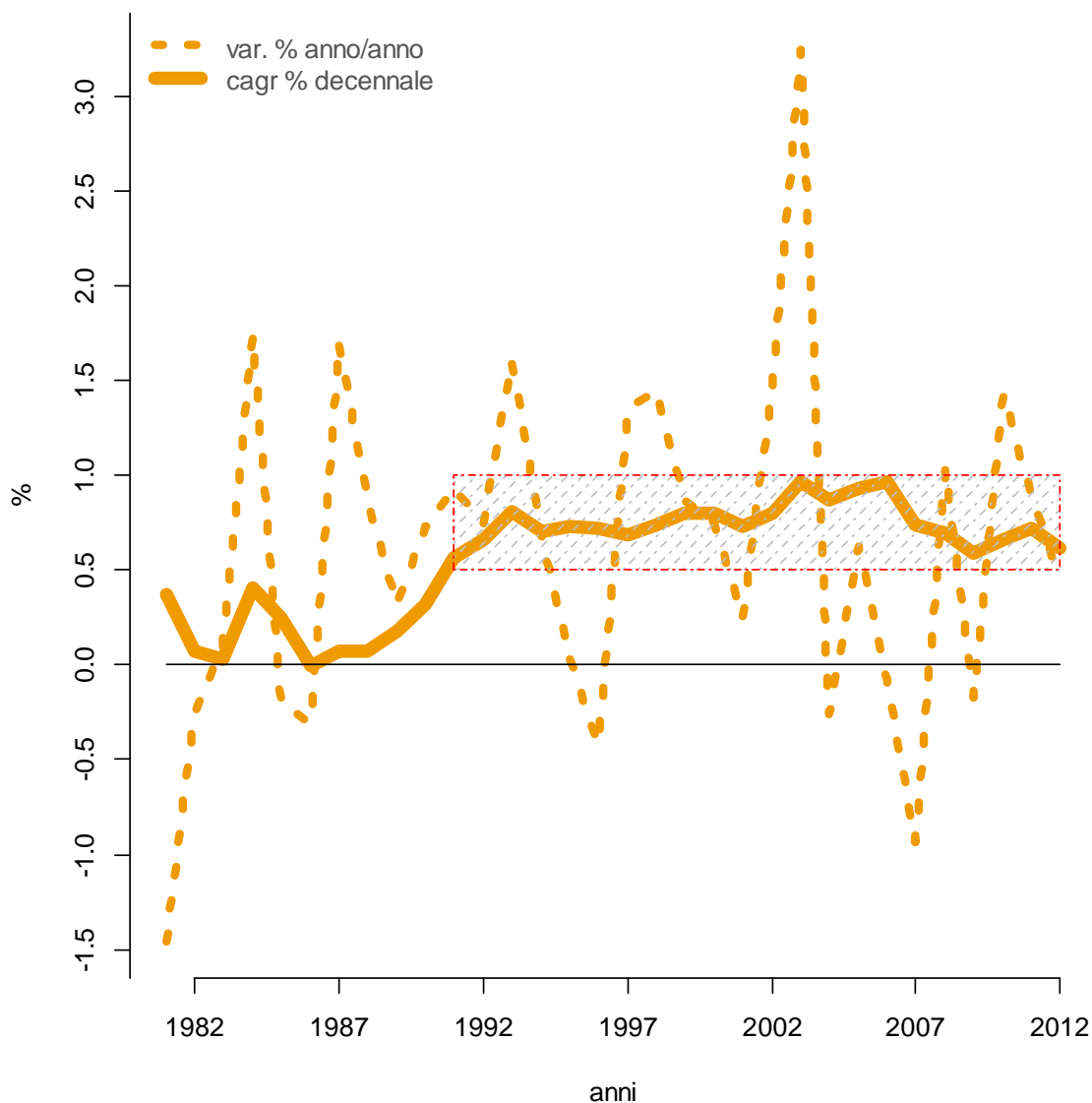
Successivamente alla sporadica manifestazione di ripiegamento degli anni 1994-95, si è osservato negli anni più recenti un andamento incerto, caratterizzato da brevi intervalli di decrescita ed altrettanto brevi recuperi. L'indicatore, per sua natura costruito sul rapporto tra due grandezze, risente 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 incremento dell'intensità elettrica. Nel 2012 infine, la situazione è risultata analoga a quella del 2008: l'intensità elettrica crescente (+0,5% rispetto al 2011) si è ottenuta, come detto in precedenza, in presenza di un calo della domanda elettrica (-1,9%) contestualmente ad un calo ancora maggiore del PIL (-2,5%²⁸).

In **Figura 10** è riportato l'andamento storico della dinamica dell'intensità elettrica italiana dal 1982 al 2012, 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).

²⁷ Come nel 2009, anche allora la riduzione dell'intensità elettrica complessiva era stata originata da una riduzione dell'intensità elettrica nel settore industriale.

²⁸ V. nota 21

Figura 10 - Dinamica dell'intensità elettrica in Italia 1982-2012 (variazioni % e CAGR % decennale)



Nel periodo 1982-2012 si può osservare che, nonostante le variazioni dell'intensità elettrica di un anno rispetto al precedente (tratteggiato) si siano collocate in passato anche su valori negativi, la **dinamica dell'intensità elettrica si è mantenuta in Italia nel campo dei valori positivi** (linea continua), anche nelle fasi di acuta crisi energetica di cui in precedenza, in particolare nell'anno di crisi economica del 2009.

Si può in particolare constatare che l'intensità elettrica continua a progredire in maniera costante da parecchi anni, mantenendo **stabilmente dai primi anni**

'90 la dinamica di crescita in un intervallo tra +0,5% e +1,0% per anno (v. in figura area tratteggiata). Di questa osservazione si dovrà necessariamente tenere conto nel seguito nella impostazione della 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 Comunitarie²⁹, soprattutto per quel che riguarda le imprese definite *energivore*³⁰.

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 italiani, dai numerosi accordi³¹ di cooperazione tra Autorità cittadine e i maggiori Distributori elettrici italiani e dall'avvio di test reali in alcune grandi città italiane.

²⁹ “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.

³⁰ 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.

³¹ ENI-ENEL: firmata l'intesa sulla mobilità elettrica – Comunicato stampa 27.3.2013 www.enel.com
www.eni.com

Sulla materia, è anche attivo un gruppo di lavoro internazionale in ambito GO15 *Reliable and Sustainable Power Grids*, cui partecipa Terna³².

Su questo argomento si segnalano inoltre le iniziative da parte del Legislatore e dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas.

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).

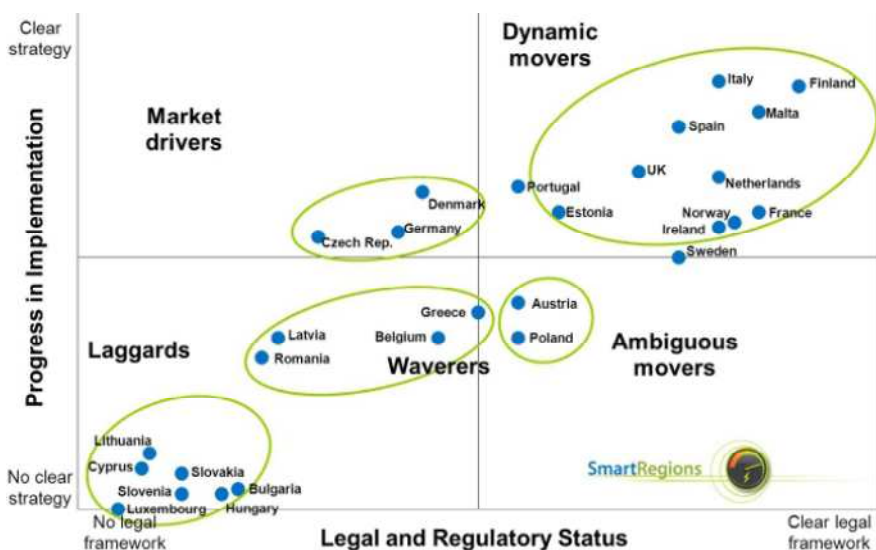
Per quanto riguarda la domanda aggiuntiva di energia elettrica, secondo le prime risultanze, l'impatto dovrebbe essere dell'ordine dei **2 miliardi di kWh (TWh) per milione di auto elettriche** circolanti. Incrementi sulla potenza alla punta sono generalmente ritenuti non plausibili in quanto si ritengono 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 ulteriore elemento è rappresentato dalla diffusione più ampia delle macchine reversibili per **condizionamento degli ambienti** a funzionamento estivo ed invernale. Approfondite analisi permettono di valutare le prestazioni energetiche ed ambientali di tali apparecchiature in modo positivo. Si tratta di una 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

³² <http://www.go15.org/joint-activities/working-groups/>

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 figura³³) 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.

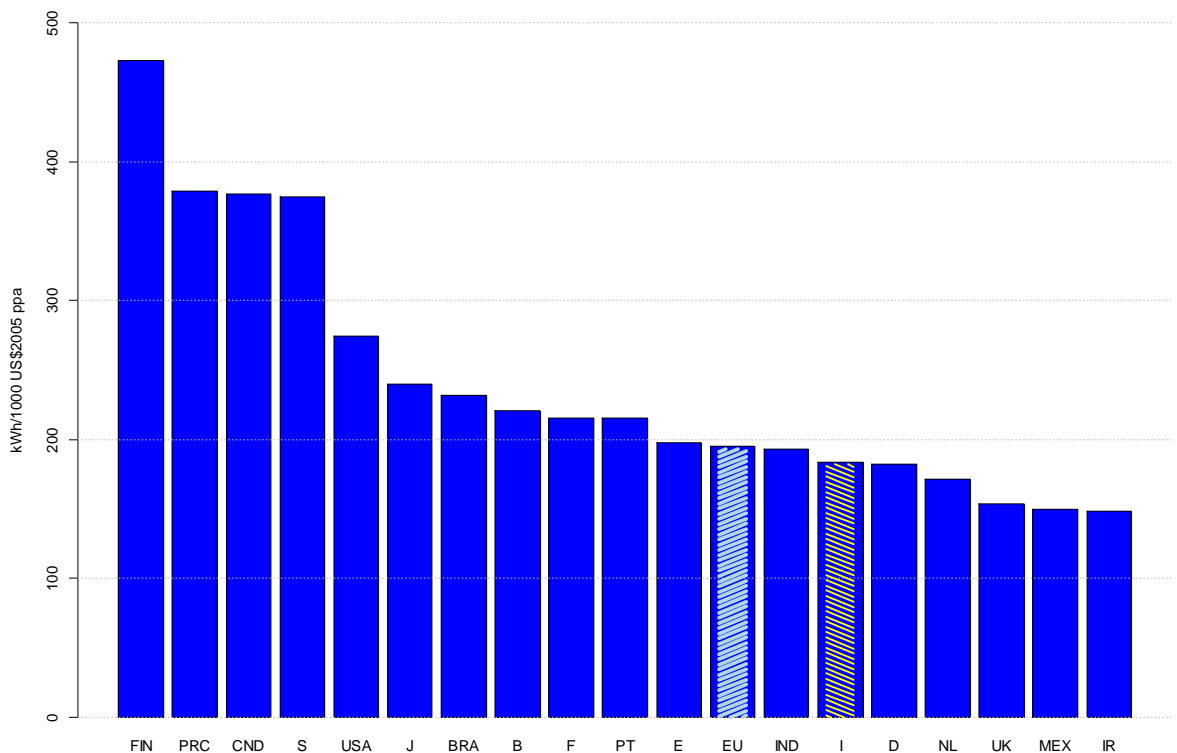
5.4. Confronti internazionali sull'intensità elettrica

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 ed alcuni andamenti storici di più lungo periodo.

³³ Fonte: Smart Regions project in EEA European Environment Agency - Achieving energy efficiency through behaviour change: what does it take? – Copenhagen 2013

A livello internazionale, anche le elaborazioni sugli indicatori per il 2012, indicano, v. **Figura 11**, che l'energia elettrica richiesta per ottenere una unità di prodotto interno lordo³⁴, è in Italia sempre su livelli relativamente inferiori rispetto alla media Ue – rispettivamente 183,2 kWh/1000 US\$ PPA per l'Italia e 192,2 kWh/US\$ per Ue - ed a molti altri Paesi OECD o di recente industrializzazione.

Figura 11 – Confronto internazionale sull'intensità elettrica del PIL (2012)



Emerge che alcuni Paesi di più recente industrializzazione come il Brasile (BRA) - ed ancor più la Cina (PRC) – 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 -

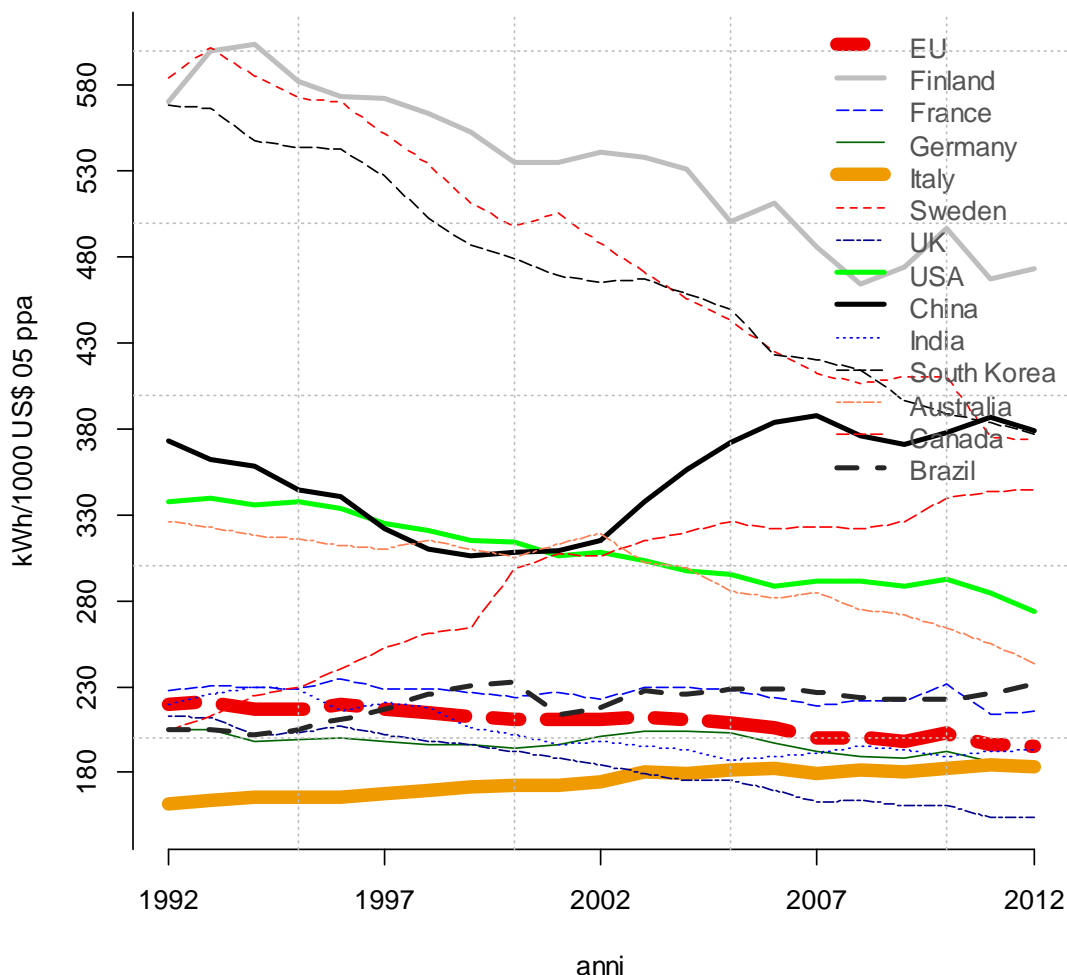
³⁴ Nel confrontare Paesi diversi si utilizza un prodotto interno lordo espresso convenzionalmente in US\$ del 2005, a parità di potere d'acquisto (PPA o PPP *Purchasing Power Parity*). La fonte per i dati utilizzati in questo paragrafo è la banca dati ENERDATA: Global Energy and CO2 Data.

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 (1992 – 2012), 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 12**).

Si distinguono andamenti caratteristici diversi: un folto gruppo di Paesi, tra i quali l'Italia, con intensità elettriche basse e non troppo diverse tra loro – comprese tra 130 e 230 kWh/1.000 US\$ 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 ad una fase di prolungato declino si sostituisce - a partire dalla fine degli anni '90 – una fase di recupero su valori elevati tutt'ora in atto, condivisa anche con la Corea del Sud.

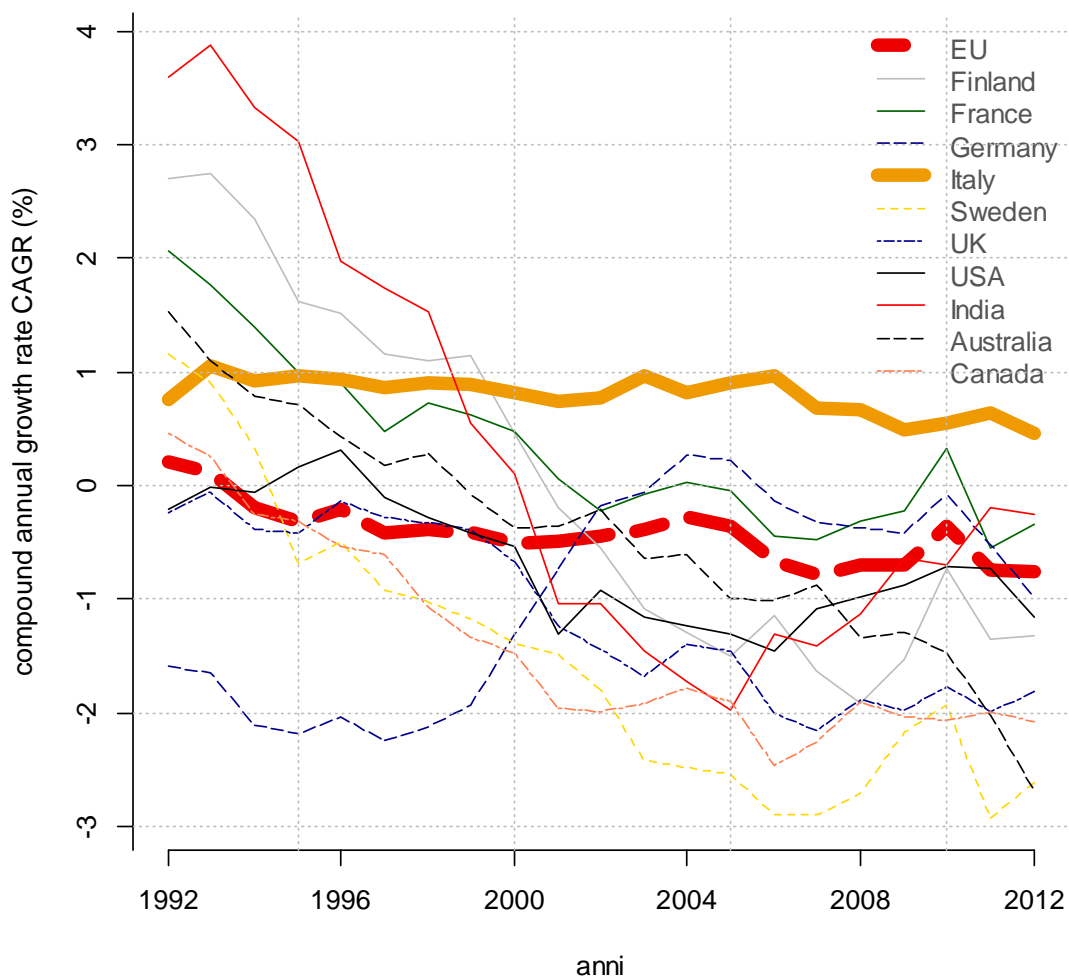
Figura 12 - Evoluzione dell'intensità elettrica del PIL in alcuni Paesi



In **Figura 13** si riporta la dinamica di variazione (CAGR) dell'intensità elettrica per alcuni dei Paesi di cui in precedenza, individuati come "virtuosi"³⁵, intendendo con tale definizione 10 Paesi e Ue che presentano una dinamica dell'intensità elettrica a fine periodo inferiore a quella iniziale. Rientra in figura anche l'andamento dell'Italia, osservando però che a fine periodo il tasso medio annuo è il più elevato tra quelli riportati in figura.

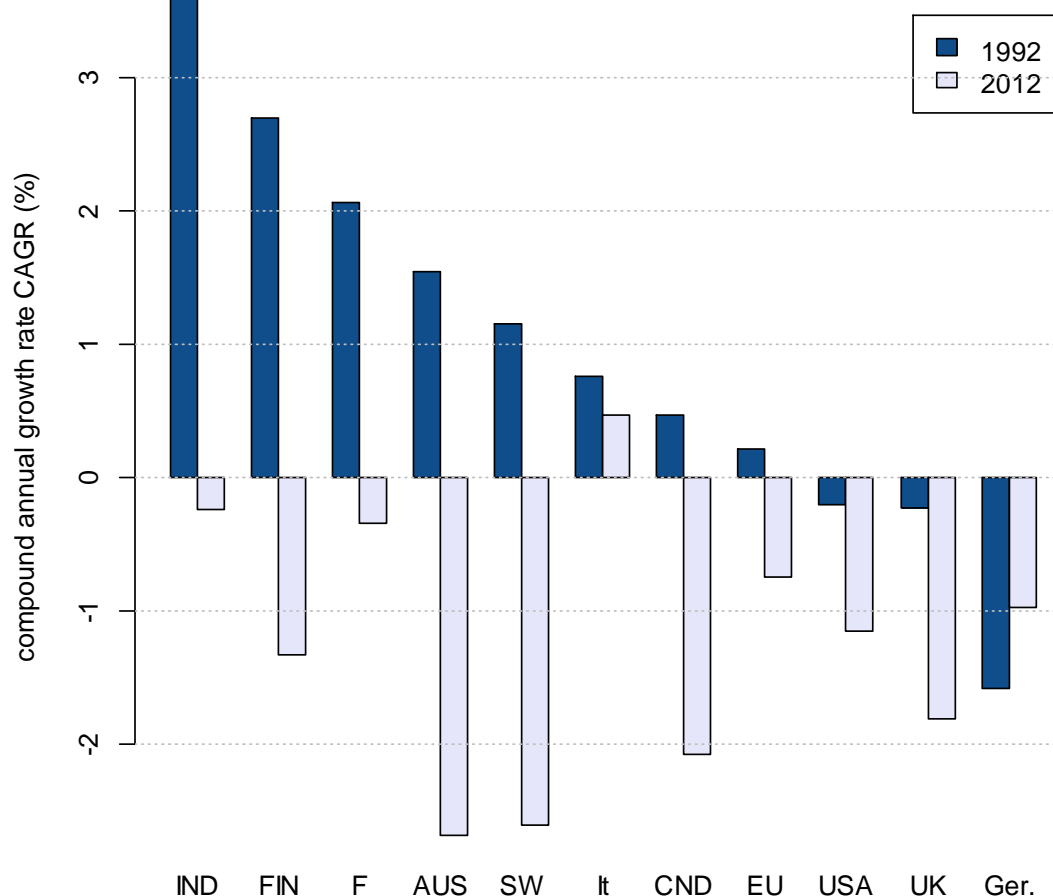
³⁵ Il termine è riferito alla prassi di classificare l'intensità elettrica tra gli indicatori di efficienza energetica, per cui i più efficienti sono anche più "virtuosi". In realtà l'intensità elettrica non è solamente un indicatore di efficienza.

Figura 13 - Dinamica dell'intensità elettrica in Italia e in alcuni Paesi "virtuosi"



Nella seguente **Figura 14** sono evidenziate le differenti dinamiche (CAGR) dell'intensità elettrica nei medesimi undici Paesi "virtuosi" della figura precedente all'inizio del periodo, 1992, ed alla fine, 2012. Per la maggior parte dei Paesi 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 14- Dinamiche dell'intensità elettrica a confronto: 1992 - 2012



Analizzando in dettaglio, relativamente alle dinamiche dell'intensità elettrica, gli 11 Paesi si possono collocare in quattro 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. Rientra in questo insieme solo l'Italia che manifesta nei venti anni una flessione contenuta;*
- (ii) *un altro gruppo mostra a fine periodo una dinamica inferiore allo zero mentre nel 1992 era positiva. In questo secondo aggregato si collocano India (IND), Finlandia (FIN), Francia (F), Australia (AUS), Svezia (SW), Canada (CND) e l'insieme dei Paesi UE;*

- (iii) *un terzo gruppo di 2 Paesi - comprendente Regno Unito e USA – hanno dinamica dell'intensità elettrica negativa già ad inizio periodo e perseguono una ulteriore contrazione a fine periodo;*
- (iv) *nel quarto gruppo rientra solamente la Germania, che ha intensità elettrica negativa ad inizio ed a fine periodo ma crescente.*

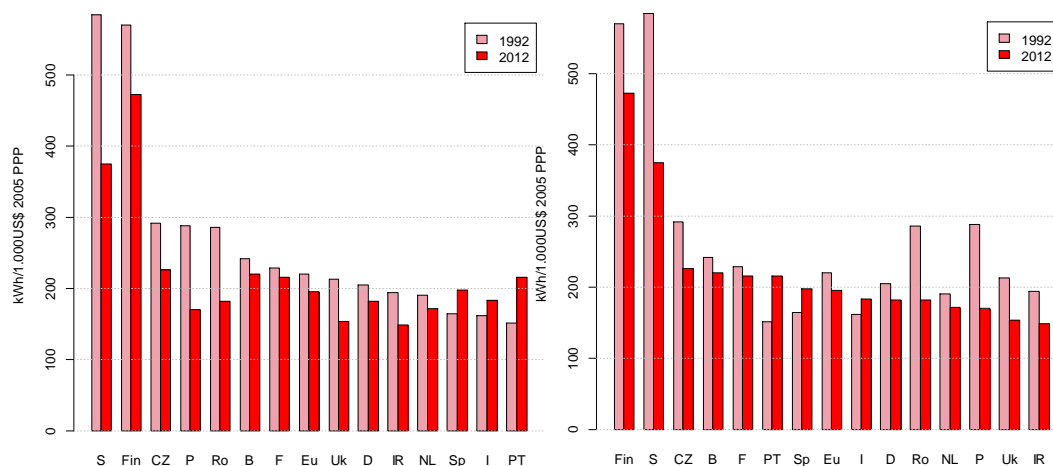
Nella seguente **Figura 15** ci si riferisce ai soli Paesi europei mettendo in particolare l'attenzione sull'andamento dell'intensità elettrica nel 1992 e nel 2012 nella UE e in alcuni dei 27 Paesi membri³⁶, ordinando i valori del grafico sia in ordine decrescente rispetto all'anno iniziale (a sin.), sia rispetto all'anno finale (a dx.).

Si osserva che per l'Italia l'andamento di questo indicatore ha mostrato un andamento convergente verso quello della media europea, pur rimanendo sempre al di sotto di tale media³⁷. Appare pertanto lecito ipotizzare in una prospettiva di medio periodo qualche **ulteriore margine di crescita** potenziale per l'intensità elettrica in Italia.

³⁶ Dal grafico sono stati esclusi per maggior chiarezza alcuni Paesi per i quali la serie dei dati disponibili è risultata parzialmente incompleta.

³⁷ Peraltro nel 2012 il dato è molto più prossimo a quello medio europeo di quanto lo fosse ad inizio periodo.

Figura 15 - Intensità elettrica in alcuni Paesi dell'Unione: 1992-2012



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

Può essere indicativo mostrare alcune delle ipotesi che andranno considerate nella costruzione di scenari con orizzonte di lungo termine su scala europea nell'ambito dei Paesi ENTSO-E³⁸. Significativamente, tra le variabili di scenario oltre alla domanda di energia elettrica trovano posto ipotesi sulla diffusione di apparecchiature elettriche innovative quali l'auto elettrica e le pompe di calore.

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 Visioni distinte. Le Visioni 1 (cd. "Slow Progress") e 3 ("Green Transition") sono bottom-up (v. **Tabella 7**) mentre le Visioni 2 ("Money Rules") e 4 ("Green Revolution") sono costruite con un processo top-down. Le Visioni, attualmente sottoposte a

³⁸ European Network of Transmission System Operators for Electricity

consultazione ³⁹, comprendono una vasta gamma di parametri; in questa sede interessa soprattutto l'approccio sulla domanda di energia elettrica.

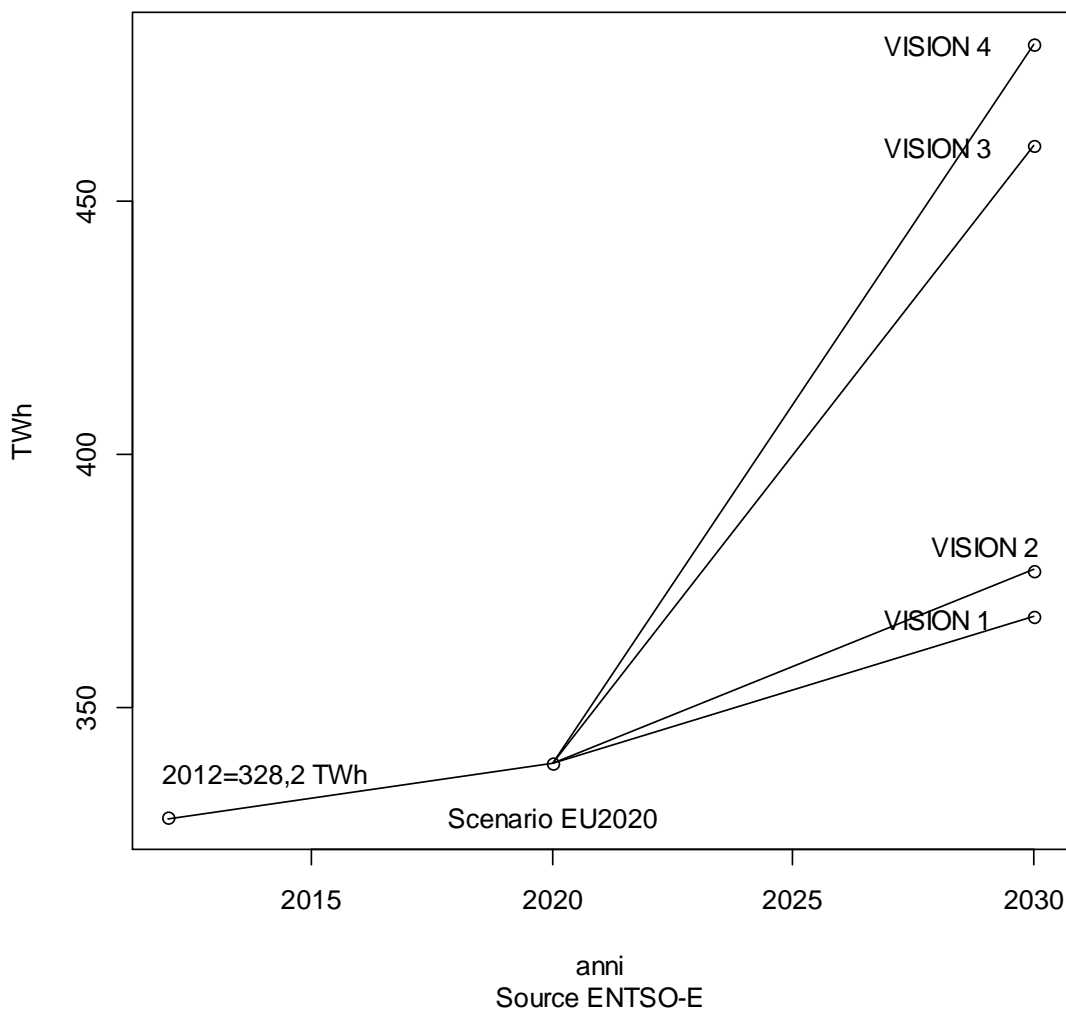
Tabella 7 - Vision 2030 ENTSO-E – Scenari bottom-up

scenario	contesto di scenario	ipotesi sulla domanda di energia elettrica	ipotesi sulla diffusione dell'auto elettrica	ipotesi sulla diffusione delle pompe di calore
		range (CAGR%)	range (%)	range (%)
VISION 1	(i) condizioni economico/finanziarie poco favorevoli; (ii) efficienza energetica evolve come in passato; (iii) contenuti sviluppi delle nuove applicazioni elettriche	da -0,5% a +0,5% per anno	da 5% a 15%	da 1% a 10%
VISION 3	(i) condizioni economico/finanziarie favorevoli (crescita a livelli pre-crisi); (ii) efficienza energetica migliora sulla base di misure ulteriori; (iii) percepibile sviluppo delle nuove applicazioni elettriche	si utilizza tasso storico del periodo 1992-2011 (valutato come media semplice): per Italia = +1,7% per anno	da 15% a 30%	da 10% a 20%

In **Figura 16** sono riportati - oltre all'ultimo consuntivo disponibile (328,2 miliardi di kWh al 2012) - i livelli attesi al 2020 della domanda di energia elettrica in Italia secondo gli Scenari EU2020 (339 miliardi di kWh) e gli Scenari al 2030 secondo le quattro Vision ENTSO-E in consultazione.

³⁹ ENTSO-E Consultation on the TYNDP 2014-2030: https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/newssingleview/article/consultation-on-the-tyndp-2014-2030-visions-is-open/?tx_ttnews%25255BbackPid%25255D=28&cHash=ebe469c5c2bd7d6aabb7b6fc1a7b18c9

Figura 16 - Quadro degli Scenari di lungo termine



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

Nella **Figura 17** e in **Tabella 8**, si osserva una sintetica analisi⁴⁰ 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*

⁴⁰ Sarkar, Deepayan (2008) Lattice: Multivariate Data Visualization with R. Springer, New York. ISBN 978-0-387-75968-5

percentuale (o *CAGR*), mentre i periodi osservati passano da un primo decennio, dal 1992 al 2002, al secondo periodo dal 2002 al 2012; gli *aggregati settoriali* analizzati sono quelli dell'agricoltura, dell'industria, del terziario, il domestico ed il totale dei settori.

Figura 17- Analisi dinamica delle grandezze macroeconomiche

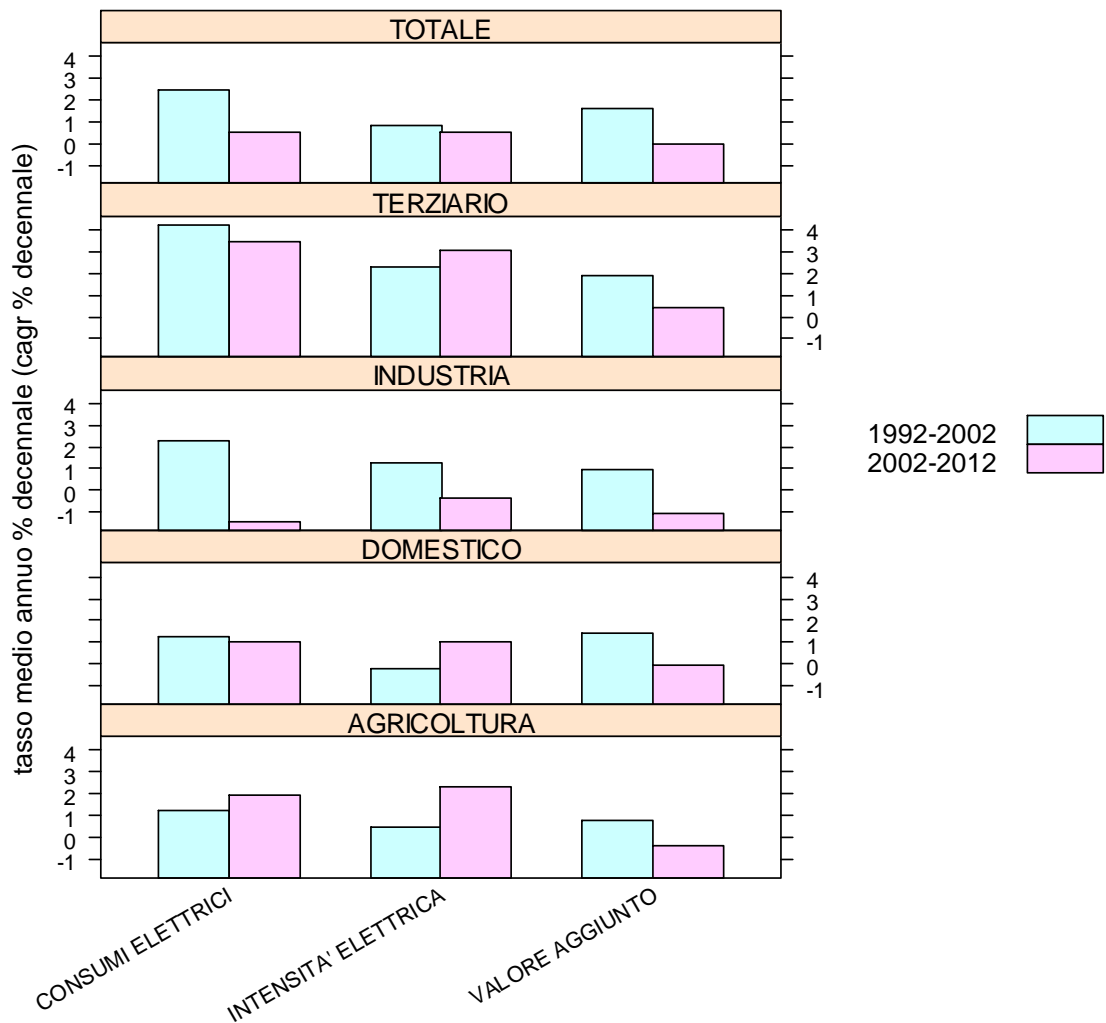


Tabella 8 - Analisi dinamica delle grandezze macro

	dinamica v.a. 1992-2002	dinamica intensità elettrica 1992-2002	dinamica consumi energia elettrica 1992-2002
	tma %	tma %	tma %
<i>dal 1992 al 2002</i>			
industria beni intermedi	1,9	-0,4	1,4
industria beni finali	0,7	2,4	3,1
industria	1,0	1,3	2,3
terziario	1,9	2,3	4,2
domestico	1,3	-0,1	1,2
agricoltura	0,8	0,4	1,2
TOTALE	1,6	0,8	2,5
	dinamica v.a. 2002-2012	dinamica intensità elettrica 2002-'12	dinamica consumi energia elettrica 2002-'12
	tma %	tma %	tma %
<i>dal 2002 al 2012</i>			
industria beni intermedi	-1,0	-1,0	-2,0
industria beni finali	-1,1	0,2	-0,9
industria	-1,1	-0,4	-1,4
terziario	0,4	3,1	3,5
domestico	0,0	1,0	1,0
agricoltura	-0,4	2,3	1,9
TOTALE	0,0	0,6	0,5
<i>* dinamica dei consumi delle famiglie</i>			
<i>Fonte per dati economici di consuntivo: ISTAT Conti Economici Nazionali (marzo 2013)</i>			
<i>^ Fonte Prometeia; luglio 2013</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 2002-2012 crescono ad un ritmo molto inferiore a quello del periodo 1992-2002. Il tasso di crescita (dinamica dei consumi), che era pari a +2,5% nel primo periodo, si è abbassato a +0,5% medio per anno nel periodo 2002-12. 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 riposizionata nel secondo periodo su tassi di crescita meno*

aggressivi, comunque positivi. Pressoché stabili i consumi del domestico, in espansione i consumi agricoli;

- *sempre elevato – intorno al 4% per anno - il ritmo di crescita dei consumi di energia elettrica nel settore terziario nei due periodi. Nel primo decennio a +4,2% per anno, nel secondo periodo in calo a + 3,5%;*
- *l'industria è il settore che manifesta la riduzione più consistente dei consumi elettrici, che crollano da un tasso del +2,3% per anno nel periodo 1992-2002 a -1,4% per anno nel secondo periodo, unico settore nel quale la dinamica dei consumi risulta negativa. Su tale risultato pesano in modo significativo, i risultati del 2012 (-6,6% sul 2011) ed 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 tenuta dei consumi elettrici che calano leggermente da tassi di crescita dell'1,2% per anno a tassi dell'1,0% nel secondo decennio;

intensità elettrica

- *a livello complessivo:*
 - *moderata flessione del tasso di crescita dell'intensità elettrica in Italia nel periodo 2002-2012 rispetto ai dieci anni precedenti: si è passato da +0,8% per anno del periodo 1992-2002 a +0,6% nel periodo più recente;*
 - *tranne che nell'industria, negli altri settori la dinamica dell'intensità elettrica si mantiene positiva nel periodo più recente;*
- *a livello settoriale:*
 - *la dinamica dell'intensità si incrementa dal primo al secondo periodo in tutti i settori tranne che nell'industria, ove si passa da +1,3% per anno nel primo decennio ad un*

livello inferiore allo zero, -0,4% per anno nel secondo periodo, con un calo di 1,7 punti percentuali;

- o per quanto riguarda il terziario l'incremento è ragguardevole – 8/10 di punto – e porta il livello su un valore molto significativo (da +2,3% medio per anno nel primo periodo al +3,1% nel decennio 2002-2012);*
- o 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 quasi nullo (-0,1%) nel primo decennio a +1,0% per anno del periodo 2002-2012;*

valore aggiunto

- rispetto al periodo 1992-2002, il tasso di crescita del valore aggiunto⁴¹ cala sensibilmente nel secondo decennio in tutti i settori⁴²: complessivamente, il valore aggiunto totale passa da +1,6% nel primo periodo a zero nel periodo 2002-12. In particolare, il valore aggiunto del settore industriale si contrae di oltre due punti percentuali, passando da un tasso +1,0% nel periodo 1992-2002 ad un tasso -1,1% medio annuo nel secondo periodo. Per il settore terziario si osserva la perdita di un punto e mezzo nel passare da un +1,9% medio nel periodo iniziale a +0,4% nel periodo più recente; in flessione anche il tasso del valore aggiunto per l'agricoltura che passa da 0,8% nel primo periodo a -0,4% nel secondo. Nella **Tabella 9** si riportano in percentuale le ipotesi di variazione del valore aggiunto settoriale per l'industria ed il terziario utilizzate nel seguito (periodo 2012 – 2023).*

⁴¹ Elaborazioni su dati ISTAT - Aggregati dei conti nazionali annuali per branca di attività economica (NACE Rev.2) (milioni di euro) – Edizione marzo 2013.

⁴² 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 18** sono mostrate in particolare le quote dei settori industria e terziario nella struttura del valore aggiunto italiano e dei consumi di energia elettrica nel 2012. Si osserva il differente peso dei due settori nelle rispettive strutture cui sono legati importanti effetti nella stima dei consumi elettrici futuri.

Figura 18 - Quote settoriali di industria e terziario nella struttura di V.A. e consumi di energia elettrica

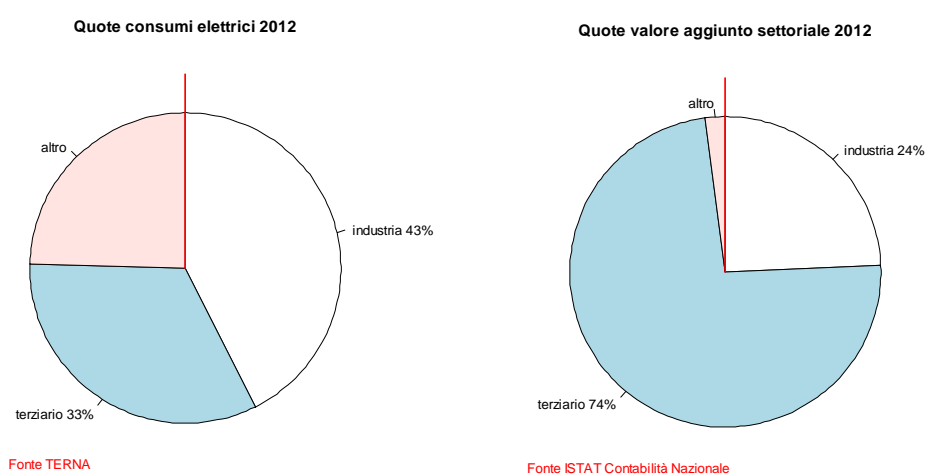


Tabella 9 - Ipotesi sul valore aggiunto settoriale [2012 – 2023]

settore di attività	tasso medio annuo pluriennale % di crescita del valore aggiunto settoriale
industria & costruzioni	0,8%
servizi	1,0%
<i>Fonte: Prometeia - Scenari di previsione (2013)</i>	

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

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 nello scenario base**, individuandolo anche come “scenario ad intensità elettrica contenuta”.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

- *quello “di sviluppo” (superiore) – soprattutto idoneo ai fini della pianificazione della infrastruttura elettrica - si ipotizza per il periodo 2012 - 2023 una **crescita** dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa **+0,3 % per anno**, valore che va inquadrato nel contesto del progressivo contenimento dell'intensità elettrica osservato nella precedente analisi dell'andamento storico sviluppata nella **Figura 17** e nei commenti che ne erano seguiti;*
- *un secondo “scenario base” (inferiore) ad intensità elettrica contenuta, con tasso medio di incremento dell'intensità elettrica nell'intero periodo **inferiore allo zero, -0,5% p.a.**, sviluppato su una ipotesi di molto incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico.*

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 2012 – 2023 si stima una evoluzione della domanda di energia elettrica ad un tasso medio annuo del +1,1% nello **scenario di sviluppo** (ipotesi superiore) – corrispondente a **370,0 miliardi di kWh** nel 2023.

Nello **scenario base**, ottenuto nella ipotesi della detta flessione dell'intensità elettrica, si ipotizza invece un tasso medio del +0,3% per anno (ipotesi inferiore), col quale si prevede una domanda elettrica di 338,5 TWh nel 2023.

Nella **Tabella 10** è riportato il quadro sintetico con i consuntivi fino al 2012 ed 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 proposti.

Tabella 10 - Previsione della domanda elettrica in energia

	<i>domanda elettrica</i>		<i>prodotto interno lordo</i>		<i>intensità elettrica</i>	
	<i>miliardi di kWh</i>	<i>tassi medi annui</i>		<i>tassi medi annui</i>		<i>tassi medi annui</i>
1990	235,1					
		2,1%		1,3%		0,8%
1995	261,0					
		2,7%		1,9%		0,8%
2000	298,5					
		2,1%		1,0%		1,1%
2005	330,4					
		0,0%		-0,3%		0,3%
2010	330,5					
		-0,3%		-1,0%		0,7%
scenario di sviluppo						
2012	328,2					
		0,4%		0,6%		-0,2%
2018	335,8					
		1,1%		0,8%		0,3%
		2,0%		1,0%		0,9%
2023	370,0					
scenario base						
2012	328,2					
		-0,3%		0,6%		-0,9%
2018	322,8					
		0,3%		0,8%		-0,5%
		1,0%		1,0%		-0,1%
2023	338,5					

Nel 2018, si ipotizza nello **scenario di sviluppo** (ipotesi superiore) una domanda elettrica pari a 335,8 miliardi di kWh, con un tasso medio annuo di

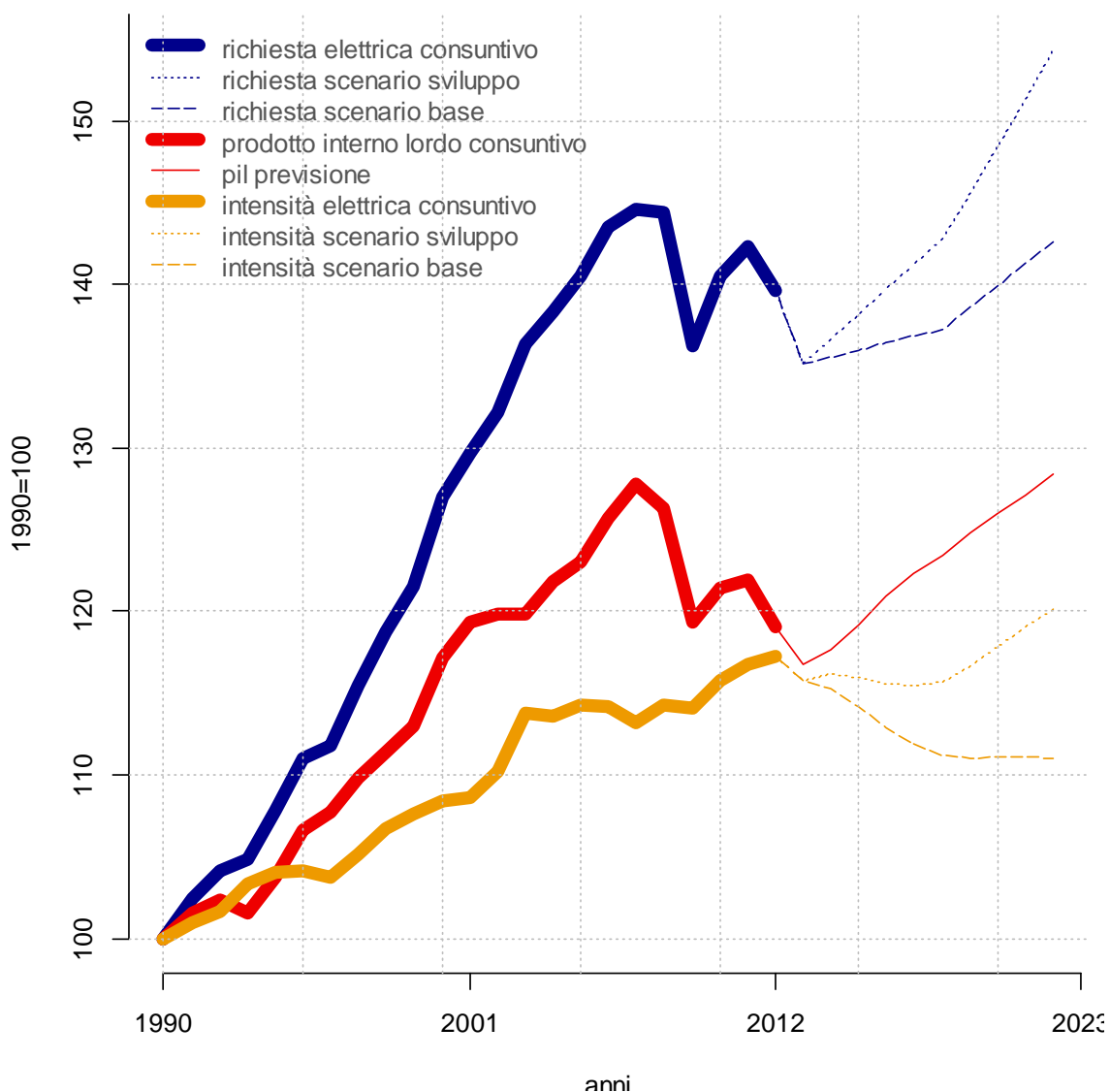
sviluppo 2012 – 2018 pari a +0,4%. Nel secondo semiperiodo, anni dal 2018 al 2023, il tasso di crescita sarà pari a +2,0% per anno.

Nello **scenario base** (ipotesi inferiore), con l'intensità elettrica obbligata su un percorso verso livelli decrescenti, si prevede un tasso di variazione della domanda elettrica pari a -0,3% per anno nel primo dei due semiperiodi, con una domanda che raggiungerà i 322,8 TWh nel 2018, e pari a +1,0% per anno dal 2018 al 2023.

In **Figura 19** 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 2012 e le previsioni fino al 2023, distinguendo i profili della domanda elettrica e dell'intensità dello scenario di sviluppo e dello scenario base⁴³.

⁴³ L'andamento del PIL – come detto – non è articolato su diversi scenari.

Figura 19 - 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.

In particolare, si osserva che la misurazione del PIL in termini reali, effettuata fino a pochi anni orsono adottando i prezzi di un anno di riferimento costante (metodo degli indici a base fissa), è ora ottenuta dall'ISTAT secondo la metodologia statistica degli indici a catena (ossia a base mobile), in ottemperanza allo standard fissato da regolamenti comunitari (vedi sito web ISTAT e la Nota in allegato).

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%	1 416 682	1,7%	0,233	1,4%
2011	334,6	1,3%	1 422 217	0,4%	0,235	0,9%
2012	328,2	-1,9%	1 388 526	-2,4%	0,236	0,5%
2013	317,2	-3,4%	1 361 934	-1,9%	0,233	-1,5%
2014	320,8	1,1%	1 371 908	0,7%	0,234	0,4%
2015	324,5	1,1%	1 389 735	1,3%	0,234	-0,2%
2016	328,2	1,1%	1 410 231	1,5%	0,233	-0,3%
2017	332,0	1,1%	1 426 712	1,2%	0,233	0,0%
2018	335,8	1,1%	1 440 253	0,9%	0,233	0,2%
2019	342,4	2,0%	1 456 202	1,1%	0,235	0,9%
2020	349,1	2,0%	1 469 595	0,9%	0,238	1,0%
2021	355,9	2,0%	1 483 111	0,9%	0,240	1,0%
2022	362,9	2,0%	1 498 288	1,0%	0,242	0,9%
2023	370,0	2,0%	1 515 174	1,1%	0,244	0,8%

(*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, luglio 2013

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% 2,4%	1 243 599	1,3% 1,6%	0,210	0,8% 0,8%
2000	298,5	2,7% 2,1%	1 366 143	1,9% 1,9%	0,219	0,8% 0,2%
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% 2,1%	1 397 585	-0,1% 1,0%	0,229	3,3% 1,1%
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% 0,0%	1 473 171	-1,2% -0,3%	0,230	1,0% 0,3%
2009	320,3	-5,7%	1 392 360	-5,5%	0,230	-0,2%
2010	330,5	3,2%	1 416 682	1,7%	0,233	1,4%
2011	334,6	1,3% -0,3%	1 422 217	0,4% -1,0%	0,235	0,9% 0,7%
2012	328,2	-1,9%	1 388 526	-2,4%	0,236	0,5%
2013	317,2	-3,4%	1 361 934	-1,9%	0,233	-1,5%
2014	318,3	0,3%	1 371 908	0,7%	0,232	-0,4%
2015	319,4	0,3% -0,3%	1 389 735	1,3% 0,6%	0,230	-1,0% -0,9%
2016	320,5	0,3%	1 410 231	1,5%	0,227	-1,1%
2017	321,6	0,3%	1 426 712	1,2%	0,225	-0,8%
2018	322,8	0,4%	1 440 253	0,9%	0,224	-0,6%
2019	325,9	1,0%	1 456 202	1,1%	0,224	-0,2%
2020	329,0	1,0%	1 469 595	0,9%	0,224	0,0%
2021	332,1	1,0% 1,0%	1 483 111	0,9% 1,0%	0,224	0,0% -0,1%
2022	335,3	1,0%	1 498 288	1,0%	0,224	-0,1%
2023	338,5	1,0%	1 515 174	1,1%	0,223	-0,2%

(*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, luglio 2013

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 2012 al 2023, nello **scenario di sviluppo**, a fronte di una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,1% 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, +1,2%. Con tassi di crescita di poco inferiori a quello medio nazionale figurano le Aree del Nord Italia (+1,0%) e le Regioni insulari, con un tasso di sviluppo atteso a +0,6% per anno (v. **Tabella 13** e **Figura 20**).

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

	Scenario di sviluppo			
	2012	2018	2023	2012-2023
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Nord</i>	178,2	181,0	198,1	1,0
<i>Centro</i>	60,2	62,0	68,6	1,2
<i>Sud</i>	57,2	60,5	68,4	1,6
<i>Isole</i>	32,6	32,4	34,9	0,6
ITALIA	328,2	335,8	370,0	1,1

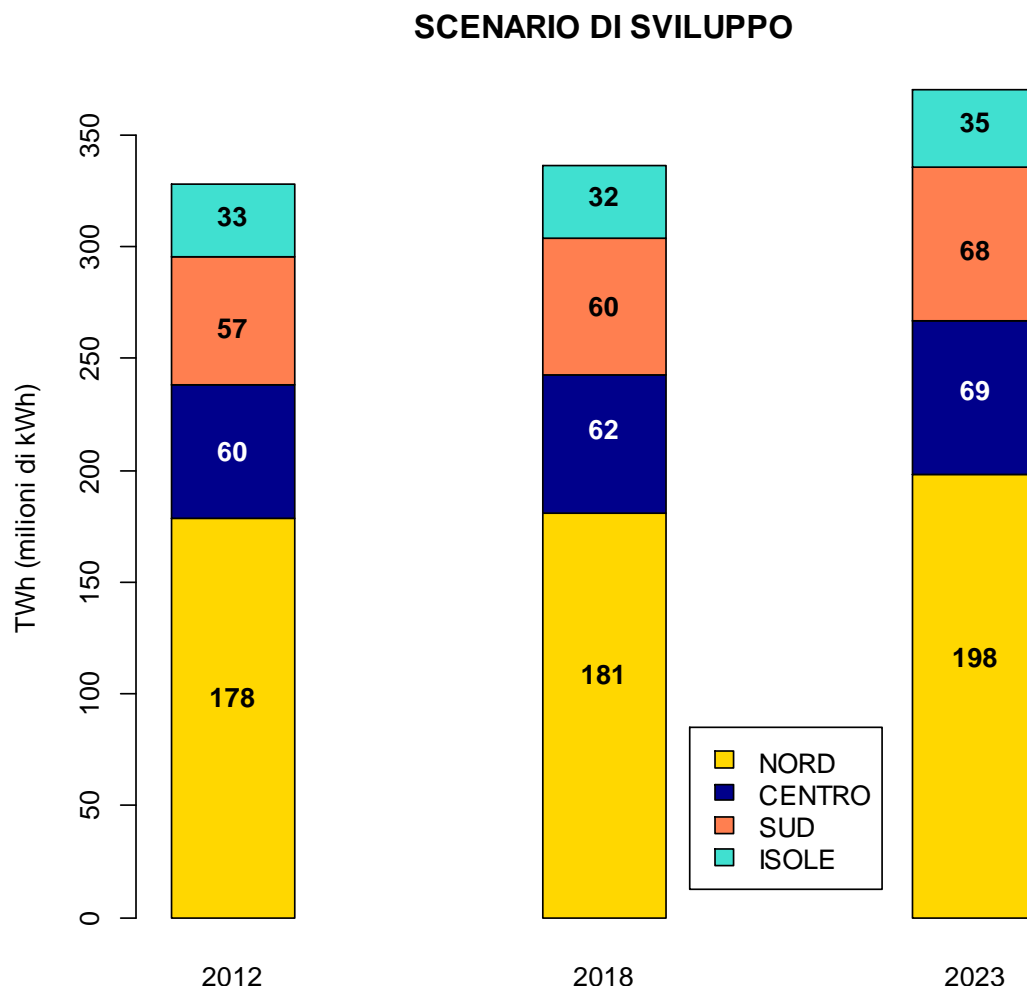
Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna

Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio

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

Isole: Sicilia, Sardegna

Figura 20 - Previsione della domanda nelle aree geografiche



La previsione per aree geografiche è completata dal quadro relativo allo **Scenario di base** nel quale la domanda nazionale si evolve ad un tasso medio annuo +0,3% (v. **Tabella 14**). In questo scenario la crescita molto contenuta della domanda elettrica nazionale si riscontra anche negli andamenti delle aree geografiche principali con l'esclusione del Sud ove viene stimata una espansione ad un tasso più sostenuto (+0,8%).

Tabella 14 - Previsione per aree geografiche nello Scenario base

<i>Scenario BASE</i>				
	2012	2018	2023	2012-2023
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Nord</i>	<i>178,2</i>	<i>173,9</i>	<i>181,2</i>	<i>0,2</i>
<i>Centro</i>	<i>60,2</i>	<i>59,5</i>	<i>62,8</i>	<i>0,4</i>
<i>Sud</i>	<i>57,2</i>	<i>58,1</i>	<i>62,6</i>	<i>0,8</i>
<i>Isole</i>	<i>32,6</i>	<i>31,2</i>	<i>31,9</i>	<i>-0,2</i>
ITALIA	328,2	322,8	338,5	0,3

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 135 miliardi di kWh, recupera leggermente rispetto ai livelli dell'anno base, mantenendo sostanzialmente le quote nella struttura dei consumi elettrici (v. **Tabella 15, Figura 21 e Figura 22**). Nel 2023 la quota dei consumi industriali è stimata al 39% circa, grazie ad un tasso di variazione medio (+0,3% per anno) positivo, anche se al di sotto di quello medio.

Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento pressoché stazionario per le **industrie non di base** (per la produzione di beni finali⁴⁴, ivi incluse le altre industrie: -0,3% medio per anno) e più vicace per le **industrie dei beni intermedi**⁴⁵ (+0,6%).

⁴⁴ 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.

⁴⁵ Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

Il **terziario**, si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+2,6% per anno). Nel 2023 il settore terziario dovrebbe raggiungere i 134 TWh circa, con una quota del 38% nella struttura dei consumi.

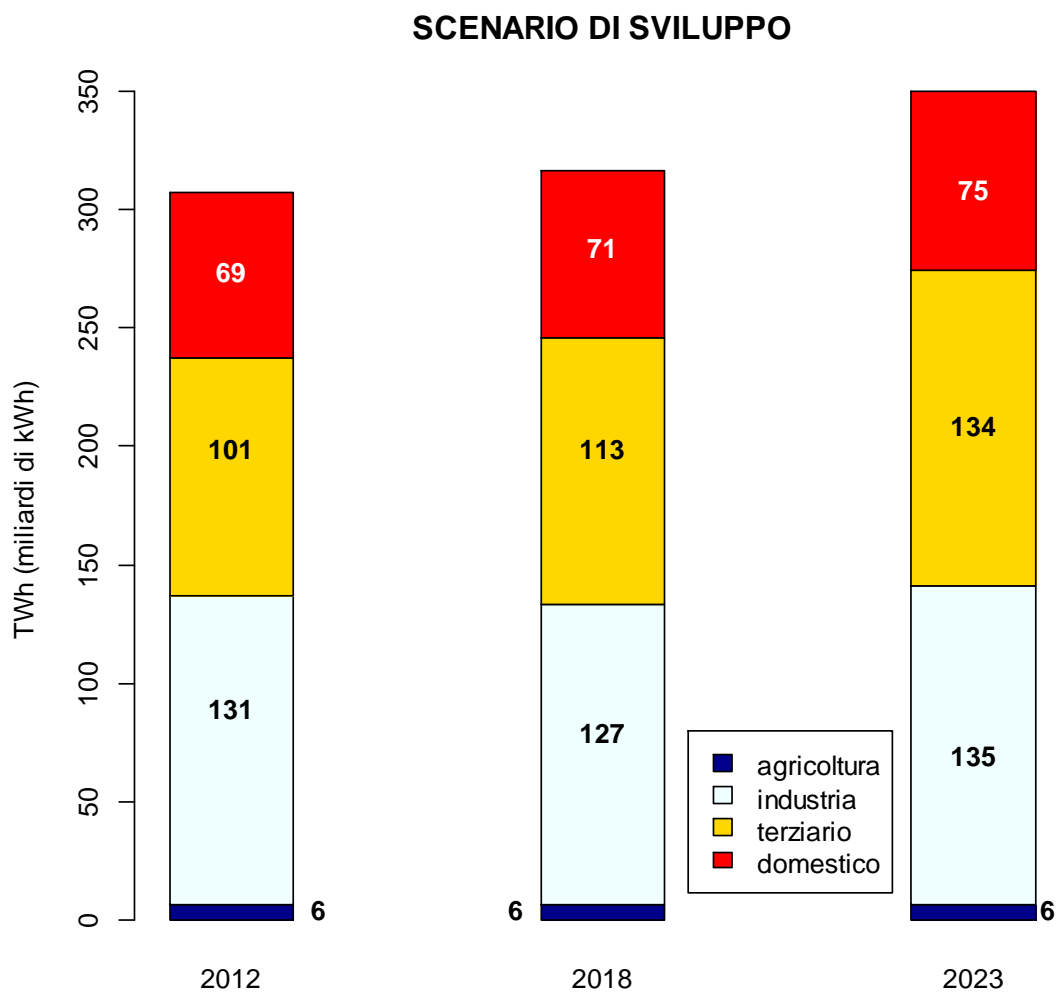
Con un tasso medio annuo di crescita del +0,7% sull'intero periodo, il settore **domestico** verrebbe a detenere nel 2023 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 22% - corrispondente a circa 75 TWh – mantenendo in sostanza inalterate le quote detenute nel 2012.

Sostanzialmente stabile anche il peso del **settore agricolo** nella struttura dei consumi (circa il 2% del totale), in moderata crescita a 6,1 TWh nel periodo, ad un tasso di circa il +0,2% per anno (v. anche **Figura 21**).

Tabella 15 - Previsione settoriale dei consumi di energia elettrica

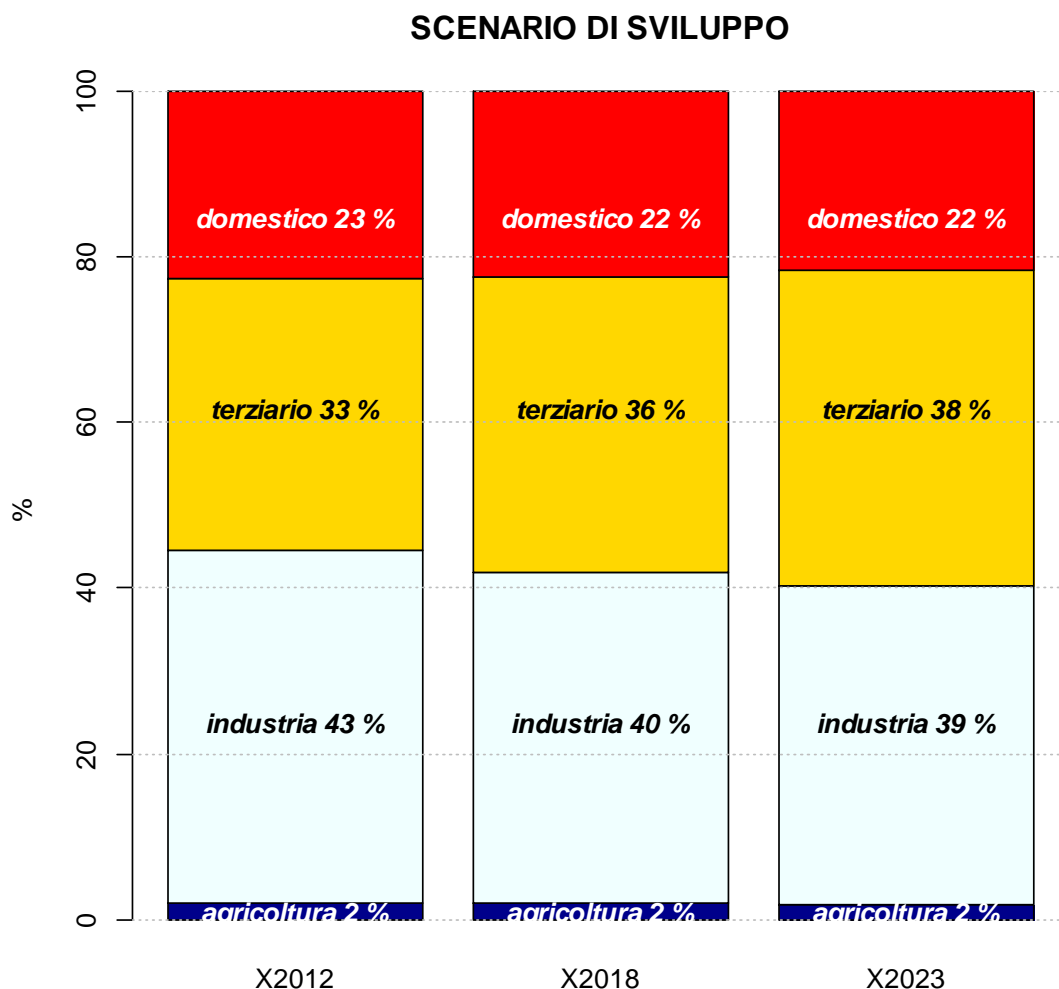
	<i>Scenario di sviluppo</i>			
	2012	2018	2023	2012-2023
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Agricoltura</i>	5,9	6,0	6,1	0,2
<i>Industria</i>	130,8	126,9	134,9	0,3
<i>beni intermedi</i>	58,3	55,0	57,1	-0,2
<i>non di base e altre</i>	72,5	71,8	77,8	0,6
<i>Terziario</i>	101,0	113,1	133,7	2,6
<i>Domestico</i>	69,5	70,6	75,3	0,7
<i>Totale consumi</i>	307,2	316,6	350,0	1,2
<i>perdite di rete</i>	21,0	19,2	19,9	-0,5
ITALIA	328,2	335,8	370,0	1,1

Figura 21 - Previsione dei consumi settoriali



Nella successiva figura è infine mostrata la struttura percentuale dei consumi di energia elettrica in previsione. Si evidenziano modesti riposizionamenti dei settori nella struttura dei consumi, espresse in termini percentuali (v. **Figura 22**). Come accennato, si osserva un ampliamento della quota dei consumi del terziario a scapito di quelli del settore industriale mentre il settore domestico mantiene le proprie quote nella struttura dei consumi italiani.

Figura 22 - La struttura percentuale dei consumi elettrici in previsione



Brevemente, le evidenze dei consuntivi settoriali – in particolare quelle del 2012 - hanno condotto ad una prudente valutazione del settore industriale mentre il settore terziario è risultato meno soggetto all’impatto del ciclo economico negativo.

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**, ad intensità elettrica contenuta. In questo contesto, il contributo dell'industria alla crescita dei consumi è stimato negativo. Risulta ridotta rispetto allo scenario superiore, ma positiva, anche la crescita degli altri settori con un terziario che evolve comunque ad un ritmo ben superiore alla media (+1,5% per anno).

Tabella 16 - Previsione della domanda settoriale nello Scenario base

	Scenario BASE			
	2012	2018	2023	2012-2023
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Agricoltura</i>	5,9	6,0	6,1	0,2
<i>Industria</i>	130,8	121,3	123,8	-0,5
<i>beni intermedi</i>	58,3	53,8	54,9	-0,5
<i>non di base e altre</i>	72,5	67,5	68,9	-0,5
<i>Terziario</i>	101,0	107,6	118,7	1,5
<i>Domestico</i>	69,5	69,1	70,9	0,2
<i>Totale consumi</i>	307,2	304,0	319,5	0,4
<i>perdite di rete</i>	21,0	18,8	19,0	-0,9
ITALIA	328,2	322,8	338,5	0,3

9) Le previsioni della domanda nei Paesi ENTSO-E⁴⁶

Nel presente paragrafo, si presenta il quadro delle previsioni della domanda elettrica nei Paesi europei, ricavato dal rapporto ENTSO-E "Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011-2025", pubblicato nel 2011. Il rapporto ENTSO-E si basa su un processo di raccolta dati presso i Paesi

⁴⁶ Associazione dei 42 Transmission System Operators europei di 34 Paesi.

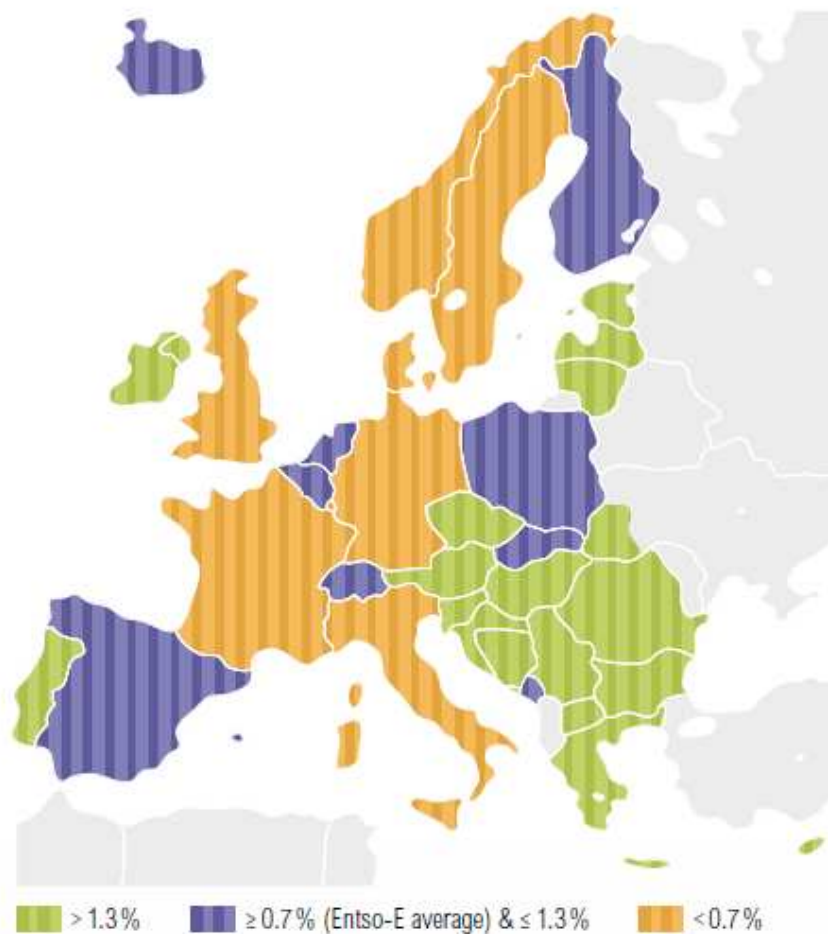
membri avvenuto nella seconda metà del 2010⁴⁷. La rappresentazione fornita è comunque utile per un confronto tra le aspettative di sviluppo della domanda elettrica nei diversi Paesi europei. Si osservi che dal rapporto ENTSO-E è stato ricavato come anno obiettivo il 2020.

La **Figura 23** mostra con immediatezza i tassi medi annui di incremento della domanda di energia elettrica nel periodo 2011 – 2020 (**Scenario cd. “EU2020”**)⁴⁸, evidenziando cromaticamente tre aggregati con differenti fasce di crescita.

⁴⁷ In particolare i dati qui riportati per l'Italia si riferiscono pertanto ai dati previsionali pubblicati lo scorso anno [v. Previsioni della domanda elettrica 2010 – 2020] e non sono pertanto direttamente confrontabili con i dati previsivi presentati nelle pagine precedenti, anche per i diversi intervalli di previsione sui quali sono basate le valutazioni dei CAGR

⁴⁸ Lo Scenario EU2020 è uno speciale scenario *top-down* costruito per accogliere le indicazioni di *policy* della EU in materia di clima ed energia ed in particolare basato sugli obiettivi nazionali specificati negli NREAP.

Figura 23 - Crescita della domanda elettrica nei Paesi ENTSO-E (2011-20)



In **Tabella 17** è quindi riportato il tasso di crescita medio della domanda di energia elettrica di tutti i Paesi ENTSO-E nel periodo 2011-2020 e nei sottoperiodi 2011- 2015 e 2015 - 2020.

Tabella 17 - Previsioni della domanda elettrica nei Paesi ENTSO-E

	2011 - 2020	
	2011 - 2015	2015 - 2020
tasso medio annuo di crescita dei consumi di energia elettrica % (cagr %)	0.6%	0.7%
	0.7%	

Fonte: nostre elaborazioni su dati ENSO-E - Scenario <<EU 2020>>

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.

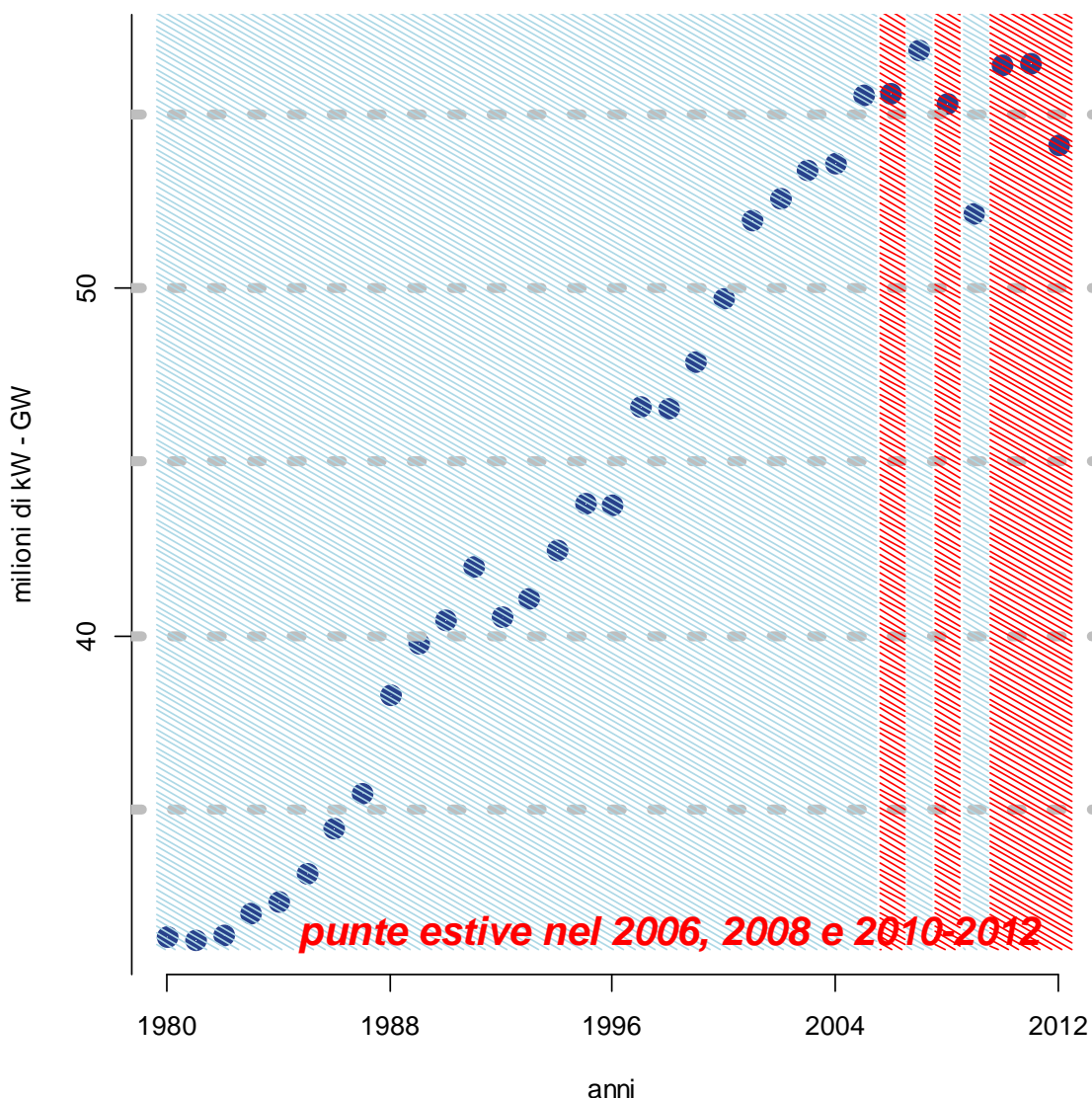
In **Figura 24** è riportata la serie dei valori a consuntivo del massimo carico annuo dal 1980 al 2012.

Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è verificata in periodo invernale⁴⁹. Dal 2006, si è verificata una alternanza tra estate ed inverno (v. **Figura 24**, 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, a partire dal 2010 la punta annua è stata registrata in estate.

Nei primi otto mesi del 2013 si è raggiunto un massimo provvisorio in luglio pari 53.942 MW (il 26 luglio alle ore 12); tale valore di carico massimo, peraltro inferiore del -3,2% al massimo di luglio 2012 (54.113 MW, massimo dell'anno); se non verrà superato nei prossimi mesi invernali, tale valore costituirà comunque il picco dell'anno in corso.

⁴⁹ Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

Figura 24 - Carico massimo sulla rete Italia – 1980 – 2012

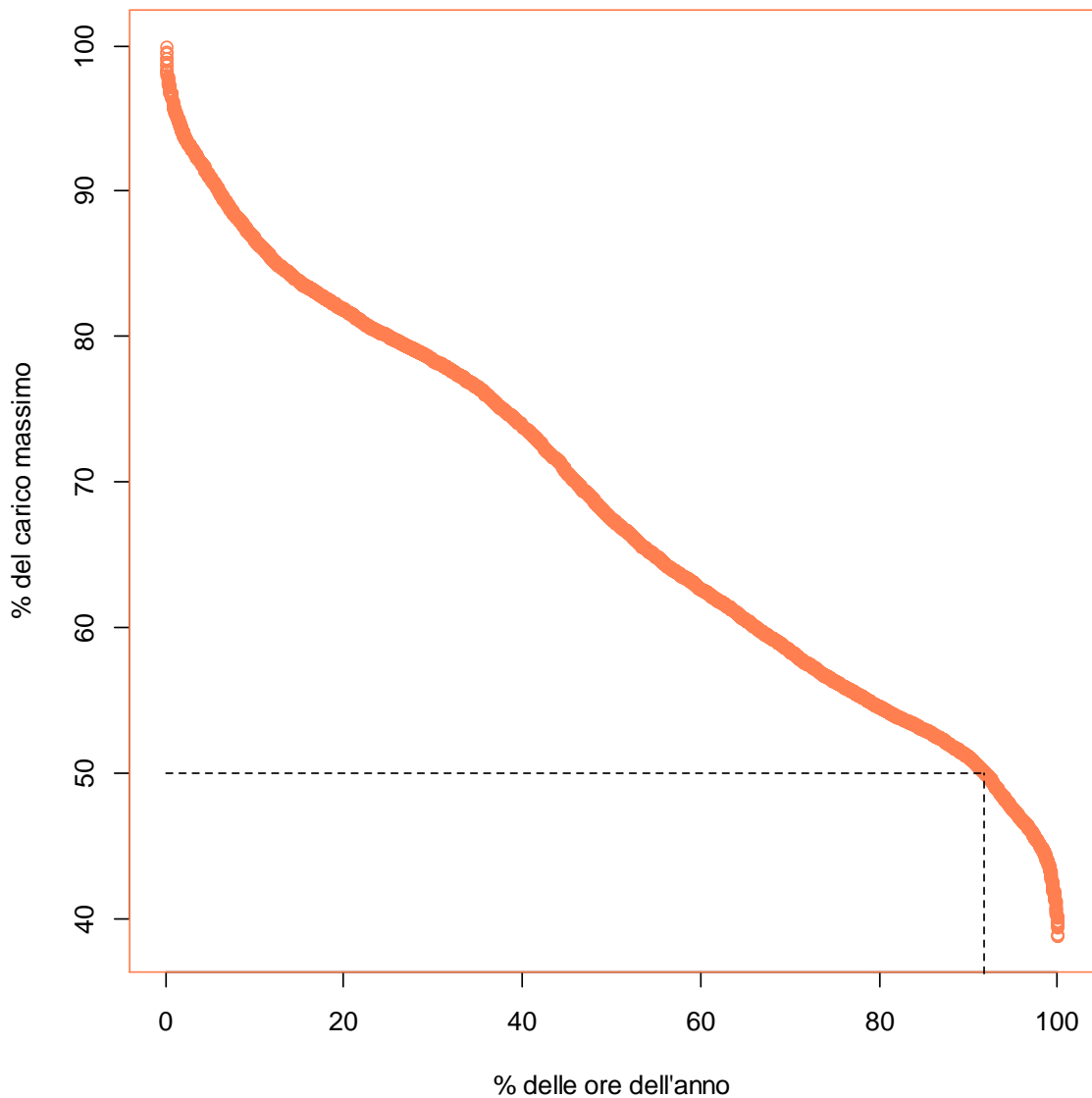


La successiva **Figura 25** mostra la curva monotona di durata del carico 2012 sulla rete italiana, basata sulla rilevazione oraria della potenza richiesta dal carico, espressa in percentuale rispetto al massimo carico annuo, di cui in precedenza. Si osserva che la domanda ha superato il 50% del carico massimo per circa il 92% delle ore dell'anno⁵⁰.

⁵⁰ Si tratta di un indicatore sintetico della modulazione del prelievo in potenza. Negli ultimi cinque anni:

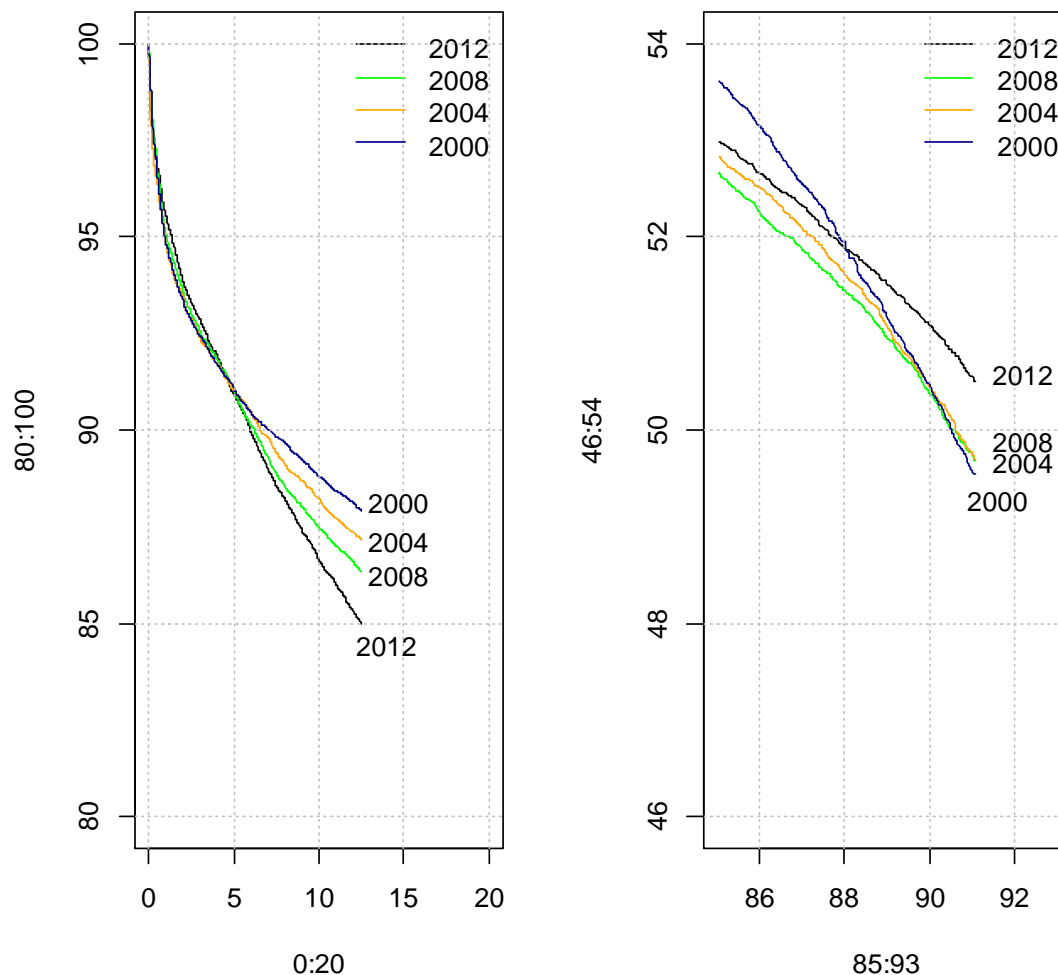
	il carico è superiore al 50% del carico massimo per una percentuale delle ore dell'anno minore o uguale al
2007	90,0%
2008	90,6%
2009	90,8%
2010	86,4%
2011	89,7%
2012	91,9%

Figura 25 - Curva di durata del carico sulla rete Italia - 2012



Nella successiva **Figura 26** si riportano a titolo informativo due dettagli caratteristici degli andamenti delle monotone del carico per gli anni bisestili a partire dal 2000. 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 26 - Dettaglio curve di carico anni 2000, 2004, 2008, 2012



L'osservazione del dettaglio di sinistra – in particolare nel passaggio dal 2000 al 2012 - suggerisce considerazioni in merito ai cambiamenti strutturali sulla natura dei prelievi elettrici in un arco di tempo sufficientemente lungo. Comune anche ad altri Paesi sviluppati⁵¹, si osserva un progressivo incremento delle ore di picco della domanda dal 2000 al 2012. Al netto di effetti congiunturali (ricordiamo che in effetti il 2012 è stato un anno di flessione della domanda elettrica), tale modifica del profilo può attribuirsi alla penetrazione di apparecchiature di condizionamento ed al declino dei carichi industriali, più costanti durante l'anno.

⁵¹ In "Public Utilities Fortnightly" – January 2012 (pagg. 24, 25)

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 27**) 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.

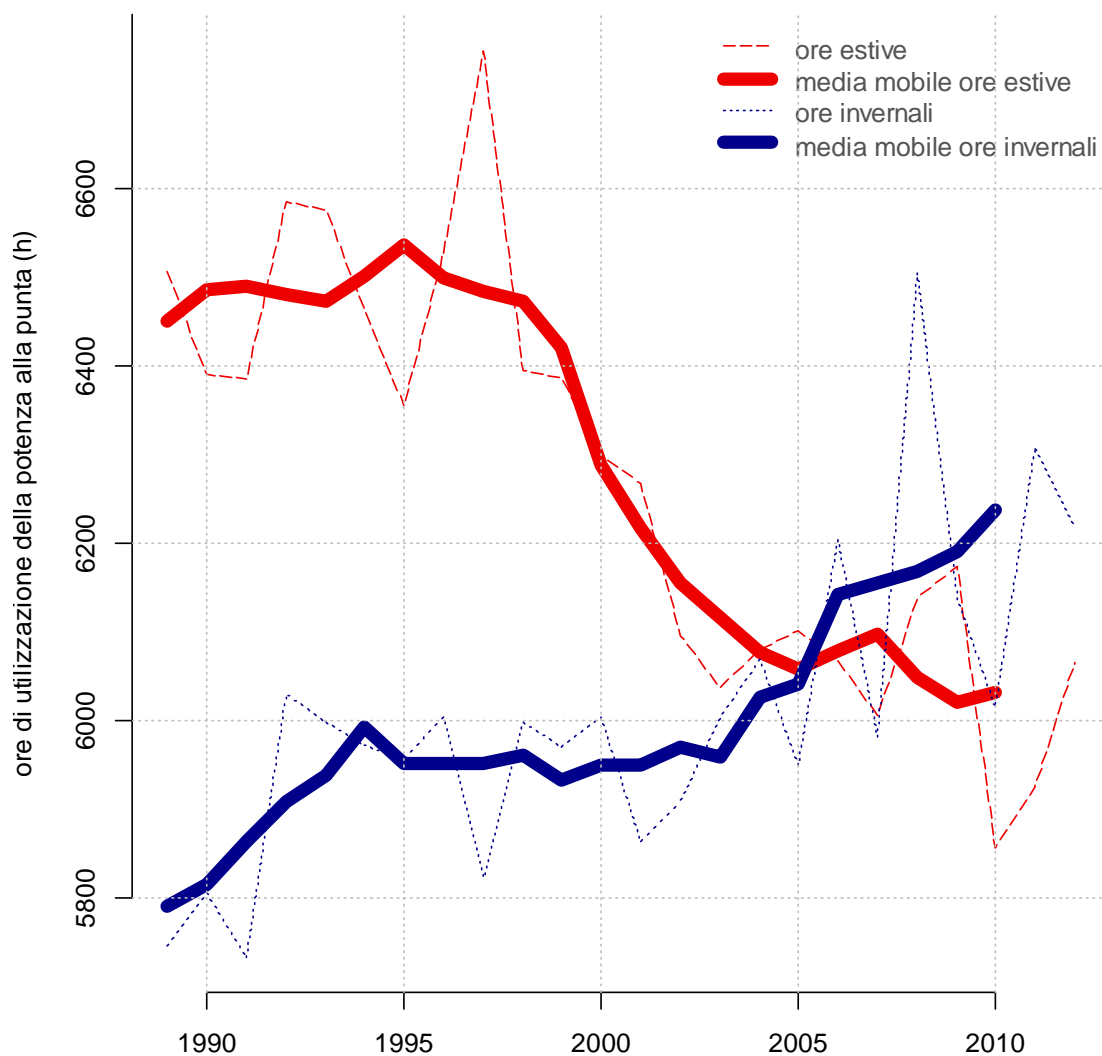
Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva *ore estive* a tratto sottile). Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 ore/anno si è sostituita nell'ultimo decennio una decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche molto inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi anni, questa tendenza ha subito un rallentamento ma

ormai 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 27** sono pertanto riportate anche le medie mobili centrate a cinque termini delle ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale⁵². A partire dalla metà degli anni 2000 tali indicatori risultano compresi tra 6.000 e 6.200 ore anno, con tendenza a superare quest'ultimo limite superiore per le ore invernali. Proprio osservando tali medie mobili, si coglie il segnale dell'andamento di tipo asintotico che si manifesta negli ultimi due-tre anni ma che comunque vede prevalere la media mobile delle **ore estive quale indicatore più gravoso** per il sistema elettrico.

⁵² 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 27 - 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 invernale⁵³.

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 2023 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5’460 ore/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 68 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 14 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2012 (v. **Tabella 18**). Nella stessa tabella è riportata – sempre per il 2023 - anche l’ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza, valutata in 63 GW, che è invece correlata all’ipotesi di inverno medio.

Per l’anno 2019 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 2012, anche quello provvisorio della punta estiva del 2013, anche se inferiore a quello dell’anno precedente.

⁵³ 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.

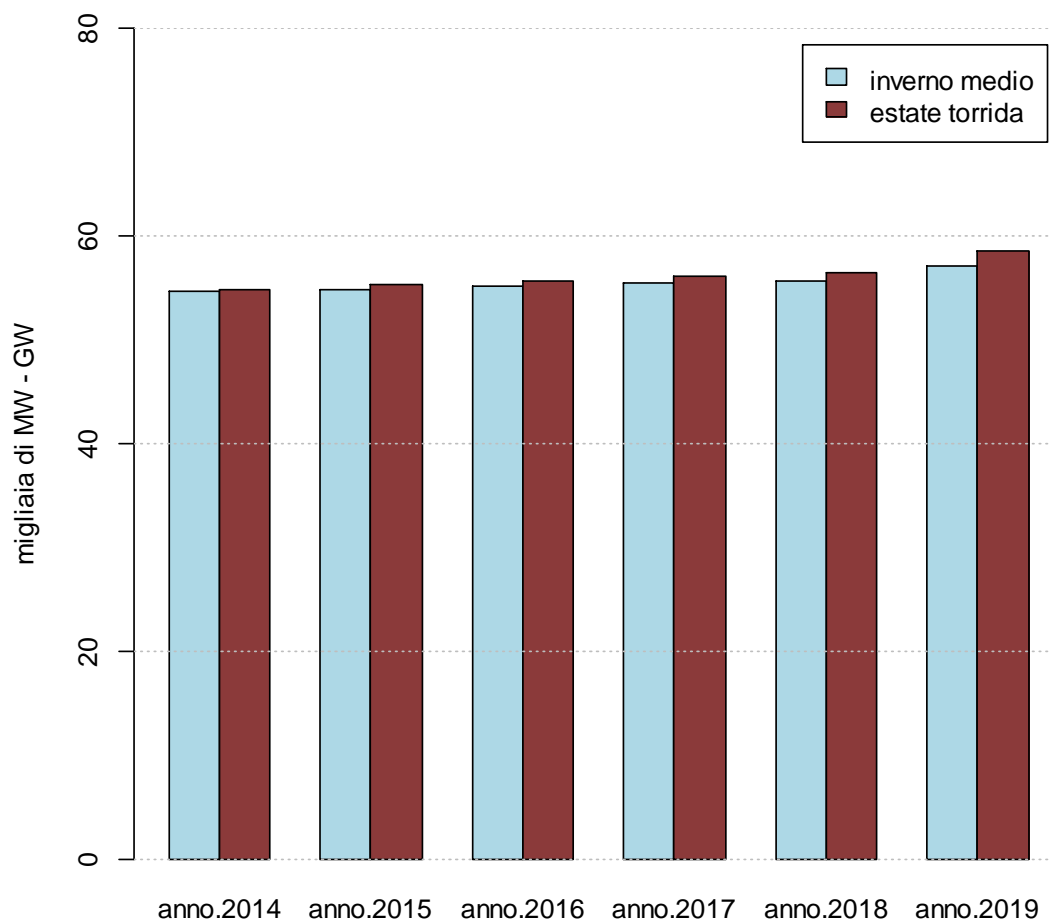
Tabella 18 - Previsione della domanda in potenza: scenario sviluppo

Anno	Carico
2012	54.113 MW
2013 provvisorio (*)	53.942 MW
2019 ipotesi bassa/alta	da 57 a 59 GW
2023 ipotesi bassa/alta	da 63 a 68 GW
(*) Dato riferito al 26 luglio 2013 (ore 12:00)	

Nelle due ipotesi considerate - inverno medio ed estate torrida, relative allo scenario di sviluppo considerato - si riporta inoltre (v. **Figura 28** 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”*⁵⁴ - la previsione della domanda in potenza alla punta per ciascuno degli anni dal 2014 al 2019.

⁵⁴ Delibera 48/04, articolo 53, comma 4.

**Figura 28 - Previsione della domanda in potenza 2014 - 2019 (GW)
(scenario sviluppo)**



Si rammenta che in **Figura 28** 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 2014- 2019 (scenario sviluppo)

	inverno medio	estate torrida
	migliaia di MW (GW)	
2014	54,6	54,9
2015	54,9	55,3
2016	55,2	55,7
2017	55,5	56,1
2018	55,7	56,5
2019	57,1	58,6

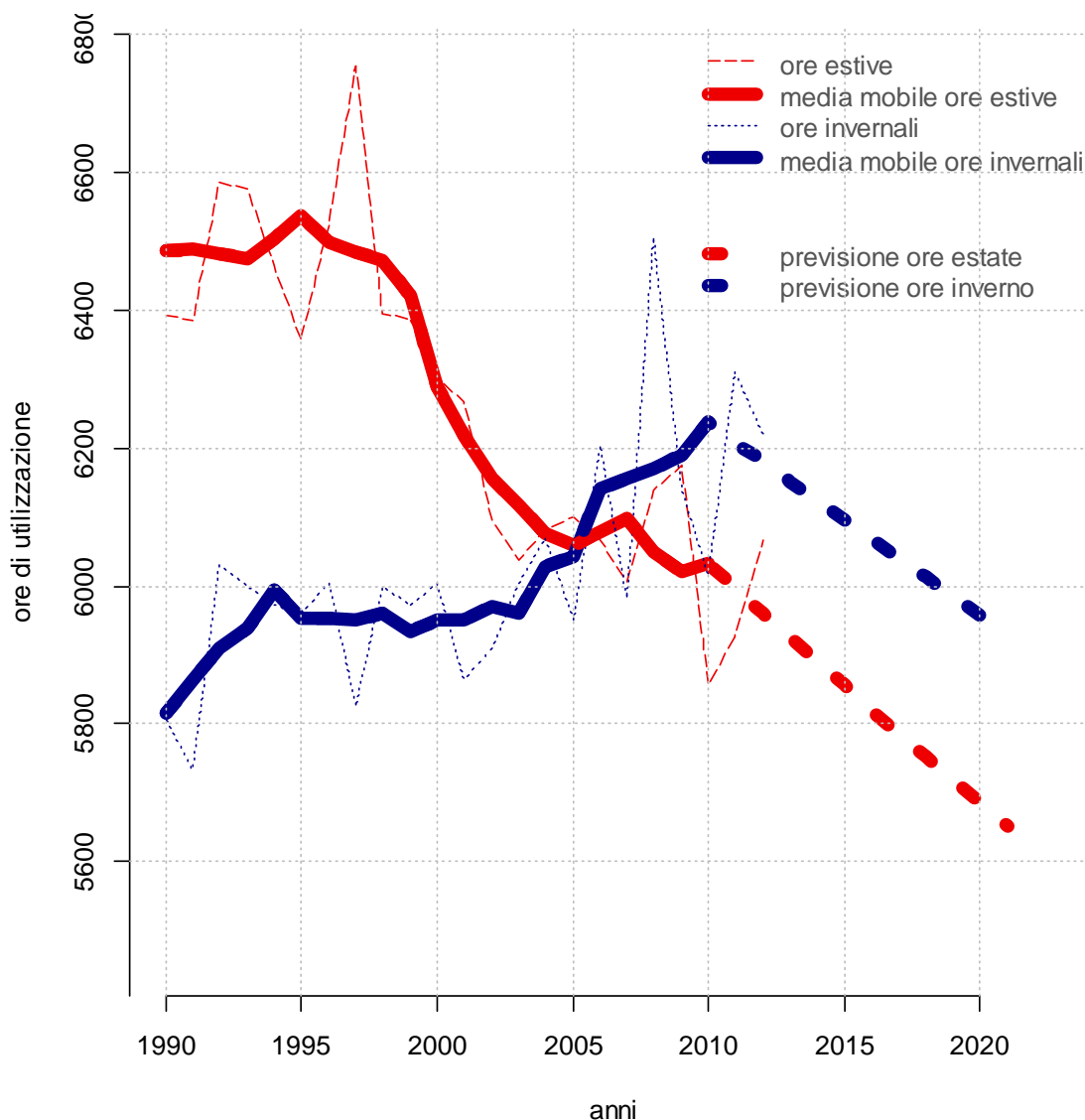
I grafici delle seguenti **Figura 29** e **Figura 30** riassumono quanto detto finora rispettivamente sulla previsione delle ore di utilizzazione della potenza massima in potenza e sul carico.

In particolare in **Figura 29** sono riportati dati di consuntivo (già visti in precedenza) ed in previsione delle ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale in Italia fino al 2023.

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 storicamente⁵⁵.

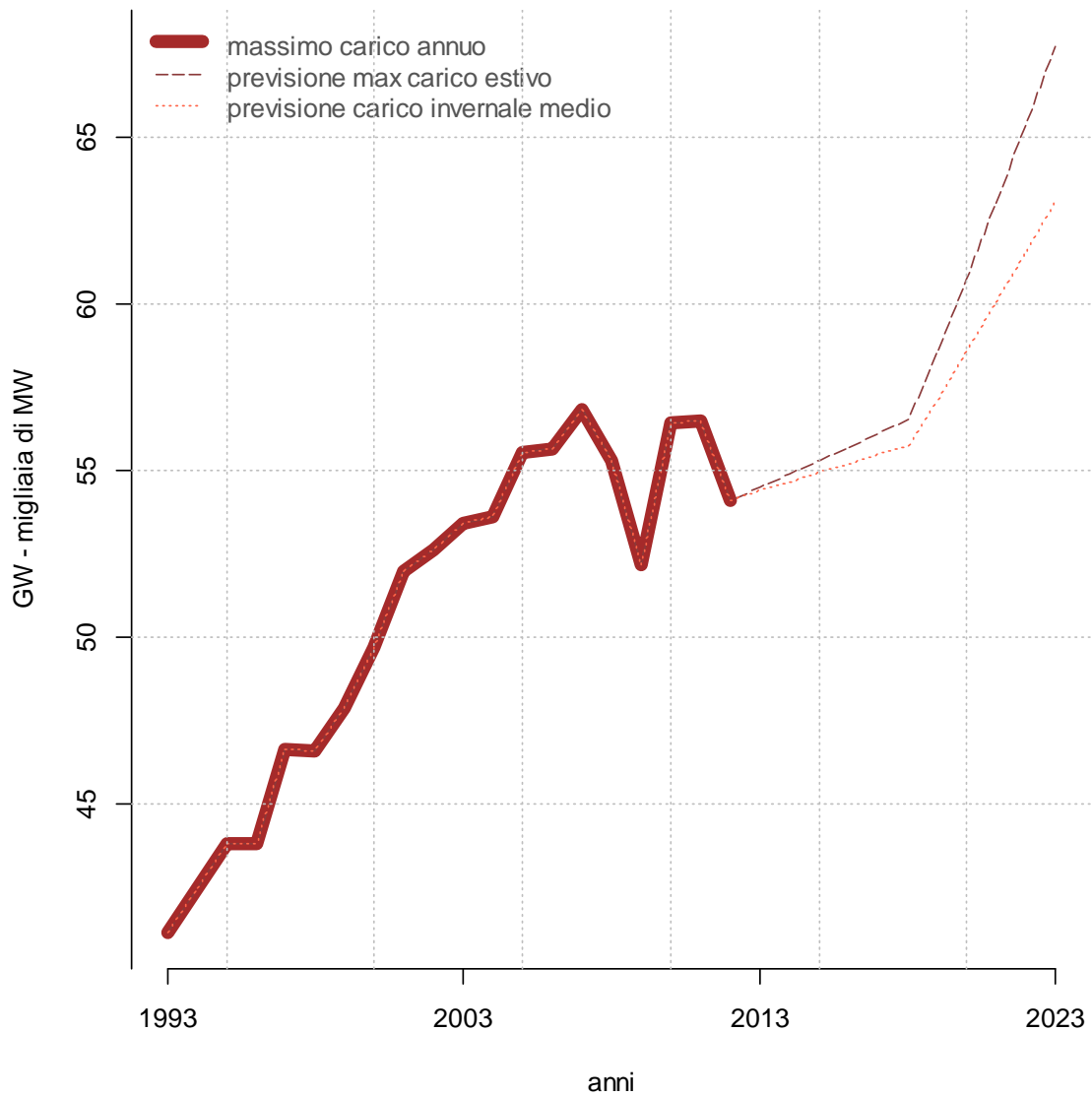
⁵⁵ I dati in previsione vanno considerati tenendo conto dell'andamento storico ($\pm 2 \sigma$). Nel grafico di **Figura 29** è riportata solo la situazione più gravosa, corrispondente a -2σ (trattasi dello scenario di sviluppo).

Figura 29 - 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 30** i valori che si riferiscono al carico massimo annuo a consuntivo, fino al 2012, ed in previsione fino al 2023, nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio, corrispondenti ai valori massimi e minimi del campo di variazione della previsione del carico.

Figura 30 - 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
2012	54.113 MW
2013 provvisorio (*)	53.942 MW
2019 ipotesi bassa/alta	da 53 a 55 GW
2023 ipotesi bassa/alta	da 57 a 62 GW
(*) Dato riferito al 26 luglio 2013 (ore 12:00)	

11) Le previsioni del carico nei Paesi ENTSO-E

Nel presente paragrafo, si presenta il quadro delle previsioni del carico nei Paesi europei, ricavato – in analogia a quanto fatto nel paragrafo 9 e con le medesime avvertenze di cui in precedenza - dal rapporto ENTSO-E “Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011-2025”, pubblicato nel 2011.

Nella **Figura 31** sono segmentati con differente colorazione i tassi medi annui di crescita (CAGR) del carico nel periodo 2011 – 2020 (figura a sinistra da 2011 a 2015; figura a destra da 2015 a 2020) alle ore 19:00 del mese di gennaio, individuata come ora della punta invernale continentale.

Figura 31 - Crescita del carico nei Paesi ENTSO-E. 2011-2020

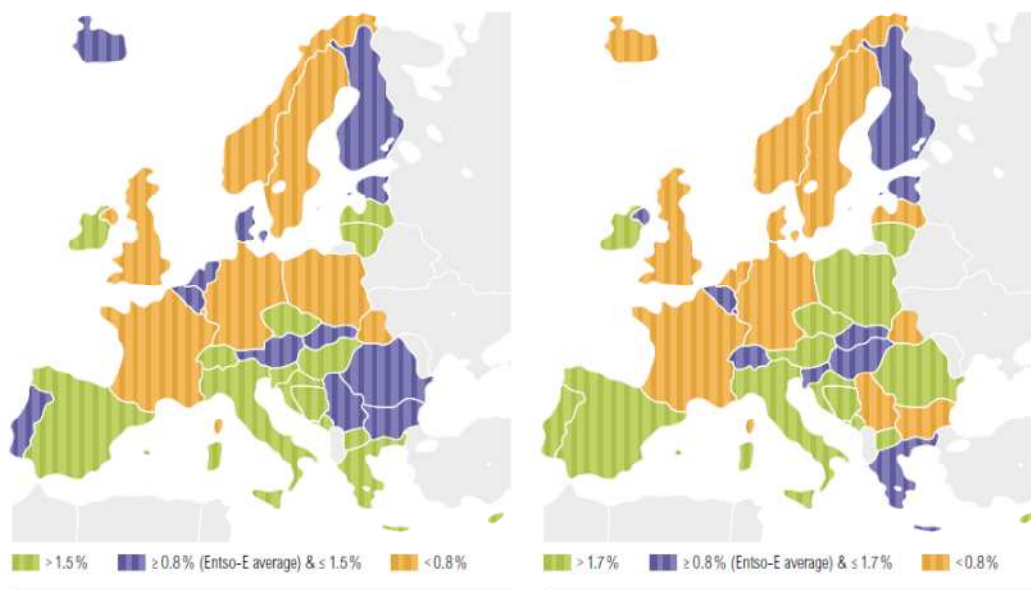


Figure 4.2:
ENTSO-E average annual load growth between 2011 and 2015,
Scenario EU 2020, January 7 p.m.

Figure 4.3:
ENTSO-E average annual load growth between 2015 and 2020,
Scenario EU 2020, January 7 p.m.

Nella **Tabella 21** è riportato il tasso di crescita medio del carico – sempre secondo le definizioni dello Scenario EU 2020 (v. Nota 48) - per tutti i Paesi ENTSO-E, nell'intero periodo 2011 – 2020 e nei sottoperiodi 2011 – 2015 e 2015 – 2020.

Tabella 21 - Previsione del carico massimo nei Paesi ENTSO-E

	2011 - 2020	
	2011 - 2015	2015 - 2020
tasso medio annuo di crescita del carico % (cagr %) - Carico estivo: mese di luglio	1.0%	1.1%

Fonte: nostre elaborazioni su dati ENSO-E - Scenario <<EU 2020>>

12)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 pubblici 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 produzione⁵⁶ e trasmissione, per indisponibilità delle unità e degli elementi di rete): se 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 2019 e 2023 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

⁵⁶ In particolare le alee sulla produzione idroelettrica ed eolica giocano un ruolo determinante.

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*⁵⁷ necessaria per far fronte alla punta di carico.

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 affidabile⁵⁸:

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 2019** – considerando, oltre gli impianti ad oggi esistenti e le dismissioni, anche quelli in corso di realizzazione - ha evidenziato una capacità di generazione ampiamente sufficiente a soddisfare il fabbisogno annuale, il cui picco è pari a circa 59 GW, con il dovuto grado di affidabilità: tutti

⁵⁷ 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, ...).

⁵⁸ Cfr. Terna "Piano di Sviluppo 2012" (v. Bibliografia)

gli indici di rischio sono nei limiti. Con questa disponibilità di generazione si avrebbe una potenza media disponibile alla punta annuale di circa 77 GW e una riserva media di planning di circa il 40%.

Anche **all'anno 2023** - considerando, oltre gli impianti ad oggi esistenti e le dismissioni, anche quelli in corso di realizzazione e quelli autorizzati la cui data di entrata in servizio è prevista entro il 2023 - la capacità di generazione appare sufficiente a soddisfare il fabbisogno annuale, con un picco pari a 68 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 83 GW e una riserva media di planning ancora dell'ordine del 30% circa.

È stata anche valutata la potenza media disponibile alla punta annuale considerando l'ingresso nel sistema di produzione di nuove, importanti quote di generazione da fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaiche.

L'analisi ha evidenziato che, ipotizzando la presenza di impianti fotovoltaici fino ad un ammontare complessivo pari a circa 28,5 GW al 2023, si ottiene una potenza media disponibile alla punta annuale fino a circa 87 GW. Si osserva però che tale importante incremento dell'installato fotovoltaico non genera una altrettanto significativa riduzione dell'EENS, nonostante valori elevati di potenza media disponibile.

13) Conclusioni

Nelle **Tabella 22** e in **Figura 32** 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 adottati -*,
- *per il carico nelle condizioni convenzionali medie ed estreme, per i medesimi due scenari in energia*
- *generazione disponibile alla punta.*

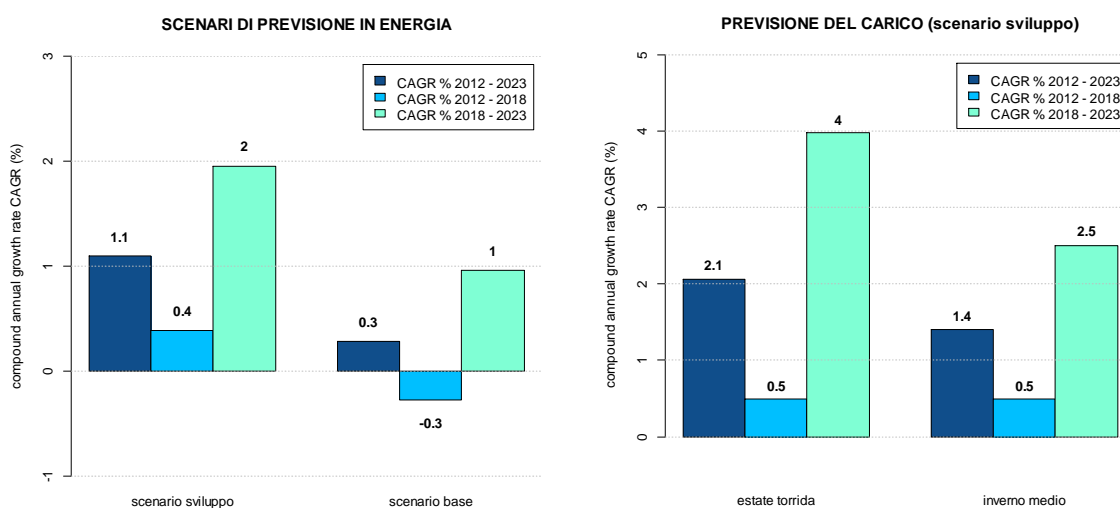
Tabella 22 - Quadro riepilogativo al 2019 e 2023 del processo di previsione

ANNO 2023				
domanda di energia elettrica	scenario di sviluppo		scenario di base	
	370 TWh		339 TWh	
domanda di potenza alla punta	inverno medio	estate torrida	inverno medio	estate torrida
	63 GW	68 GW	57 GW	62 GW
generazione disponibile alla punta		83 GW		
ANNO 2019				
domanda di energia elettrica	scenario di sviluppo		scenario di base	
	342 TWh		326 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		77 GW		

Nel 2023 la domanda di energia elettrica in Italia raggiungerà i 370 miliardi di kWh nello scenario di sviluppo mentre nello scenario di base, ad intensità elettrica contenuta, i volumi richiesti sono stati valutati in circa 339 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 68 GW nella condizione di estate torrida, rappresentativa della punta massima, e i 63 GW nella condizione di inverno medio.

Figura 32 – 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 2019. La domanda elettrica raggiungerà i 342 miliardi di kWh nello scenario di sviluppo, mentre nello scenario base sarà contenuta in circa 326 TWh. In corrispondenza dello scenario di sviluppo, il carico sarà compreso tra 57 e 59 GW, a seconda delle citate condizioni climatiche convenzionalmente definite.

14) Bibliografia

- Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2012 – 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
- 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 2012- 2022. (settembre 2012) – a cura Terna www.terna.it.
- Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2013 – a cura TERNA
- Ministero dello sviluppo economico – Dipartimento per l'Energia – Statistiche ed analisi energetiche e minerarie - Bilanci Energetici Nazionali – anni vari
- Piano d'Azione Italiana per l'efficienza energetica 2011 (PAEE 2011) – Sintesi e Master Plan – luglio 2011[bozza] - <http://www.fficienzaenergetica.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 – Bozza settembre 2013
- 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
- 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
- Unione Petrolifera (UP) - Previsioni di Domanda Energetica e Petrolifera Italiana – 2013 > 2025 – Roma, Marzo 2013
- 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.
- 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 – Scenario Outlook and System Adequacy Forecast – 2011-2025
- ENTSO-E - TYNDP 2014 – 2030 scenario development - Introductory document- 18 July 2013
- ISTAT – Nuova serie di Contabilità nazionale, marzo 2013
- PROMETEIA – Banche dati e modelli regionali- Bologna, luglio 2013
- 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, gennaio 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 2012 – Paris 2012

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/>

EREC/Greenpeace - Energy [r]evolution – A sustainable EU27 Energy Outlook – European Renewable Energy Council – October 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 – Spring 2013, <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 2013) – <http://www.confindustria.it>

IMF/FMI Fondo Monetario Internazionale – World Economic Outlook Update (July 2013) <http://www.imf.org/>

ref. Ricerche – Congiuntura ref. – Agosto 2013, <http://www.refricerche.it/>

Prometeia – Aggiornamento Rapporto di previsione – Settembre 2013, <http://www.prometeia.it>

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

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 2013 (Settembre 2013) - <http://www.mef.gov.it>

Ministero dello Sviluppo Economico - Dipartimento per l'Energia – Direzione generale per l'energia nucleare, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica – Div. II Produzione elettrica - Rapporto sull'andamento delle Autorizzazioni – Luglio 2012 – Dicembre 2012

Le pompe di calore – in Idraulica – Brescia 2007

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

EXXONMOBIL - 2012 The Outlook for Energy: A View to 2040 - http://www.exxonmobil.com/Corporate/Files/news_pub_eo2012.pdf

BP Energy Outlook 2030 – London, January 2013 - http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/O/2012_2030_energy_outlook_booklet.pdf

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

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 – (testo per consultazione pubblica) – Roma, aprile 2013

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

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

Butler, N. - *What you won't hear in Davos* – in *Financial Times* – 24.1.2013

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

Why do I care about forecasts if they are always wrong? – in *OXERA Agenda* – August 2010
<http://www.oxera.com>

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

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

Bianchini R., De Novellis, F. – *Il contesto macroeconomico e la crisi dei consumi energetici* – in *Newsletter del GME* n. 59, aprile 2013

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

Per la banca dati sulle temperature medie mensili: <http://10.155.207.34/temperature/> (sito riservato)

R Core Team (2013). *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/>.

15)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/TYNDP/TYNDP-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 TYNDP 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 2030 - Aggiornamento 2013
Autore e anno pubblicazione	BP - Gennaio 2013
Riferimenti	http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/BP_World_Energy_Outlook_booklet_2013.pdf
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 8,3 miliardi di persone al 2030; in corrispondenza, il reddito mondiale atteso è circa il doppio in termini reali di quello raggiunto nel 2011.</p> <p>La domanda di energia primaria dovrebbe crescere mediamente dell'1,6% l'anno (+2,1% nel periodo 2010-2020 e +1,3% nel successivo decennio). I Paesi non-OCSE a reddito medio e basso rappresentano il 90% della crescita della popolazione e della domanda di energia e circa il 70% della crescita del reddito.</p> <p>L'energia primaria utilizzata nella generazione elettrica aumenta del 49% e rappresenta il 57% della crescita della domanda energetica. Oltre metà della crescita dei combustibili è rappresentata da fonti non fossili; le fonti rinnovabili crescono del 7,6% medio annuo.</p> <p>Dal punto di vista dei consumi settoriali, nel domestico e nei servizi aumenta ancora il peso dell'energia elettrica. Per quanto riguarda l'utilizzo dei combustibili, il petrolio continuerà a perdere peso nel fuel mix, passando dal 33% nel 2011 al 28% nel 2030; in particolare, scenderà ad appena il 2% nella generazione elettrica. Questo andamento riflette anche la risposta alla crescita del prezzo del petrolio. A partire dal 2020, anche la quota di carbone dovrebbe iniziare a diminuire.</p> <p>L'intensità energetica globale nel 2030 sarà inferiore del 31% a quella del 2011. La riduzione riguarderà tutte le diverse aree geografiche.</p>

16)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.