

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA  
IN ITALIA E DEL FABBISOGNO DI POTENZA  
NECESSARIO  
ANNI 2009 2019**

*Settembre 2009*

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA  
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO  
2009 – 2019**

**INDICE**

<b>1. Introduzione</b>	3
<b>2. Riferimenti normativi</b>	6
<b>3. Contesto energetico</b>	7
<b>4. Principali grandezze che influenzano la domanda elettrica</b>	9
4.1 La crescita economica	9
4.2 L'evoluzione storica della domanda di energia elettrica	12
4.3 Sulla relazione tra economia e domanda elettrica	16
4.4 Confronti internazionali sull'intensità elettrica	20
<b>5. Previsione della domanda elettrica in energia</b>	24
5.1 Previsione per le aree geografiche	30
5.2 Previsione settoriale	31
<b>6. Le previsioni della domanda in alcuni Paesi europei</b>	34
<b>7. Previsioni della domanda in potenza</b>	36
7.1 L'evoluzione storica delle ore di utilizzazione	39
7.2 Metodologia di previsione	41
7.3 Risultati	41
<b>8. Stima del fabbisogno di potenza necessario</b>	46
<b>9. Conclusioni</b>	48
<b>10. Bibliografia</b>	49

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA  
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO  
2009- 2019**

**1. Introduzione**

Il presente documento contiene l'aggiornamento annuale delle previsioni di medio-lungo termine per l'Italia della *domanda elettrica - in energia e in potenza* - e del *fabbisogno di potenza* necessario. Il lavoro è giunto quest'anno alla nona edizione<sup>1</sup>, escludendo l'aggiornamento che si era reso necessario lo scorso anno in novembre per offrire una prima valutazione degli effetti sulla domanda elettrica di lungo termine della fase recessiva dell'economia, non ancora completamente superata.

Tra le principali conclusioni di questa edizione,

- 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 di +1,6%, e uno scenario base a +0,5% per anno;***
- ii) correlata allo scenario di sviluppo, una evoluzione della punta di carico ad un tasso medio tra +2,0% e +2,4% p.a.;***
- iii) alla copertura del carico massimo nel 2019 si stima adeguato un fabbisogno di generazione di circa 90 GW.***

---

<sup>1</sup> La prima edizione – che accoglieva varie disposizioni tra le quali quelle contenute in Dlgs 79/99, Del. AEEG 95/01, Convenzione di Concessione 17/7/2000, etc. – è infatti del 2001.

Le previsioni di cui al presente lavoro sono sviluppate con il duplice obiettivo di:

- i) *adempiere gli obblighi che, secondo la vigente normativa, sono annualmente in capo alla società TERNA (Delibera 48/04 AEEG - cfr. anche paragrafo 2);*
- 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 richiesta<sup>2</sup> 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.

Per quanto riguarda la previsione della domanda elettrica si è tenuto conto della modesta flessione maturata nel 2008, pari a -0,1% rispetto all'anno precedente. Si è soprattutto cercato di integrare nella previsione il notevole ripiegamento atteso per l'anno in corso, che non ha precedenti negli ultimi sessanta anni. Sulla base dei dati provvisori, la domanda di energia elettrica acquisita nel

---

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

periodo gennaio - agosto 2009 risulta infatti in flessione di oltre 7 punti percentuali rispetto al corrispondente periodo del 2008.

L'altro elemento di novità, osservato anche nella precedente edizione, il verificarsi cioè di una punta estiva in potenza, si è nuovamente verificato nel 2008, come nel 2006, dopo che nel 2007 si era tornati ad avere la punta annua in inverno. Questo a ulteriore conferma del fatto che, nei prossimi anni si potrà osservare una alternanza di eventi, motivata prevalentemente dalle particolari condizioni climatiche del momento.

Nei successivi paragrafi vengono richiamati i *principali riferimenti normativi* dai quali traggono origine le previsioni (paragrafo 2), e *l'attuale contesto energetico* in grado di influenzare in prospettiva la domanda elettrica (par. 3).

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. 4).

Sono quindi formulate:

- le *previsioni della domanda in energia* (par. 5), illustrando e riportando le grandezze (*prodotto interno lordo e intensità elettrica*) utilizzate nell'ambito di tali previsioni. La domanda elettrica in previsione è come sempre disaggregata nelle principali macroaree geografiche e sulla base degli utilizzi nelle principali attività. Nel paragrafo 6 è presentata una panoramica delle *previsioni di medio termine della domanda elettrica in energia di alcuni Paesi europei*.

- le *previsioni della domanda in potenza* (par. 7), con valutazioni sulle serie storiche della domanda in potenza e delle ore di utilizzazione del carico alla punta.

Dalla previsione della domanda in potenza di cui al paragrafo 7, si passa quindi alle *previsioni del fabbisogno di potenza* necessario (par. 8), sulla base

degli indici di qualità del servizio normalmente adottati nei Paesi dell'Europa occidentale.

Seguono infine le *conclusioni* (par. 9) e una breve *bibliografia essenziale* di riferimento.

**Nella presente edizione le previsioni si estendono fino al 2019.**

Il presente documento viene chiuso utilizzando dati ed informazioni disponibili al *30 settembre 2009*.

## **2. Riferimenti normativi**

Le previsioni di medio-lungo termine della domanda nel settore elettrico italiano sono contemplate principalmente, con diversi accenti, 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 trasmissione<sup>3</sup>;*
- *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.*

---

<sup>3</sup> Decreto MAP 20/4/2005, pubblicato su GURI n° 98 del 29/4/2005.

In prospettiva, occorre inoltre citare la Direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006 concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture, da recepire nei Paesi Membri entro due anni dalla pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale UE, avvenuta il 4 febbraio 2006.

In tale Direttiva è infatti presente il seguente enunciato ("Considerando n. 2"), riportato testualmente:

- <<La domanda di energia elettrica è solitamente prevista per un periodo a medio termine in base a scenari elaborati dai gestori dei sistemi di trasmissione o da altre organizzazioni in grado di elaborarli su richiesta di uno Stato membro>>.

### **3. Contesto energetico**

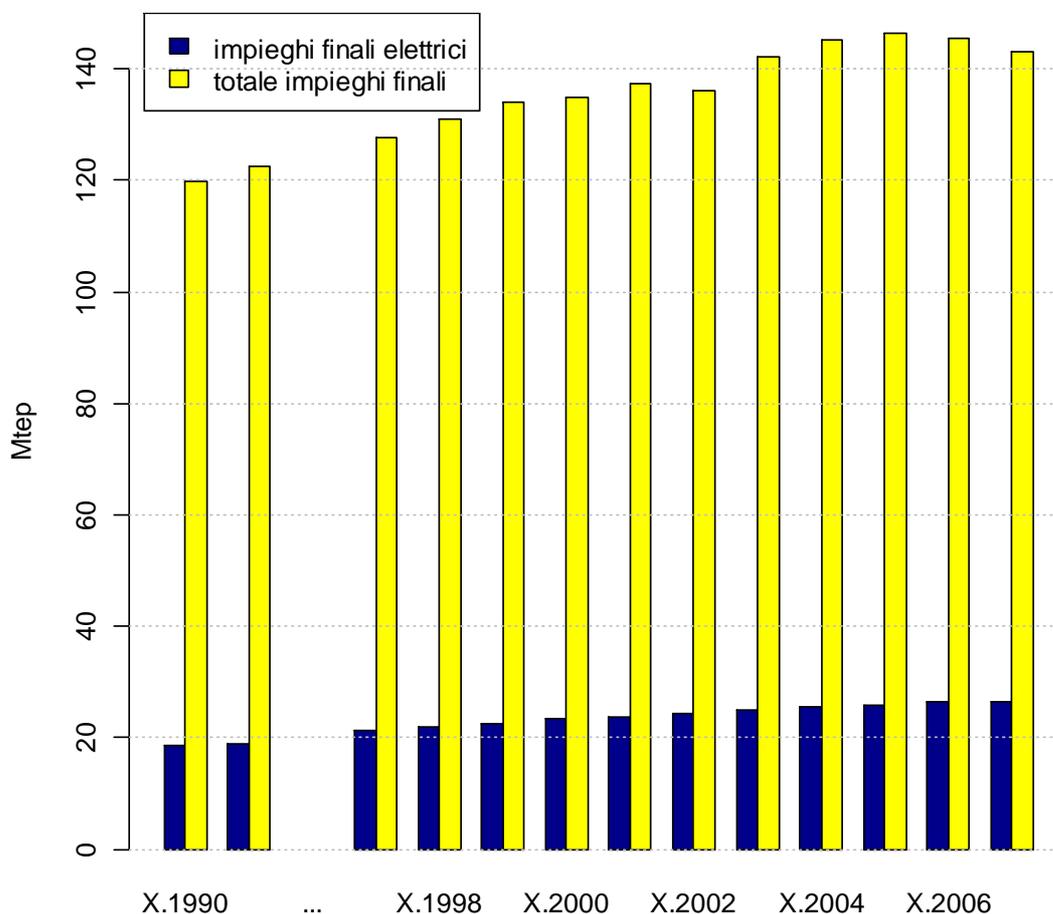
Il contesto energetico attuale potenzialmente in grado di influenzare le previsioni della domanda elettrica anche sul lungo termine, oltre agli aspetti di carattere più strutturale più avanti elencati, è da alcuni mesi affetto da segni tangibili di cedimento dei consumi, anche nel settore elettrico. Nei primi otto mesi del 2009 la domanda di energia elettrica risulta infatti in flessione di un -7,6% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Tuttavia, nel settore energetico italiano, il totale degli impieghi finali soddisfatto con energia elettrica mostra una crescita regolare. Sulla base dei Bilanci Energetici Nazionali (BEN <sup>4</sup>), in **Figura 1** sono riportati gli andamenti dal 1990 al 2007 del totale degli impieghi finali e della quota di impieghi finali soddisfatti con l'energia elettrica.

---

<sup>4</sup> Fonte: Ministero Sviluppo Economico

**Figura 1 - L'evoluzione degli impieghi finali elettrici e del totale impieghi**



Si osserva l'incrementarsi della quota degli impieghi finali che viene soddisfatta con l'elettricità: essa rappresentava nel 1990 il 15,4% del totale degli impieghi finali ed è passata a rappresentarne il 18,6% nel 2007<sup>5</sup>.

D'altro lato – come detto - il tema dell'energia rimane all'attenzione dell'opinione pubblica e delle Istituzioni nazionali ed europee sulle tematiche della sicurezza degli approvvigionamenti, dell'utilizzo razionale e sul ruolo del settore energetico, incluse le rinnovabili, quale volano per l'economia. Senza tuttavia appesantire ulteriormente il testo, si rimanda alla esaustiva ed articolata

<sup>5</sup> Il BEN 2008 definitivo è ancora in corso di pubblicazione.

analisi del settore energetico recentemente (luglio 2009) pubblicata dall'ENEA (v. bibliografia). In particolare, per le valutazioni dei successivi paragrafi, è di notevole interesse il quadro di sintesi che viene fatto dall'ENEA del Piano di Azione Energetica, soprattutto in quanto vengono quantificati i risparmi di energia ipotizzati.

Come più volte osservato infine, il perseguimento di obiettivi di risparmio energetico deve poter avvenire senza limitare lo sviluppo economico ma principalmente attraverso la riduzione della quantità di energia impiegata per la produzione di beni e servizi, a parità di valore o di qualità di tali produzioni. Si tratta cioè di perseguire una *riduzione di intensità energetica*.

#### **4. Principali grandezze che influenzano la domanda elettrica**

Nella previsione di lungo termine 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.

##### 4.1 La crescita economica

Le misure di sostegno all'economia introdotte per contrastare gli effetti della crisi finanziaria sembra abbiano avuto successo, tanto che nel corso dell'anno, in particolare a partire dai mesi estivi, si sono manifestati segnali di ripresa in vari Paesi. Negli Stati Uniti la produzione industriale è andata accelerando e sembra terminata la fase di rientro dalla bolla immobiliare; diversi paesi europei, tra i quali Francia e Germania, hanno registrato incrementi congiunturali del prodotto e la Cina ha addirittura iniziato ad eliminare le misure di stimolo economico.

C'è quindi ottimismo sul fatto che la recessione sia al termine, ma - pur escludendo una seconda caduta recessiva - gli analisti ritengono che la ripresa sarà molto lenta a causa del lento recupero della domanda, indebolita dalla

contrazione dell'occupazione e dalla ricerca di un maggiore equilibrio della situazione finanziaria privata, e delle difficoltà ad ottenere credito. Per tale motivo si ritiene prematura la soppressione delle politiche di sostegno, pur riconoscendo l'opportunità di prevedere una *exit strategy*.

In questo quadro, le previsioni più recenti sono state riviste verso l'alto e il Centro Studi Confindustria stima per l'Unione Economica e Monetaria Europea una variazione reale del PIL del -3,9% nel 2009 e del +1,3% nel 2010 (-4,4% e +0,9% i corrispondenti valori stimati solo in giugno).

**In Italia**, dopo il netto rallentamento della caduta del PIL registrato dai dati di contabilità nazionale per il secondo trimestre dell'anno, si attende una variazione positiva nel trimestre successivo. Tra i segnali positivi:

- l'interruzione della caduta congiunturale della produzione industriale;
- il miglioramento del clima di fiducia delle imprese, legato alle più favorevoli aspettative di produzione;
- il miglioramento del clima di fiducia delle famiglie, sebbene questo dato potrebbe risentire in futuro della crescita della disoccupazione;
- e, non ultimo, **il dato congiunturale della stessa domanda di energia elettrica mensile che ha registrato un'inversione di tendenza, passando dai valori negativi del periodo settembre 2008 - aprile 2009 ai valori di +1,4% di maggio vs aprile, +0,3% di giugno vs maggio, di +5,7% di luglio vs giugno, di +1,6% di agosto vs luglio.**

Malgrado i miglioramenti, tutti gli indicatori si trovano però ancora su livelli molto più bassi rispetto a quelli pre-crisi.

Temporalmente, l'economia nazionale si mostra in sincronia con quella dell'area euro, ma resta un differenziale negativo di crescita rispetto alla media europea. La stima più recente al momento disponibile (Confindustria – sett. 2009) prevede infatti la variazione attesa del PIL pari a -4,8% per il 2009 e +0,8% per l'anno successivo. Nella tabella seguente si riportano inoltre le più

recenti (luglio 2009) stime del PIL anche da parte di altre primarie Istituzioni nazionali e internazionali, per lo stesso biennio.

### **Tabella 1 - Recenti previsioni del PIL Italia: quadro di riepilogo**

#### **Previsioni sull'andamento del PIL**

( variazioni % anno su anno precedente, in termini reali)

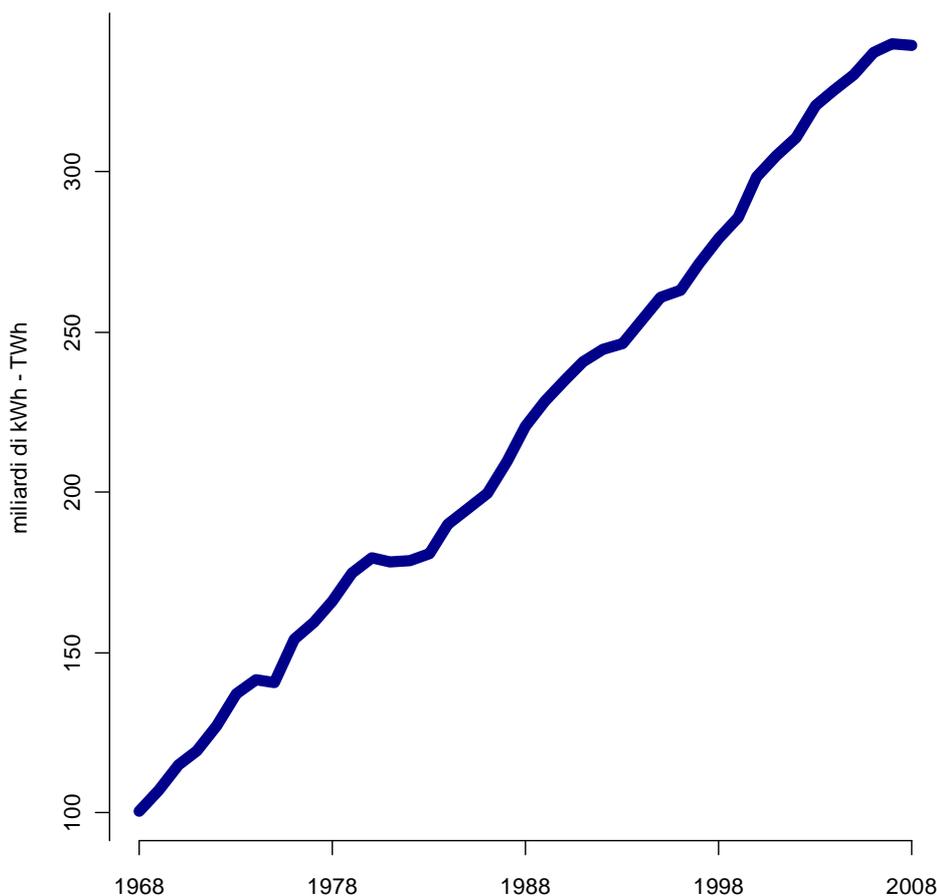
	2009/2008	2010/2009
Prometeia (luglio '09)	-5,3	0,1
ISAE (luglio '09)	-5,3	0,2
.ref (luglio '09)	-5,2	0,4
OCSE (luglio '09)	-5,5	0,4
Documento Programm. Econom. Finanz. (luglio '09)	-5,2	0,5
Centro Studi Confindustria (settembre '09)	-4,8	0,8

Per gli anni successivi, Prometeia stima una crescita del PIL su livelli prossimi a quelli del decennio pre-crisi. (1,2 - 1,3 %). Nella successiva trattazione sono utilizzati gli Scenari di Previsione di Prometeia nell'edizione del luglio 2009, ultima disponibile alla data dello studio.

## 4.2 L'evoluzione storica della domanda di energia elettrica

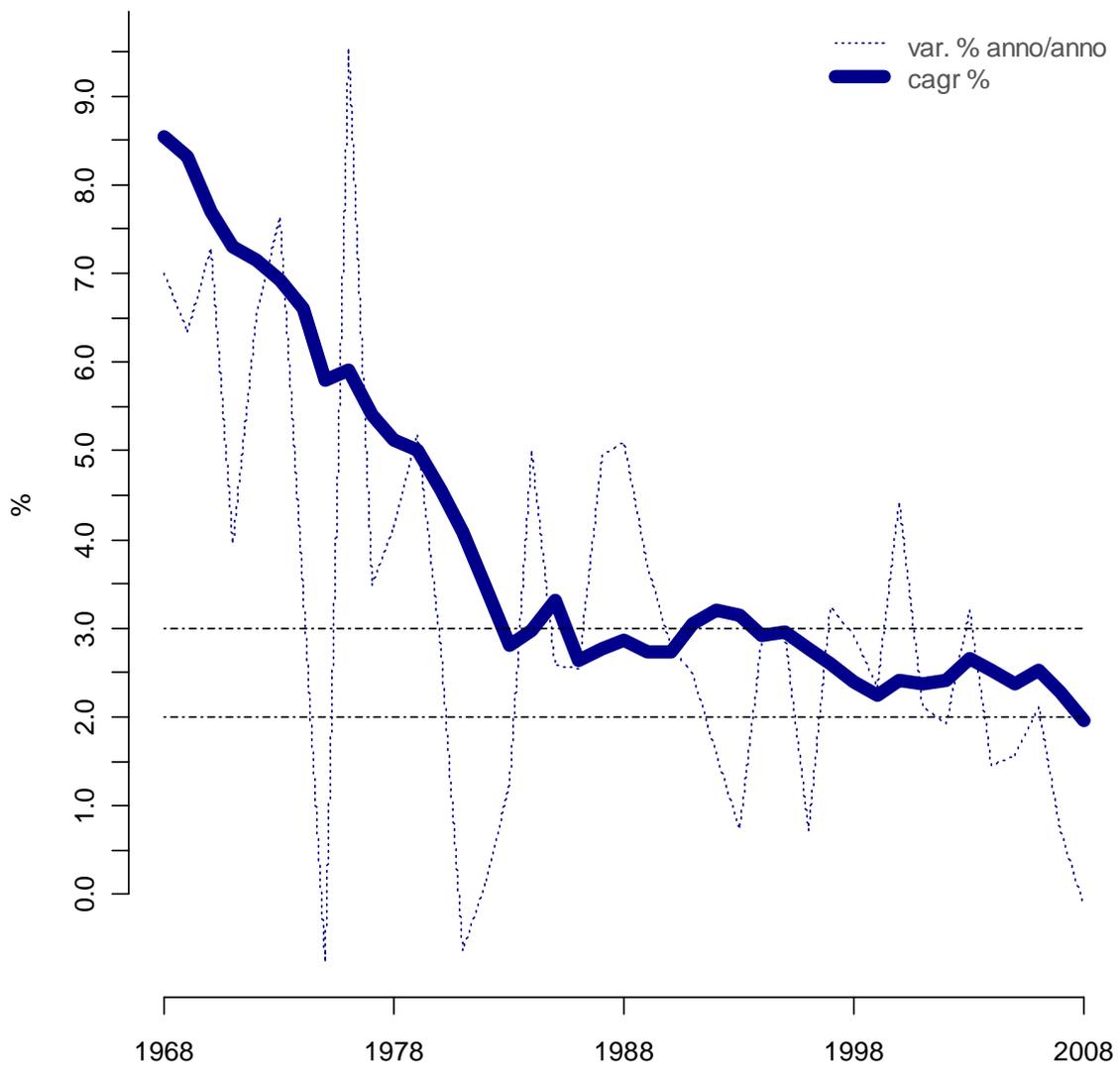
L'andamento negli ultimi quaranta anni della domanda di energia elettrica in Italia è ben rappresentata dal grafico in **Figura 2**. Si tratta di un profilo di crescita piuttosto regolare se si eccettua la fase corrispondente alle cosiddette "crisi energetiche", a cavallo tra gli anni '70 e gli anni '80. Già nel 2007 – tuttavia – la domanda di energia elettrica aveva manifestato un incremento relativamente modesto rispetto all'anno precedente (+0,7%). Nei risultati definitivi del 2008 si è registrato un leggero arretramento, il primo dopo 26 anni di crescita ininterrotta, pari a -0,1%, con il quale la richiesta di energia elettrica si è attestata a 339.481 GWh.

**Figura 2 - La richiesta di energia elettrica in Italia – 1968-2008**



Per meglio comprendere le modalità di evoluzione della domanda elettrica, cioè la sua dinamica nel tempo, è utile riportare – in **Figura 3** - la serie storica dal 1968 al 2008 delle variazioni percentuali della domanda elettrica tra due anni consecutivi (linea a tratteggio sottile), e i tassi medi annui percentuali decennali di incremento della domanda (o CAGR<sup>6</sup>) (linea continua in grassetto).

**Figura 3 - La dinamica di crescita della richiesta elettrica (var.%, CAGR %)**



<sup>6</sup> CAGR Compound Annual Growth Rate (tasso medio annuo di crescita, tma)

Si osserva la notevole variabilità delle variazioni della domanda di energia elettrica anno per anno (curva tratteggiata sottile): da incrementi annui elevati - in un caso superiori al 10% - si passa a valori anche negativi (in tre casi, di cui l'ultimo quello dell'anno scorso). Ciò è dovuto al sovrapporsi di numerosi effetti, tra i quali – oltre a quelli dovuti alle diverse fasi del ciclo economico - le differenze di calendario<sup>7</sup> tra ciascun anno, le diverse temperature medie mensili, soprattutto nei mesi invernali ed estivi.

La curva continua in grassetto – relativa al tasso medio annuo decennale percentuale della richiesta elettrica (CAGR) - permette di evidenziare meglio l'andamento di fondo della richiesta elettrica. Si osserva che il sistema elettrico italiano – dopo una fase di sviluppo caratterizzata da tassi molto elevati – attraversa ormai dalla metà degli anni '80 una fase più matura, con tassi medi annui di crescita compresi tra il 2% ed il 3% per anno. Nel 2008 tale tasso medio di lungo periodo si è portato sul limite inferiore dell'intervallo, +2%.

Limitandosi ad una breve analisi delle particolarità degli ultimi anni, nel 2003 si ebbe a registrare una impennata dei consumi nel settore domestico che, da tassi medi annui di sviluppo nel decennio precedente prossimi all'1%, passarono nel 2003 su un livello pressoché triplo, trascinando tutta la domanda elettrica (+3,2% sull'anno precedente). Nel 2008, si sono manifestati i primi effetti della crisi economica sulla domanda elettrica, appesantita dal marcato rallentamento dei consumi dell'industria (-2,8% rispetto all'anno precedente). In particolare la domanda di energia elettrica mensile è risultata negativa per tutto l'ultimo trimestre, mantenendosi peraltro inferiore allo zero anche nei primi otto mesi dell'anno in corso<sup>8</sup>.

Tuttavia, pur considerando la moderata flessione della domanda elettrica del 2008 rispetto al 2007, in un orizzonte di medio periodo (2000-2008) si risente ovviamente in maniera ridotta di questo rallentamento. Su tale intervallo

---

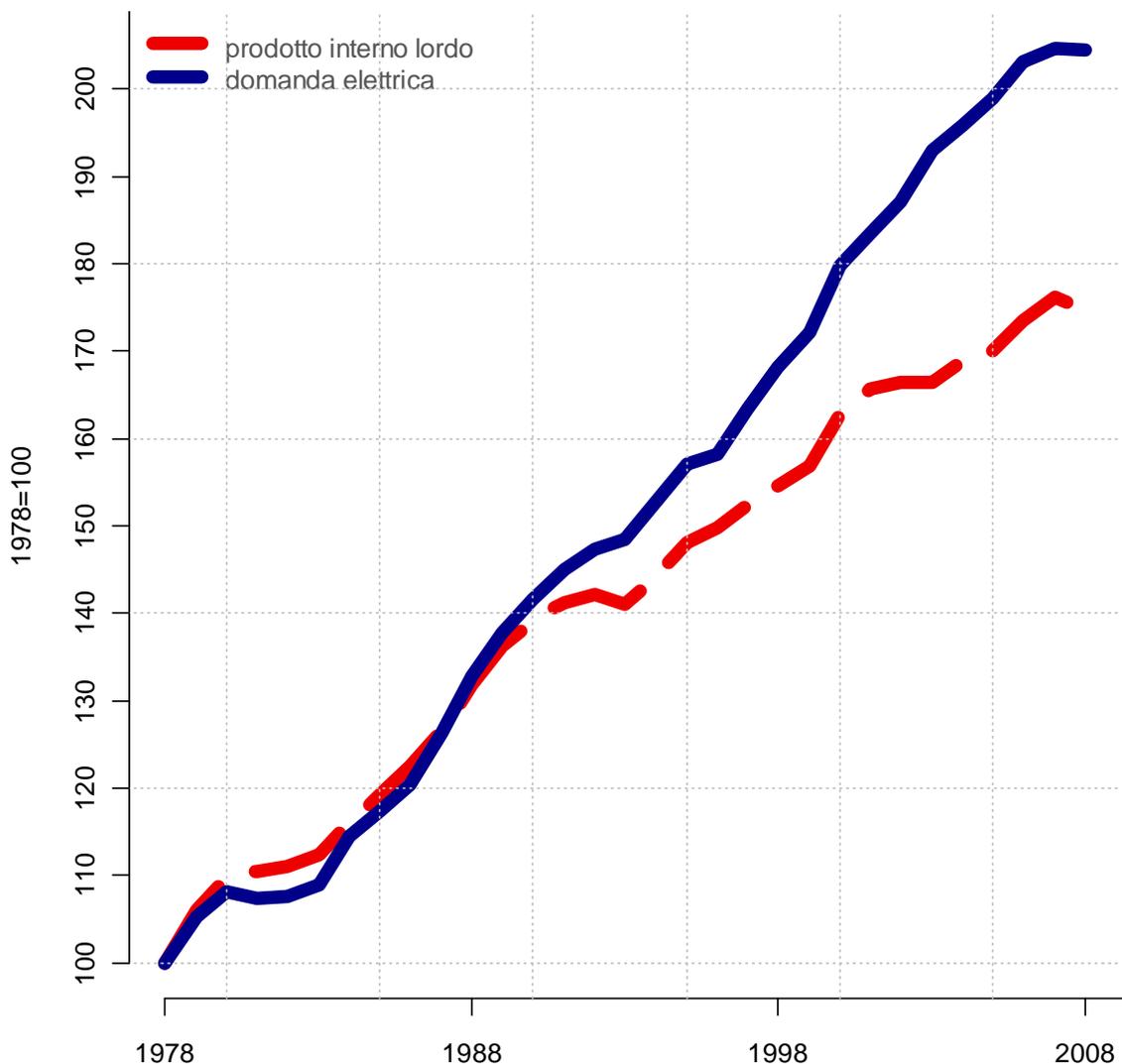
<sup>7</sup> Non solo tra anni bisestili ed anni di 365 giorni, ma anche tra anni di uguale lunghezza (365 giorni) ma con diverso numero di giornate lavorative.

<sup>8</sup> Dati provvisori (v. Rapporti mensili sul sistema elettrico in [www.terna.it](http://www.terna.it).)

di tempo il tasso medio annuo di crescita si attesta su un +1,6%, in linea con la previsione dello scenario di maggiore crescita ipotizzato nel seguito.

A conclusione di questi ultimi due paragrafi, è interessante mostrare nello stesso grafico gli andamenti della domanda elettrica e del prodotto interno lordo espressi su una scala comune, posti pari a 100 i valori rispettivamente raggiunti nel 1978 (v. **Figura 4**).

**Figura 4 - Domanda elettrica e PIL (1978 = 100)**



Si osserva una crescente divaricazione tra i due tracciati: mentre la ricchezza prodotta nel Paese, espressa in termini di Pil, aumenta in trenta anni

del 74% circa, la domanda elettrica in Italia si incrementa del 104% circa. Come altre volte osservato, emerge pertanto che la relazione tra domanda elettrica e economia non è costante nel tempo e che la domanda di elettricità cresce in Italia ad un ritmo maggiore del PIL.

#### 4.3 Sulla relazione tra economia e domanda elettrica

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

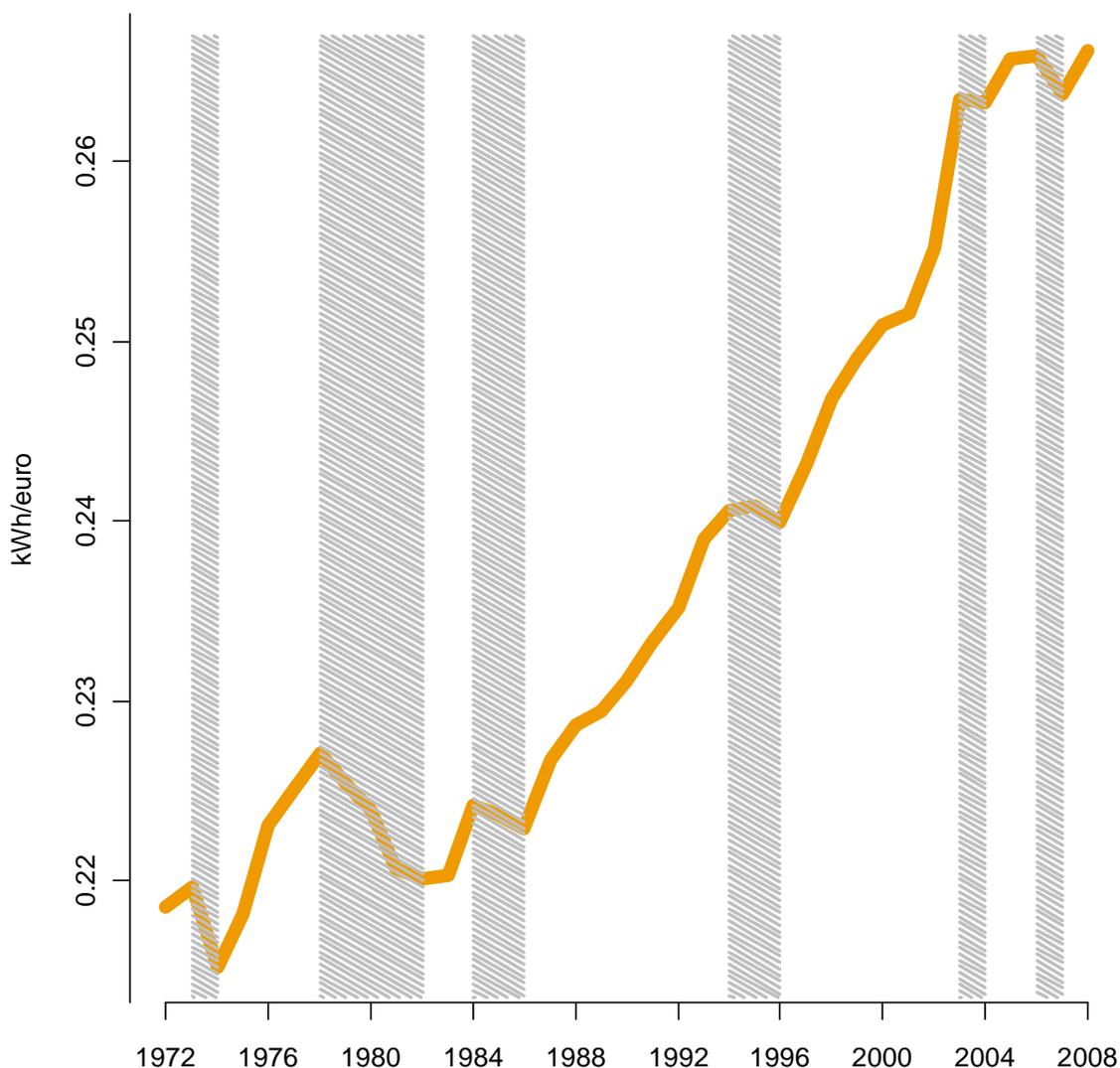
Nel 2008 in Italia si è richiesta energia elettrica per circa **0,266 kWh per ogni euro di prodotto interno lordo<sup>9</sup>**, con un **incremento sostenuto** pari a +0,9% rispetto all'anno precedente. Si conferma così il sempre più sostenuto impiego della risorsa elettrica alla formazione del PIL nazionale.

In **Figura 5** è riportato l'andamento dell'intensità elettrica del PIL in Italia, dal 1972 al 2008. Nella figura sono inoltre evidenziati con una retinatura i periodi nei quali si è registrata una intensità calante.

---

<sup>9</sup> Prodotto interno lordo ai prezzi di mercato. Valori concatenati, con anno di riferimento 2000.

**Figura 5 - Intensità elettrica italiana dal 1972 al 2008**

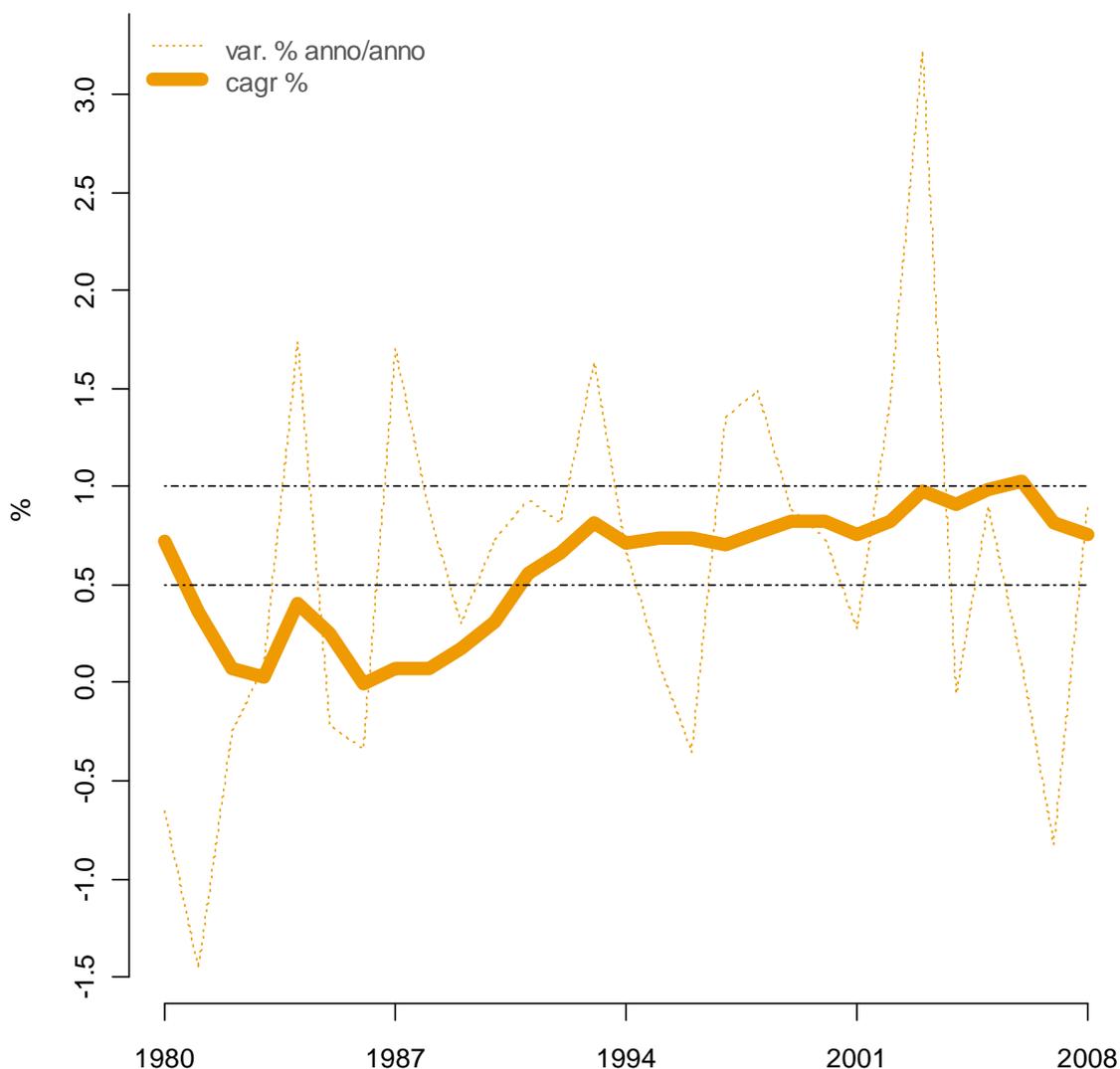


Si osserva che su un **andamento di fondo prevalentemente crescente**, si alternano fasi più o meno prolungate di ripiegamento e di crescita. In particolare si evidenziano – per la durata e per essere vicini tra loro – i periodi in corrispondenza dei cosiddetti shock petroliferi degli anni '70-'80 (intensità elettrica calante tra 1978 e 1982 e tra 1984 e 1986). Anche il 2007 – anno contraddistinto da una considerevole volatilità dei prezzi sui mercati energetici - si era segnalato come un anno di riduzione dell'intensità elettrica. Viceversa il 2008, caratterizzato da un modesto calo della domanda elettrica ma da un più ampio calo del PIL, appare come un anno di forte recupero dell'intensità.

Da quanto osservato sugli andamenti del passato, si evidenzia come tale indicatore possieda una sorta di “*capacità di reazione*” alle brusche variazioni del quadro energetico e macroeconomico, come ad esempio è accaduto in occasione delle crisi energetiche di cui in precedenza. In quegli anni, ad un vertiginoso aumento dei prezzi delle materie prime energetiche corrisposero fasi di profonda riduzione dell’intensità elettrica. O come, successivamente ad un anno di riassetto al ribasso come nel 2007, l’intensità elettrica italiana abbia subito nel 2008 un *rimbalzo*. **Si conferma così la constatazione che in coincidenza delle fasi di riduzione del PIL la domanda elettrica in Italia non replica detto andamento, ma presenta un effetto di “smorzamento” rispetto ad esso.**

In **Figura 6** è riportato l’andamento storico della dinamica dell’intensità elettrica italiana dal 1980 al 2008, espressa come tasso medio annuo decennale. L’utilizzo di medie pluriennali consente di filtrare effetti congiunturali, quali ad esempio quello economico e quello dovuto all’effetto della temperatura. Nel grafico sono anche riportate a tratto sottile le variazioni puntuali (anno/anno precedente).

**Figura 6 - Dinamica dell'intensità elettrica italiana 1980-2008 (CAGR %)**



Si può osservare che, nonostante le variazioni dell'intensità elettrica di un anno rispetto al precedente (tratto sottile) si siano collocate in passato anche su valori negativi, la **dinamica dell'intensità elettrica si è mantenuta in Italia nel campo dei valori positivi**, anche nelle fasi di acuta crisi energetica di cui in precedenza. Si può inoltre constatare che il ritmo di crescita dell'intensità elettrica continua a progredire da parecchi anni, mantenendosi ormai **stabilmente dai primi anni '90 in un intervallo tra +0,5% e +1,0% per anno**.

Per completezza di informazione, si citano due ulteriori fattori che potrebbero avere influenza positiva sui consumi elettrici, in una prospettiva di lungo periodo. Il primo effetto potrebbe derivare da un "rimbalzo" (rebound effect)

verso l'alto dei consumi energetici, proprio a seguito all'ottenimento di sensibili efficienze nei consumi, soprattutto nel settore domestico. Infatti, taluni testi – nei quali sono riportate alcune evidenze empiriche del fenomeno argomentandole come una reazione alla minore incidenza dei consumi di alcune apparecchiature - si sono spinti a quantificare tale effetto misurandolo in un 30% in meno del risparmio energetico inizialmente ottenuto. L'altro elemento - sempre in una prospettiva di lungo periodo - riguarda l'incipiente diffusione in Italia di modalità di trasporto, attualmente marginali, che includano anche veicoli azionati elettricamente.

Nel prevedere la domanda in energia, tuttavia, è sembrato opportuno - in considerazione del forte orientamento all'efficienza energetica – adottare una **particolare cautela nel prevedere una espansione *as usual* dell'intensità elettrica italiana.**

Ancora una volta, quindi, conviene fare riferimento a due scenari di crescita; entrambi, tuttavia, sviluppati in modo che si tenga conto di una dinamica più contenuta dell'**intensità elettrica** nel periodo in esame:

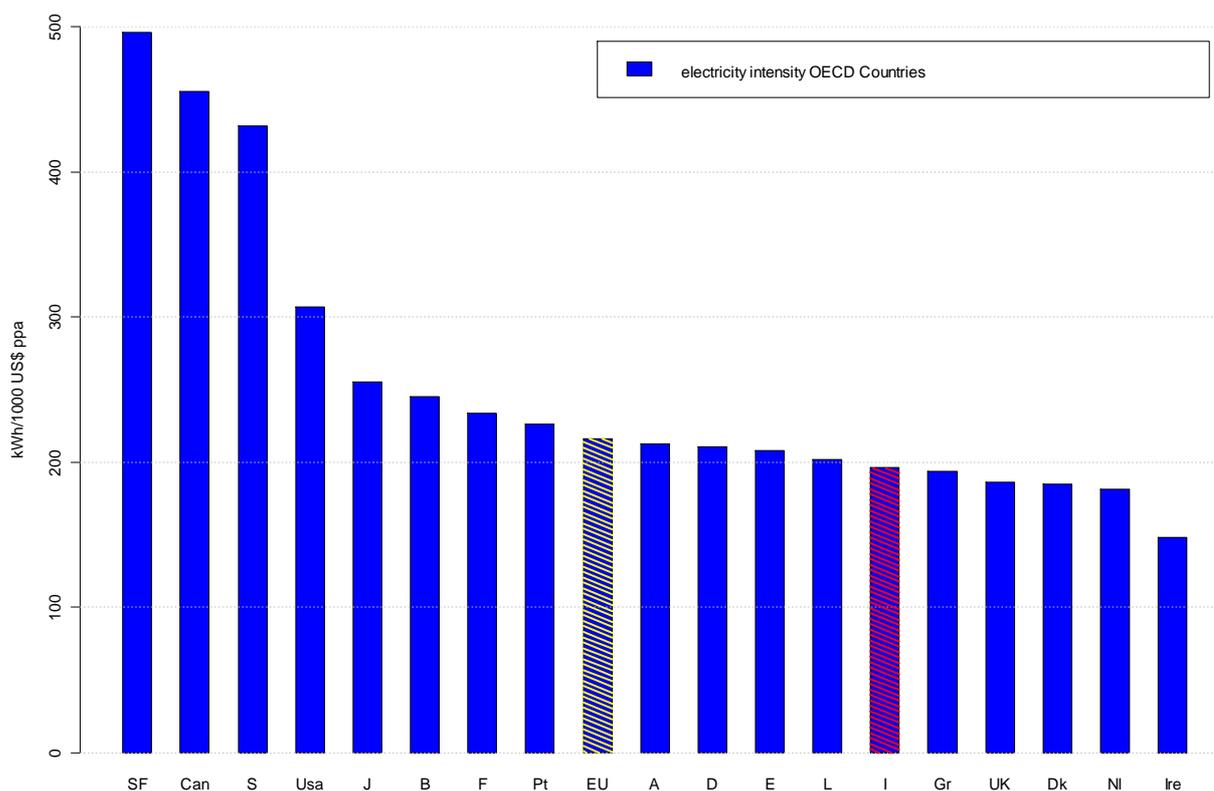
- *in quello “di sviluppo” (superiore) – soprattutto idoneo ai fini della pianificazione della infrastruttura elettrica - si ipotizza per il periodo 2008 - 2019 una **crescita** dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa +1,1 % per anno, valore che si colloca sulla soglia superiore individuata negli andamenti di lungo periodo;*
- *un secondo “scenario base” (inferiore), con tasso medio di incremento dell'intensità elettrica **nullo**, sviluppato su una ipotesi di più incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico.*

#### 4.4 Confronti internazionali sull'intensità elettrica

A livello internazionale, recenti analisi sull'intensità condotte su dati 2007, indicano, v. **Figura 7**, che l'energia elettrica richiesta per ottenere una unità di

prodotto interno lordo<sup>10</sup>, è in Italia su livelli ancora relativamente inferiori rispetto alla media Ue ed a gran parte dei Paesi OECD (v. bibliografia).

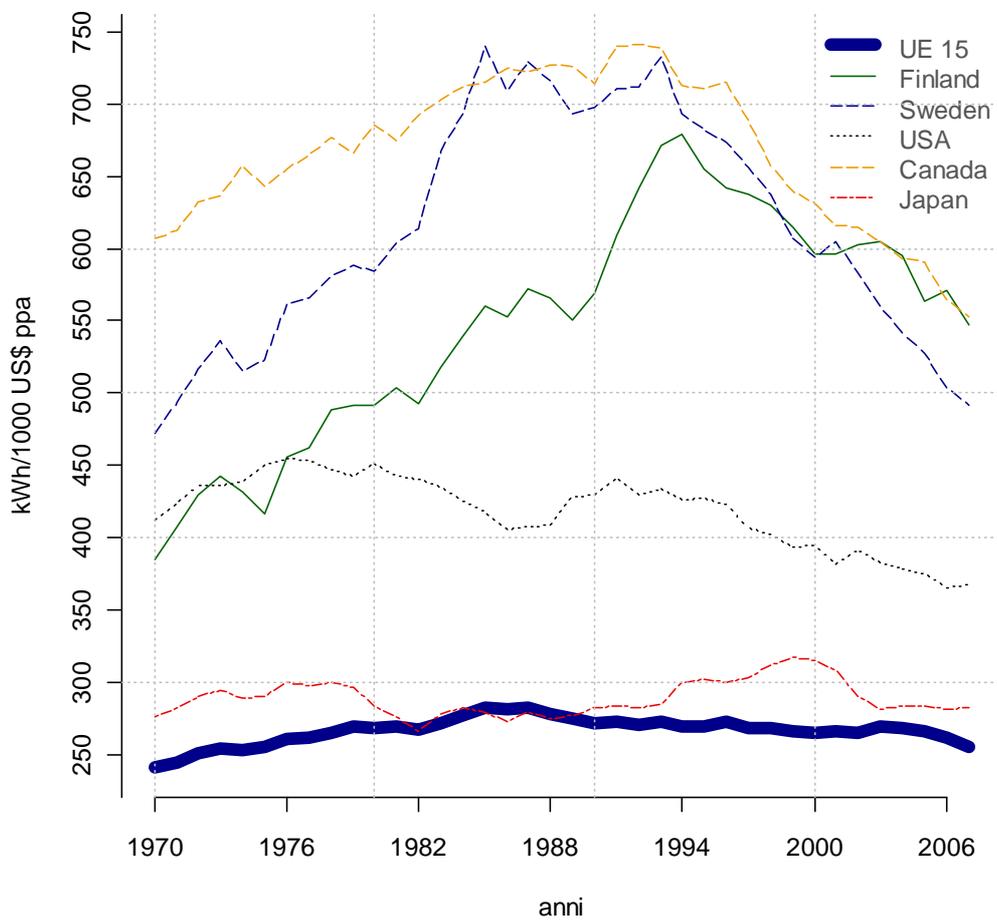
**Figura 7 - Intensità elettrica del PIL in alcuni Paesi OECD (2007)**



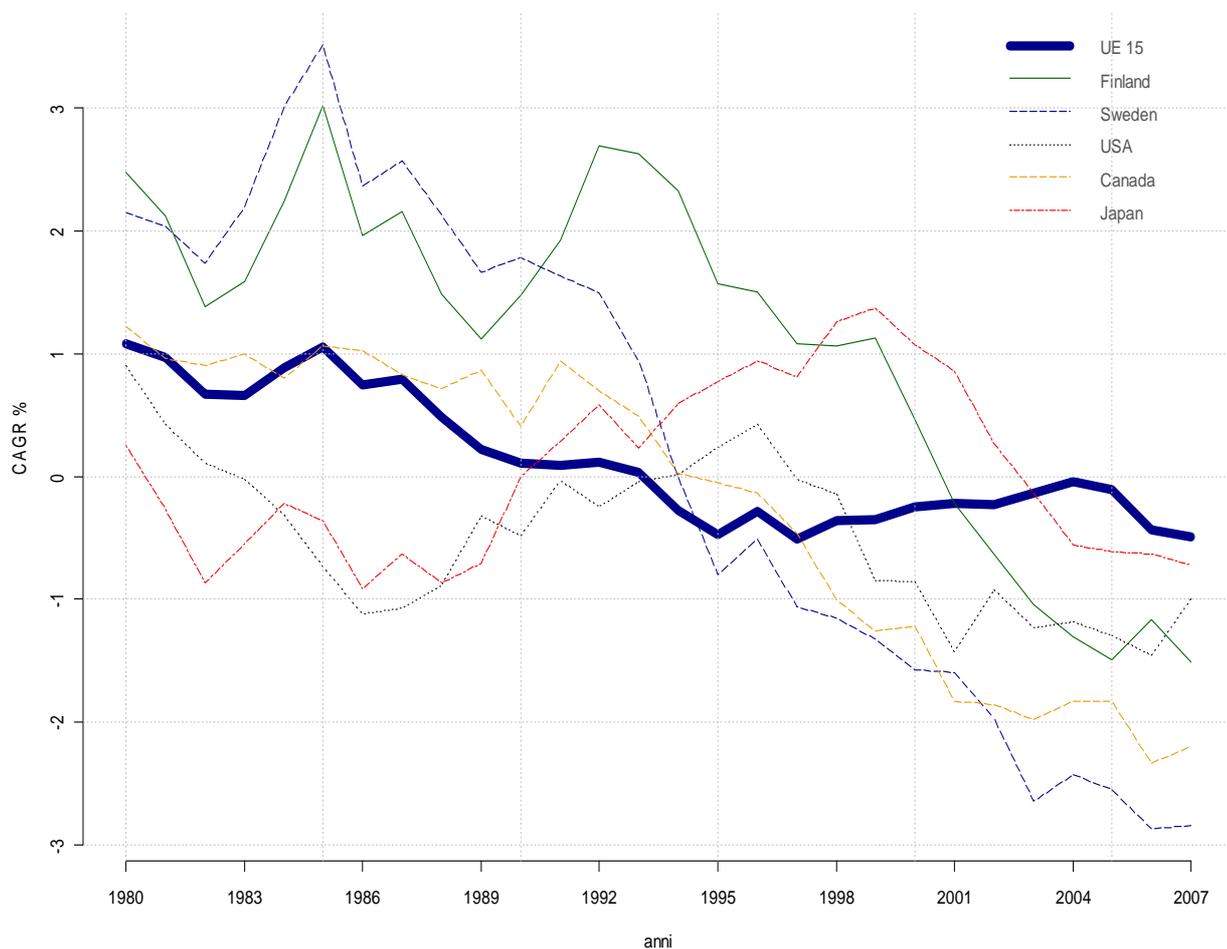
Osservando poi gli andamenti storici di questo indicatore emerge un secondo aspetto: i Paesi dove nel passato risultava più elevata l'intensità elettrica sono quelli dove si è manifestata la maggiore riduzione (ad esempio Svezia e Canada) (v. **Figura 8** e **Figura 9**).

<sup>10</sup> Nel confrontare Paesi diversi si utilizza un prodotto interno lordo espresso convenzionalmente in US\$, a parità di potere d'acquisto.  
Fonti: per le grandezze elettriche il db on-line ENERDATA "Global Energy & CO2 Data (November 2008)"; per le grandezze economiche il db on-line "OECD.Stat-Extracts".

Figura 8 - Evoluzione dell'intensità elettrica del PIL in alcuni Paesi OECD

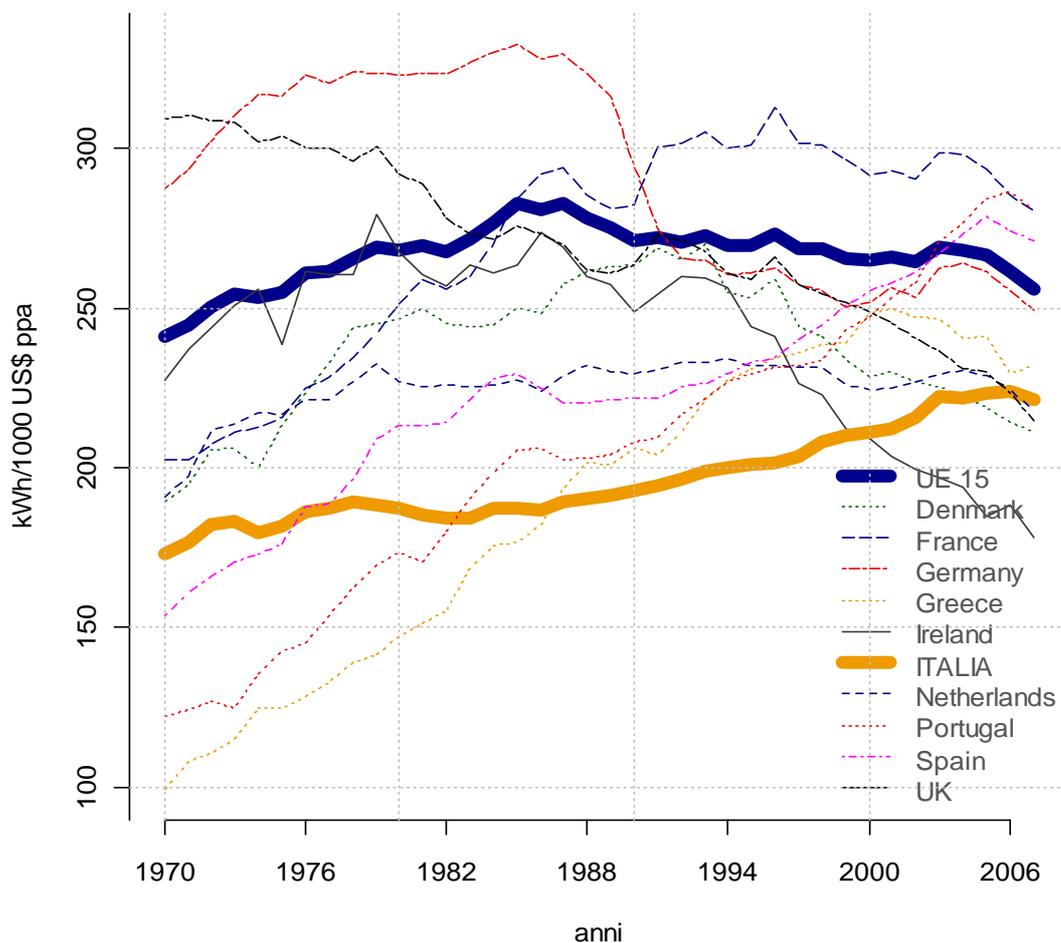


**Figura 9 - Dinamica dell'intensità elettrica in alcuni Paesi "virtuosi"**



Per l'Italia – come visto – l'andamento di questo indicatore ha avuto nel passato un diverso andamento, mantenendo tuttavia qualche margine di crescita potenziale nel medio periodo (v. **Figura 10**).

**Figura 10 - Intensità elettrica in alcuni Paesi europei**



### **5. Previsione della domanda elettrica in energia**

Sulla base di tali considerazioni, nel periodo 2008 – 2019 si stima una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +1,6% nello scenario di sviluppo (ipotesi superiore) – corrispondente a 405,0 TWh nel 2019.

Nello scenario base si ipotizza invece un tasso medio del +0,5% per anno (ipotesi inferiore), col quale si prevede una domanda elettrica di 360,0 TWh nel 2019.

Nella **Tabella 2** è riportato il quadro sintetico della domanda elettrica e delle sue variazioni di lungo periodo, nonché – sulla base delle considerazioni di cui in precedenza - i tassi di variazione adottati per il PIL e per l'intensità elettrica.

**Tabella 2 - Previsione della domanda elettrica in energia**

	<i>domanda elettrica</i>		<i>prodotto interno lordo</i>		<i>intensità elettrica</i>	
	miliardi di kWh	tassi medi annui	tassi medi annui	tassi medi annui	tassi medi annui	tassi medi annui
1985	195,0					
		3,8%		3,1%		0,7%
1990	235,1	2,1%		1,3%		0,8%
1995	261,0	2,7%		1,9%		0,8%
2000	298,5	2,1%		0,9%		1,2%
2005	330,4	1,4%		1,8%		-0,4%
2007	339,9	-0,1%		-1,0%		0,9%
<b>scenario di sviluppo</b>						
2008	339,5	0,6%		-0,1%		0,7%
		1,6%		0,6%		1,1%
2014	352,2	2,8%		1,3%		1,5%
2019	405,0					
<b>scenario base</b>						
2008	339,5	0,0%		-0,1%		0,1%
		0,5%		0,6%		0,0%
2014	339,1	1,0%		1,3%		-0,3%
2019	360,0					

Nel 2014, anno intermedio al periodo 2008 – 2019, si ipotizza nello scenario di sviluppo (ipotesi superiore) una domanda elettrica pari a 352,2 TWh con un tasso medio annuo di sviluppo 2008 – 2014 pari a +0,6%, e di 2,8% per gli anni 2014 – 2019.

Nello scenario base (ipotesi inferiore) si prevede un tasso di crescita nullo (+0,0%) nel primo dei due periodi, con un domanda elettrica che – recuperando

pressappoco i livelli del 2008 - raggiungerà i 339,1 TWh nel 2014, e pari a +1,0% per anno dal 2014 al 2019.

In **Tabella 3** ed in **Tabella 4** sono riportati i dettagli annuali della previsione per lo scenario di sviluppo e per quello base. 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 nota interna "La revisione generale dei conti economici nazionali" su intranet Terna - Biblioteca – Congiuntura e riferimenti).

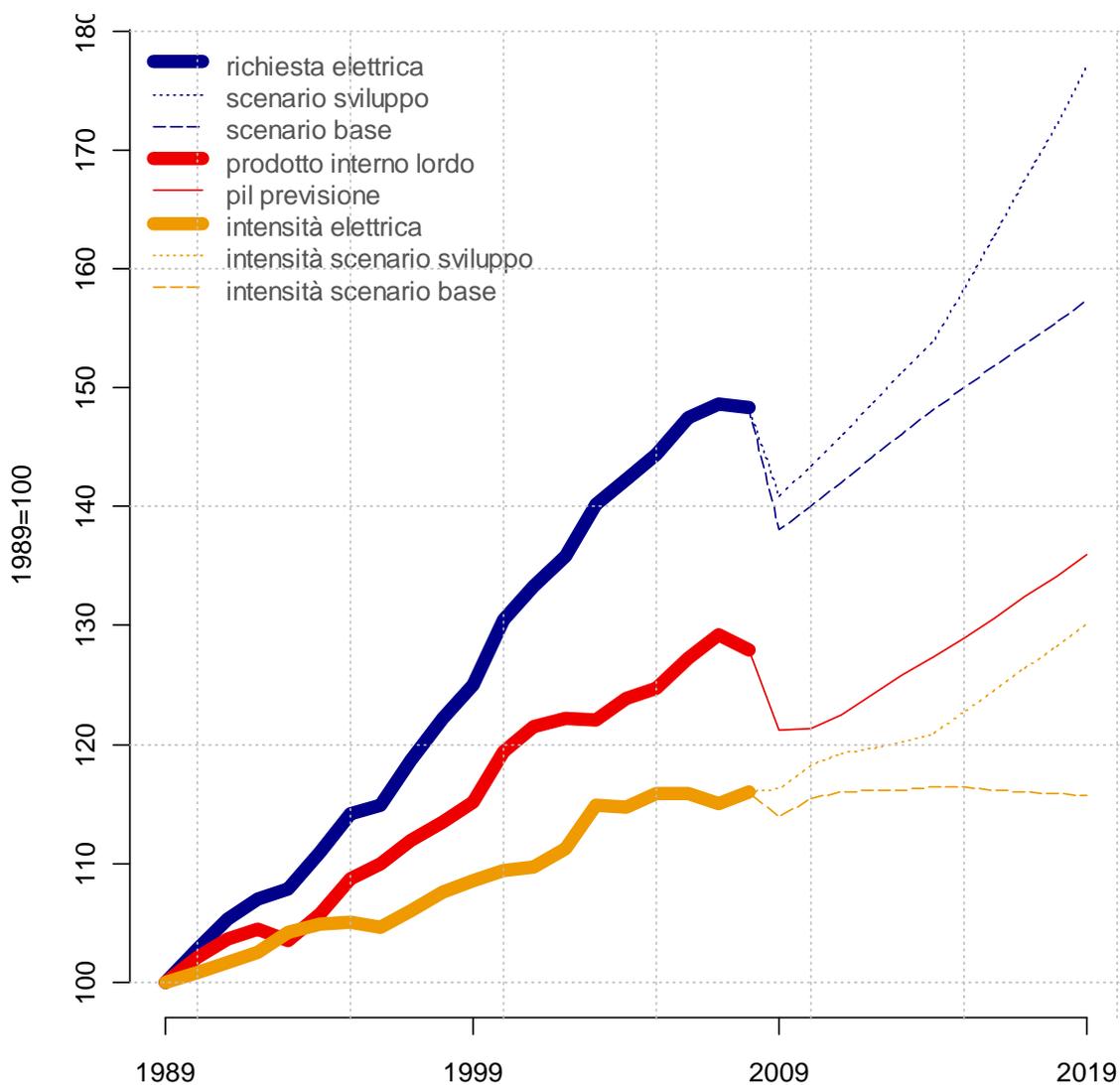
In **Figura 11** sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 100 il valore assunto dalle suddette grandezze nel 1989 - i consuntivi fino al 2008 e le previsioni fino al 2019, differenziando i profili dello scenario di sviluppo e dello scenario base<sup>11</sup>.

**Si può osservare che è prevedibile dover ancora attendere tra i 3 ed i 5 anni, a seconda dello scenario cui si fa riferimento, prima di tornare ai valori di domanda elettrica osservati nel biennio 2007-2008.**

---

<sup>11</sup> L'andamento del PIL – come detto – presenta un unico scenario di previsione.

**Figura 11 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica**



Lo scenario di sviluppo è dettagliato nella seguente **Tabella 3**.

**Tabella 3 - Domanda elettrica, PIL, intensità (scenario sviluppo)**  
**PREVISIONE DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA**

*Italia: scenario di sviluppo*

	<i>Domanda elettrica</i>		<i>PIL (*)</i>		<i>Intensità elettrica</i>	
	<i>miliardi di kWh</i>	<i>tassi medi annui</i>	<i>milioni € val. concat. 2000</i>	<i>tassi medi annui</i>	<i>kWh/€</i>	<i>tassi medi annui</i>
1985	195,0		871 623		0,224	
1990	235,1	3,8% ] 3,8%	1 017 452	3,1% ] 3,1%	0,231	0,7% ] 0,7%
1995	261,0	2,1% ] 2,4%	1 083 835	1,3% ] 1,6%	0,241	0,8% ] 0,8%
2000	298,5	2,7% ]	1 189 912	1,9% ]	0,251	0,8% ]
2001	304,8	2,1% ]	1 211 778	1,8% ]	0,252	0,3% ]
2002	310,7	1,9% ]	1 217 477	0,5% ]	0,255	1,5% ]
2003	320,7	3,2% ] 2,1%	1 217 143	0,0% ] 0,9%	0,263	3,2% ] 1,2%
2004	325,4	1,5% ]	1 235 624	1,5% ]	0,263	-0,1% ]
2005	330,4	1,6% ]	1 243 762	0,7% ]	0,266	0,9% ]
2006	337,5	2,1% ]	1 269 082	2,0% ]	0,266	0,1% ]
2007	339,9	0,7% ] 0,9%	1 288 945	1,6% ] 0,8%	0,264	-0,8% ] 0,1%
2008	339,5	-0,1% ]	1 275 528	-1,0% ]	0,266	0,9% ]
2009	322,2	-5,1% ]	1 208 387	-5,3% ]	0,267	0,2% ]
2010	328,0	1,8% ]	1 209 503	0,1% ]	0,271	1,7% ]
2011	333,9	1,8% ] 0,6%	1 221 129	1,0% ] -0,1%	0,273	0,8% ] 0,7%
2012	339,9	1,8% ]	1 237 568	1,3% ]	0,275	0,4% ]
2013	346,0	1,8% ]	1 254 193	1,3% ]	0,276	0,5% ]
2014	352,2	1,8% ]	1 269 787	1,2% ]	0,277	0,5% ]
2015	362,2	2,8% ]	1 285 574	1,2% ]	0,282	1,6% ]
2016	372,5	2,8% ]	1 302 844	1,3% ]	0,286	1,5% ]
2017	383,0	2,8% ] 2,8%	1 320 346	1,3% ] 1,3%	0,290	1,5% ] 1,5%
2018	393,9	2,8% ]	1 338 083	1,3% ]	0,294	1,5% ]
2019	405,0	2,8% ]	1 356 058	1,3% ]	0,299	1,5% ]

(\*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, luglio 2009

Lo scenario base è dettagliato nella successiva **Tabella 4**.

**Tabella 4 - Domanda elettrica, PIL, intensità (scenario base)**

**PREVISIONE DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA**

*Italia: scenario base*

	<i>Domanda elettrica</i>		<i>PIL (*)</i>		<i>Intensità elettrica</i>	
	<i>miliardi di kWh</i>	<i>tassi medi annui</i>	<i>milioni € val. concat. 2000</i>	<i>tassi medi annui</i>	<i>kWh/€</i>	<i>tassi medi annui</i>
<b>1985</b>	<b>195,0</b>		<b>871 623</b>		<b>0,224</b>	
<b>1990</b>	<b>235,1</b>	3,8% ] 3,8%	<b>1 017 452</b>	3,1% ] 3,1%	<b>0,231</b>	0,7% ] 0,7%
<b>1995</b>	<b>261,0</b>	2,1% ] 2,4%	<b>1 083 835</b>	1,3% ] 1,6%	<b>0,241</b>	0,8% ] 0,8%
<b>2000</b>	<b>298,5</b>	2,7% ]	<b>1 189 912</b>	1,9% ]	<b>0,251</b>	0,8% ]
<b>2001</b>	<b>304,8</b>	2,1% ]	<b>1 211 778</b>	1,8% ]	<b>0,252</b>	0,3% ]
<b>2002</b>	<b>310,7</b>	1,9% ]	<b>1 217 477</b>	0,5% ]	<b>0,255</b>	1,5% ]
<b>2003</b>	<b>320,7</b>	3,2% ] 2,1%	<b>1 217 143</b>	0,0% ] 0,9%	<b>0,263</b>	3,2% ] 1,2%
<b>2004</b>	<b>325,4</b>	1,5% ]	<b>1 235 624</b>	1,5% ]	<b>0,263</b>	-0,1% ]
<b>2005</b>	<b>330,4</b>	1,6% ]	<b>1 243 762</b>	0,7% ]	<b>0,266</b>	0,9% ]
<b>2006</b>	<b>337,5</b>	2,1% ]	<b>1 269 082</b>	2,0% ]	<b>0,266</b>	0,1% ]
<b>2007</b>	<b>339,9</b>	0,7% ] 0,9%	<b>1 288 945</b>	1,6% ] 0,8%	<b>0,264</b>	-0,8% ] 0,1%
<b>2008</b>	<b>339,5</b>	-0,1% ]	<b>1 275 528</b>	-1,0% ]	<b>0,266</b>	0,9% ]
<b>2009</b>	<b>315,7</b>	-7,0% ]	<b>1 208 387</b>	-5,3% ]	<b>0,261</b>	-1,8% ]
<b>2010</b>	<b>320,3</b>	1,4% ]	<b>1 209 503</b>	0,1% ]	<b>0,265</b>	1,3% ]
<b>2011</b>	<b>324,9</b>	1,4% ] 0,0%	<b>1 221 129</b>	1,0% ] -0,1%	<b>0,266</b>	0,5% ] 0,1%
<b>2012</b>	<b>329,6</b>	1,4% ]	<b>1 237 568</b>	1,3% ]	<b>0,266</b>	0,1% ]
<b>2013</b>	<b>334,3</b>	1,4% ]	<b>1 254 193</b>	1,3% ]	<b>0,267</b>	0,1% ]
<b>2014</b>	<b>339,1</b>	1,4% ]	<b>1 269 787</b>	1,2% ]	<b>0,267</b>	0,2% ]
<b>2015</b>	<b>343,2</b>	1,2% ]	<b>1 285 574</b>	1,2% ]	<b>0,267</b>	0,0% ]
<b>2016</b>	<b>347,3</b>	1,2% ]	<b>1 302 844</b>	1,3% ]	<b>0,267</b>	-0,1% ]
<b>2017</b>	<b>351,5</b>	1,2% ] 1,2%	<b>1 320 346</b>	1,3% ] 1,3%	<b>0,267</b>	-0,1% ] -0,1%
<b>2018</b>	<b>355,7</b>	1,2% ]	<b>1 338 083</b>	1,3% ]	<b>0,266</b>	-0,1% ]
<b>2019</b>	<b>360,0</b>	1,2% ]	<b>1 356 058</b>	1,3% ]	<b>0,265</b>	-0,1% ]

(\*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, luglio 2009

## 5.1 Previsione per le aree geografiche

Le previsioni per aree geografiche e per settore di attività che seguiranno sono state formulate facendo - da qui in avanti - sempre riferimento al solo scenario di sviluppo, in quanto più idoneo ai fini della pianificazione degli impianti.

Rispetto ad una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,6% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta relativa allo scenario preso a riferimento sull'intero periodo dal 2008 al 2019 nelle quattro macroaree geografiche non è omogenea. In particolare, la dinamica si manifesterà più elevata al Sud e poco più sostenuta al Centro (tassi medi annui rispettivamente del +2,1% e del +1,7%), di poco inferiore alla media nazionale nelle Regioni insulari (+1,3%), mentre le aree del Nord Italia si attesteranno sui pressappoco valori medi nazionali +1,5% (v. **Tabella 5** e **Figura 12**).

**Tabella 5 - Previsione della domanda in energia elettrica nelle aree geografiche**

	<i>Scenario di sviluppo</i>			
	<b>2008</b>	<b>2014</b>	<b>2019</b>	<b>2008-2019</b>
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Nord</i>	185,7	191,3	218,6	1,5
<i>Centro</i>	61,9	64,5	74,5	1,7
<i>Sud</i>	57,6	61,5	72,5	2,1
<i>Isole</i>	34,3	34,8	39,4	1,3
<b>ITALIA</b>	<b>339,5</b>	<b>352,2</b>	<b>405,0</b>	<b>1,6</b>

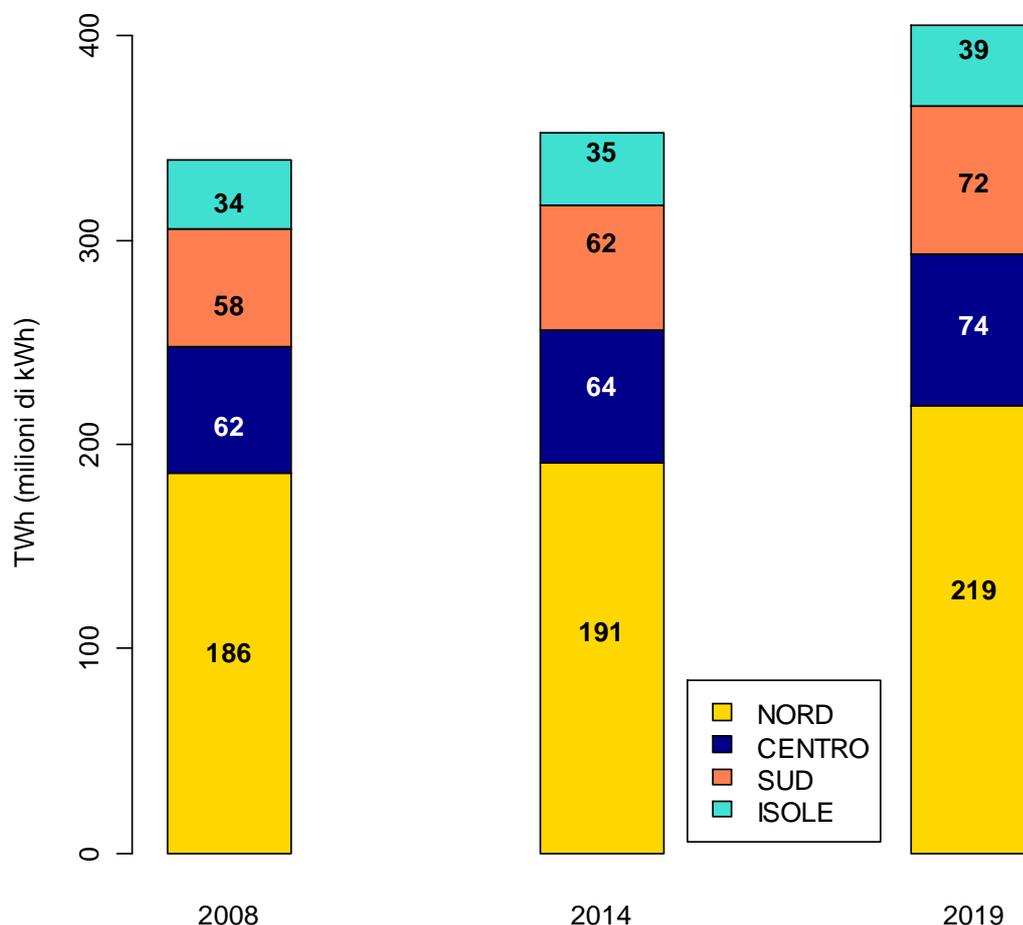
*Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna*

*Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio*

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

*Isole: Sicilia, Sardegna*

Figura 12 - Previsione della domanda nelle aree geografiche



## 5.2 Previsione settoriale

Per quanto riguarda i principali settori di consumo – e sempre con riguardo allo scenario di sviluppo preso a riferimento – nell’anno obiettivo **l’industria** si conferma ancora il settore più rilevante sotto l’aspetto dei consumi elettrici ma con un peso in riduzione (v. **Tabella 6**): nel 2019 la sua quota sarà inferiore alla metà dei consumi, 41% circa, con uno sviluppo (+0,3%) al disotto di quello medio. Il tasso medio annuo del totale dei consumi si colloca infatti al

+1,7 % sull'intero periodo 2008 - 2019)<sup>12</sup>. Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento più dinamico delle **industrie non di base** (per la produzione di beni finali<sup>13</sup>, ivi incluse le altre industrie: +0,8% medio per anno) ed un andamento stagnante per le **industrie dei beni intermedi**<sup>14</sup> (-0,2%).

Il **terziario**, che già nell'anno 2000 aveva superato nella struttura dei consumi elettrici il settore domestico, si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+4,0 %). Nel 2019 il settore terziario raggiungerà una quota paragonabile all'industria nella struttura dei consumi (poco più del 37%).

Con un tasso medio annuo di crescita del +1,0% sull'intero periodo, il settore **domestico** verrà a detenere nel 2019 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 20%.

Sostanzialmente stabile il peso del **settore agricolo** nella struttura dei consumi (attorno all'1,6% del totale), in crescita nel periodo ad un tasso di circa il +2% (v. anche **Figura 13**).

---

<sup>12</sup> Lo sviluppo dei consumi leggermente superiore a quello della richiesta, è ottenuto ipotizzando un recupero sul livello di perdite di energia elettrica. Tale ipotesi - consistente con un certo grado di sviluppo della generazione distribuita e con gli interventi di sviluppo della RTN – consente di passare da una quota delle perdite rispetto alla richiesta Italia del 2008 del 6,0%, ad un livello del 5,4% nel 2019.

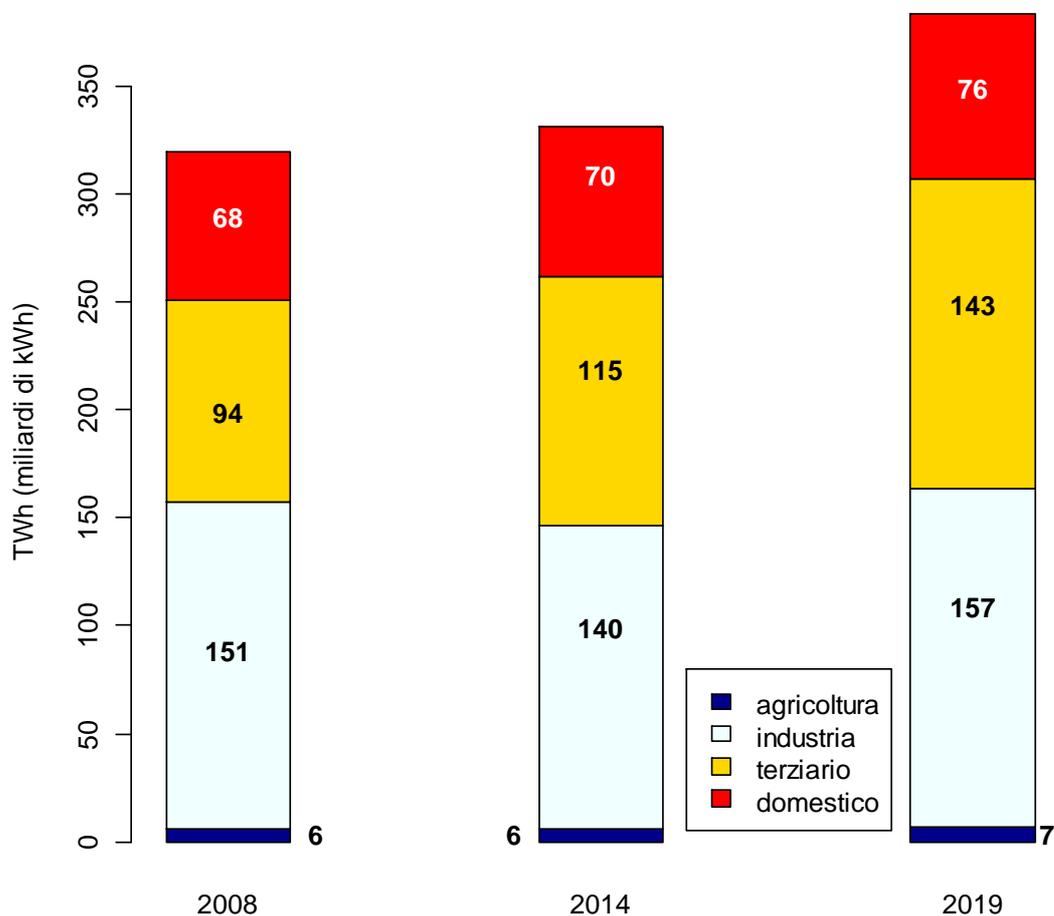
<sup>13</sup> Industrie alimentari, del tessile-abbigliamento e calzature, meccaniche, per la produzione di mezzi di trasporto, per la lavorazione della gomma e plastica, del legno e del mobilio, delle altre manifatturiere; include inoltre costruzioni edili, energia, gas e acqua, raffinazione, cokerie ed acquedotti.

<sup>14</sup> Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

**Tabella 6 - Previsione settoriale dei consumi di energia elettrica**

	<i>Scenario di sviluppo</i>			
	<b>2008</b>	<b>2014</b>	<b>2019</b>	<b>2008-2019</b>
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Agricoltura</i>	5,7	6,3	6,9	1,8
<i>Industria</i>	151,4	140,3	156,7	0,3
<i>beni intermedi</i>	70,0	62,8	68,2	-0,2
<i>non di base e altre</i>	81,3	77,5	88,5	0,8
<i>Terziario</i>	93,6	114,8	143,4	4,0
<i>Domestico</i>	68,4	69,9	76,2	1,0
<i>Totale consumi</i>	319,0	331,3	383,2	1,7
perdite di rete	20,4	20,9	21,9	0,6
<b>ITALIA</b>	<b>339,5</b>	<b>352,2</b>	<b>405,0</b>	<b>1,6</b>

**Figura 13 - Previsione dei consumi settoriali**



## **6. Le previsioni della domanda in alcuni Paesi europei**

A titolo informativo, può essere utile un panorama aggiornato delle previsioni della domanda elettrica in alcuni Paesi europei.

In **Tabella 7**, sono riportate le più recenti previsioni della domanda elettrica in energia di medio periodo (dal 2010 al 2015) per alcuni Paesi europei, distinguendo in funzione del tasso medio annuo di crescita (CAGR)<sup>15</sup>.

<sup>15</sup> Nel prospetto, derivato da dati UCTE, non è inserita l'Italia.

## Tabella 7 - Previsioni della domanda elettrica in alcuni Paesi europei

*tasso medio annuo di crescita dei consumi elettrici dal 2010 al 2015*

### **CAGR maggiore del 2,5% per anno**

Bulgaria, Croazia, Grecia, Lussemburgo, Slovenia

### **CAGR tra 2 e 2,5% per anno**

Macedonia, Portogallo, Romania, Spagna

### **CAGR tra 1 e 2% per anno**

Austria, Belgio, Bosnia-Herzegovina, Montenegro, Paesi Bassi, Polonia, Rep. Ceca, Serbia, Slovacchia, Ungheria

### **CAGR inferiore a 1% per anno**

Germania, Francia, Svizzera

---

*Fonte: elaborazione Terna su dati UCTE*

La maggior parte dei Paesi si colloca in un intervallo di previsione tra l'1% ed il 2% per anno. Un gruppo ristretto di Paesi – tra i quali la Bulgaria si segnala per un tasso previsto del 5% - ha un tasso di sviluppo sostenuto, superiore al 2,5% per anno. Intermedio tra questi primi due gruppi, un ristretto gruppo di Paesi prevede un tasso di sviluppo medio-alto, tra il 2 ed il 2,5% per anno. Tra i Paesi a crescita più contenuta, inferiore all'1%, per anno si segnala la Germania - con una crescita pressoché stazionaria, pari a +0,2% per anno.

Si può osservare che il principale discriminante tra le aspettative di crescita della domanda di energia elettrica dei Paesi sembra essere quello del dato storico di crescita registrato negli ultimi anni. Paesi con una crescita della domanda elettrica contenuta negli ultimi anni – come la Francia – si collocano anche per il futuro nella fascia di crescita inferiore. Al contrario accade per Paesi – quali ad esempio la Spagna – che hanno sperimentato nel recente passato tassi di sviluppo più sostenuti.

## **7. Previsioni della domanda in potenza**

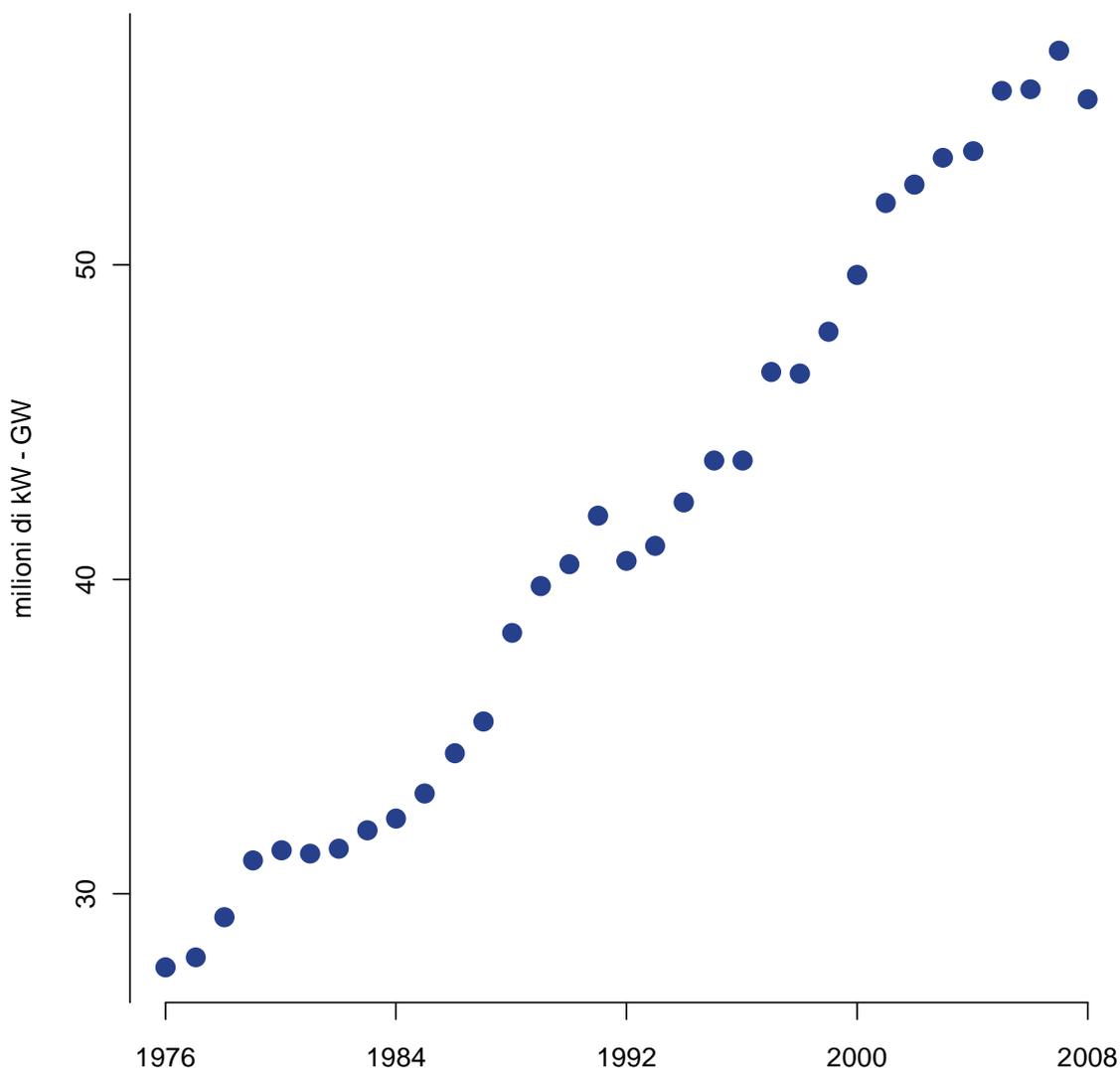
Sembra opportuno richiamare all'inizio di questo capitolo sulla previsione della domanda in potenza, due figure che sinteticamente rappresentano dell'evoluzione del carico in Italia.

In **Figura 14** è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo dal 1976 al 2008. La punta del sistema nel 2008 si è manifestata in estate, il 26 giugno alle ore 12. Solo un altro anno, nel 2006 la punta del sistema elettrico si era verificata in estate, nel 2006. Nel 2007, a riprova che in questi anni la tendenza al superamento della punta estiva rispetto a quella invernale non è ancora consolidata, la punta annuale era stata – come in tutti gli altri anni precedenti - in inverno<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

**Figura 14 - Carico massimo sulla rete Italia – 1976 - 2008**



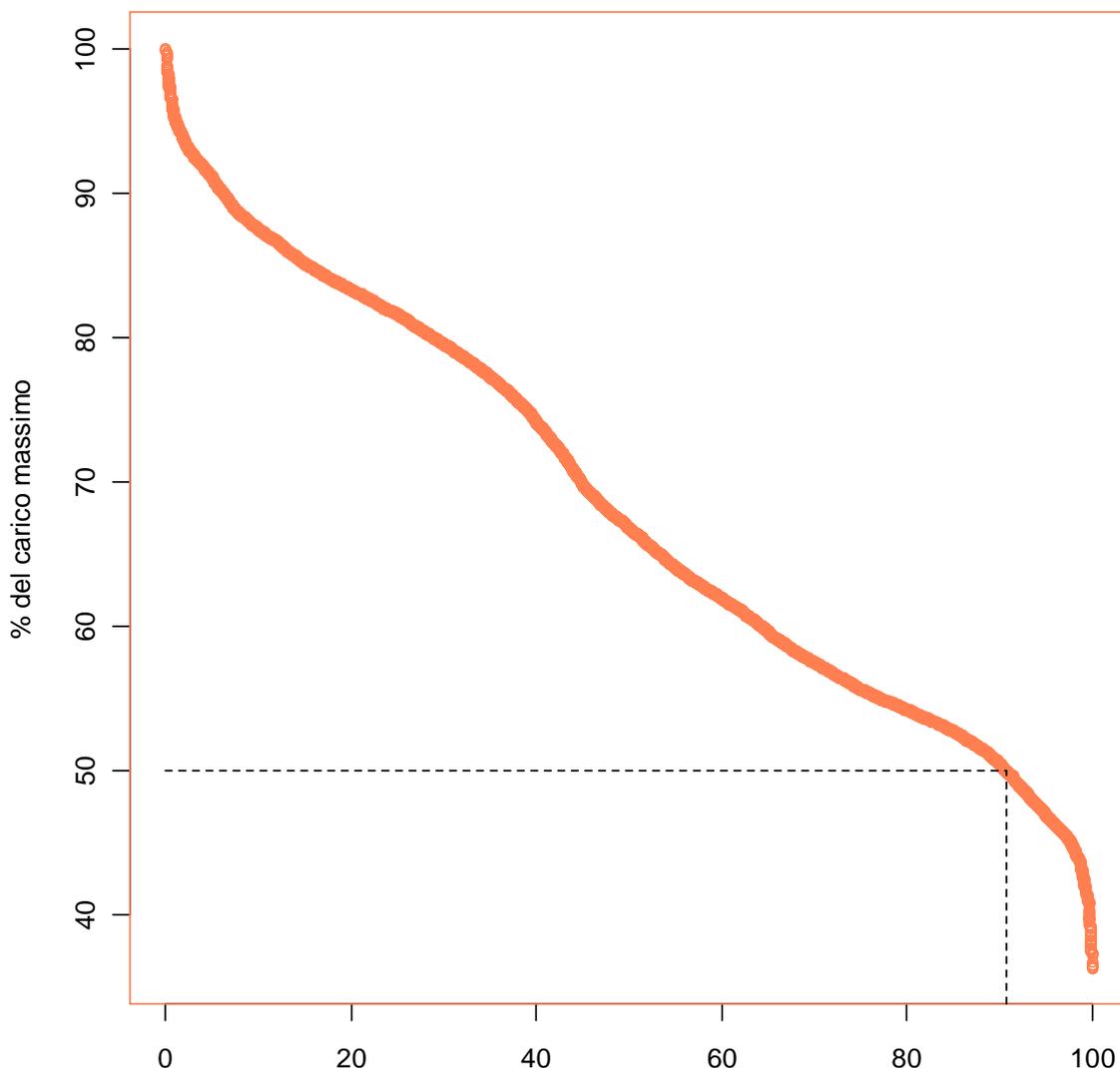
La successiva **Figura 15** mostra la curva monotona di durata del carico 2008 sulla rete italiana, basata sulla rilevazione oraria della potenza richiesta dal carico, espressa in percentuale rispetto al massimo carico annuo, di cui in precedenza. Si osserva che la domanda ha superato il 50% del carico massimo per oltre il 90% delle ore dell'anno<sup>17</sup>.

<sup>17</sup> Si tratta di un indicatore sintetico della modulazione del prelievo in potenza. Nell'ultimo biennio:

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%

**Figura 15 - Curva di durata del carico sulla rete Italia - 2008**



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.

Allo scopo di focalizzare l'attenzione sui valori superiori, in quanto più critici per il sistema elettrico, la previsione della domanda in potenza è formulata sulla base dello scenario energetico "di sviluppo".

### 7.1 L'evoluzione storica delle ore di utilizzazione

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (v. **Figura 16**) 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 massimo pari a circa 6'200 ore/anno (curva *ore invernali* a tratto sottile). A partire dal 1992, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile) sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.100 ore/anno, con una tendenza ad assumere i valori superiori dell'intervallo negli ultimi anni.

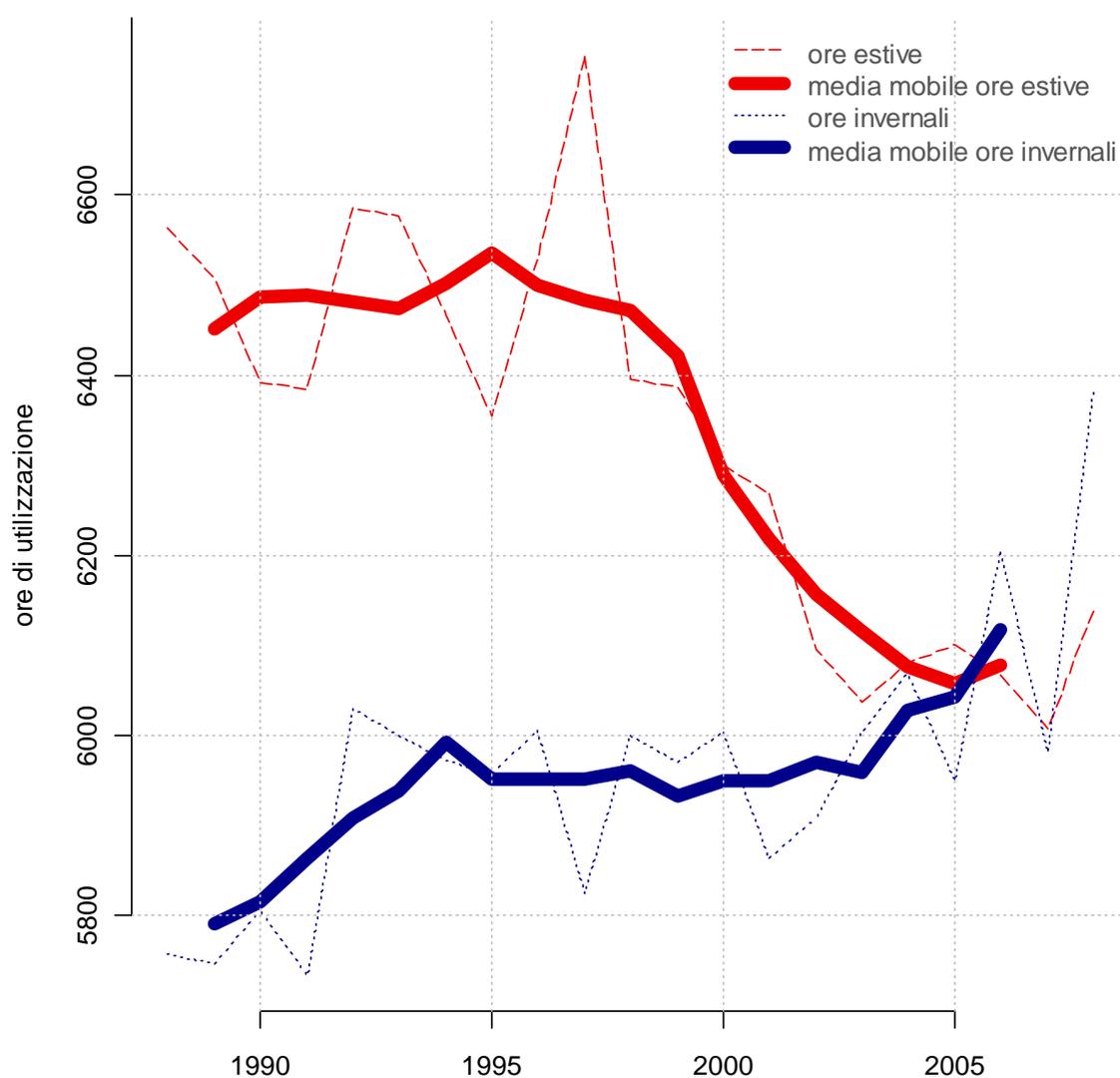
Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva *ore estive* a tratto sottile). Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 ore/anno si è sostituita nell'ultimo decennio una decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi anni, questa tendenza sembra essersi leggermente attenuata. A tal proposito, è molto efficace la rappresentazione nella figura delle medie mobili estive e invernali (curve continue a tratto grosso). Infatti - al fine di rendere più evidenti le tendenze di fondo - nella **Figura 16** sono anche riportate medie mobili centrate a cinque termini delle ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale<sup>18</sup>. Proprio osservando le medie mobili, si coglie il

---

<sup>18</sup> 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.

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.

**Figura 16 - Ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva e invernale**



## 7.2 Metodologia di previsione

La previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale ottenuta è quella relativa 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 invernale<sup>19</sup>.

## 7.3 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, sempre sviluppando il cosiddetto scenario di sviluppo per quanto attiene alla domanda elettrica, si stima per l’anno 2019 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5’700 ore/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 72 GW (ipotesi alta), con un incremento di oltre 16 GW rispetto alla punta estiva del 2008 (v. **Tabella 8**). Nella stessa tabella è riportata anche l’ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza che risulta invece correlata all’ipotesi di inverno medio.

---

<sup>19</sup> 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 8 - Previsione della domanda in potenza: scenario di riferimento**

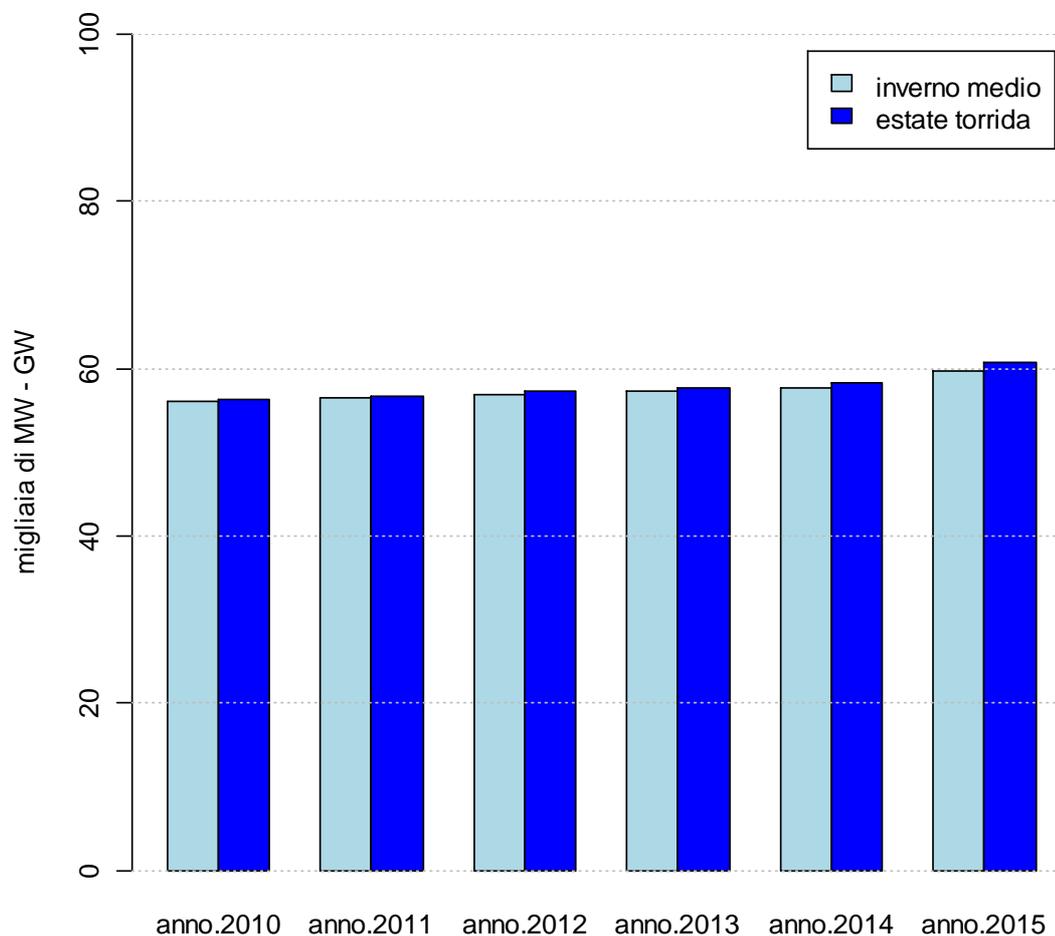
<i>Anno</i>	<i>Potenza</i>
2008	55.292 MW
2015 ipotesi bassa/alta	60/61 GW
2019 ipotesi bassa/alta	68/72 GW

Nelle due ipotesi considerate - inverno medio ed estate torrida - si riporta infine (v. **Figura 17** e **Tabella 9**), sulla base della richiesta di un dettaglio informativo su base annua - “a valere per un periodo non inferiore ai sei anni successivi”<sup>20</sup> - la previsione della domanda in potenza per ciascun anno nel periodo dal 2010 fino al 2015.

---

<sup>20</sup> Delibera 48/04, articolo 53, comma 4.

**Figura 17 - Previsione della domanda in potenza 2010 - 2015 (GW)**



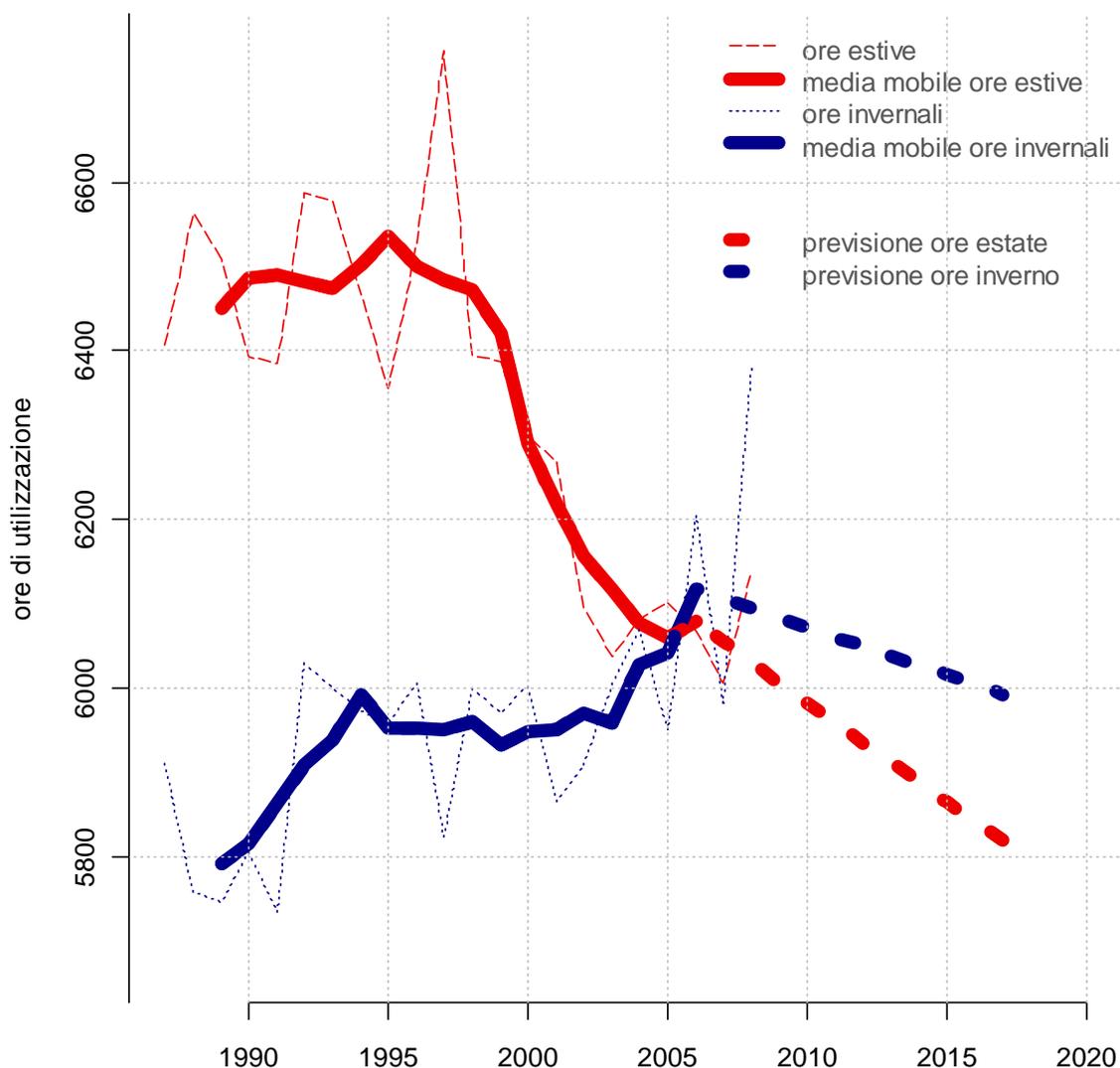
Si ricorda che in **Figura 17** le due curve rappresentate fanno riferimento allo scenario di sviluppo, declinato nelle due particolari configurazioni “climatiche” estreme: l’inverno medio e l’estate torrida.

**Tabella 9 - Previsione della domanda in potenza 2010- 2015**

	<b>inverno medio</b>	<b>estate torrida</b>
	migliaia di MW (GW)	
2010	<b>56,1</b>	<b>56,3</b>
2011	<b>56,5</b>	<b>56,8</b>
2012	<b>56,9</b>	<b>57,3</b>
2013	<b>57,4</b>	<b>57,8</b>
2014	<b>57,8</b>	<b>58,3</b>
2015	<b>59,8</b>	<b>60,7</b>

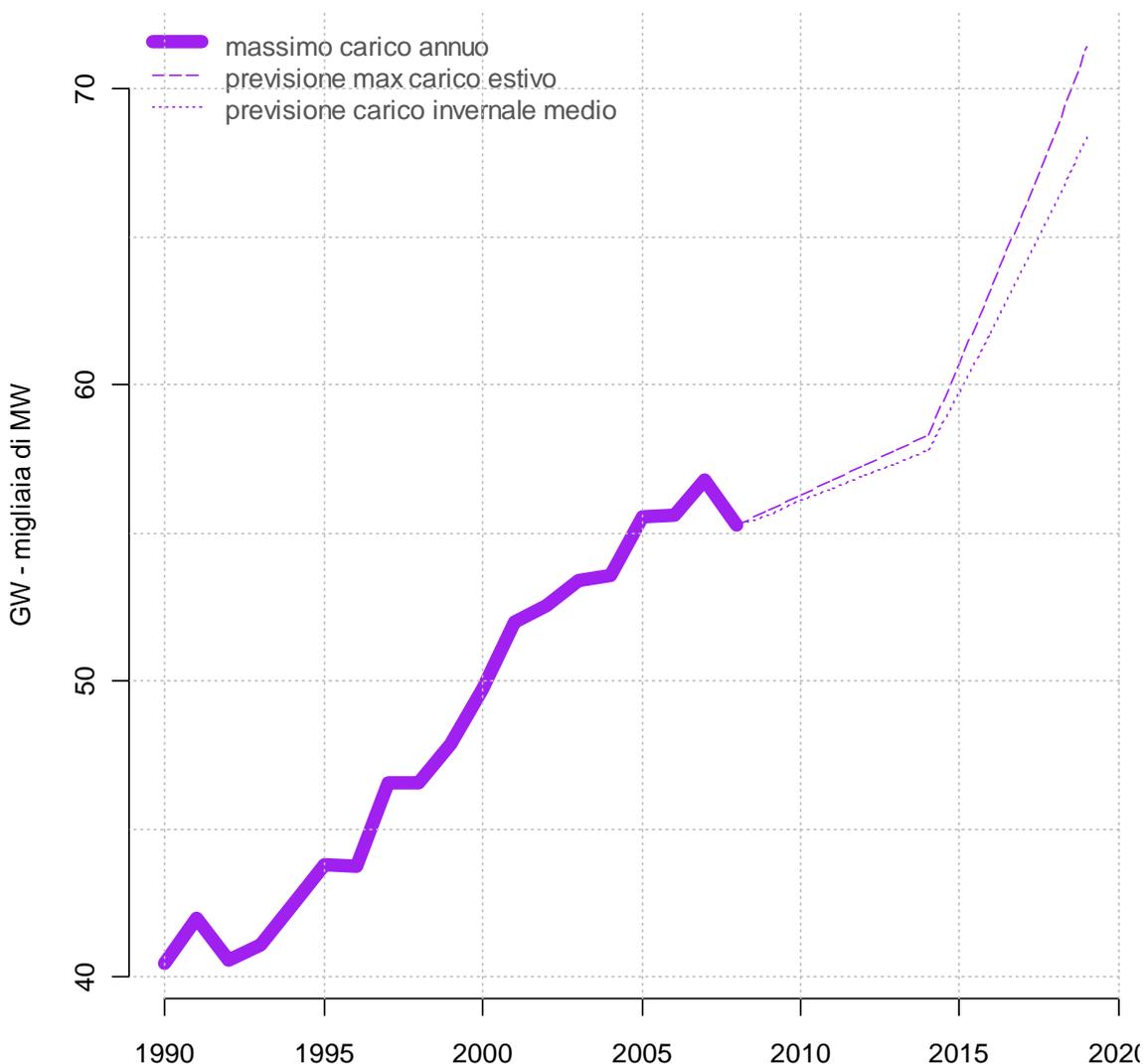
I grafici delle seguenti **Figura 18** e **Figura 19** riassumono quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare in **Figura 18** sono riportati dati di consuntivo (già visti in precedenza) ed in previsione delle ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale in Italia. Dei dati di previsione si riportano solo gli andamenti di fondo.

**Figura 18 - Consumitivi e previsioni delle ore di utilizzazione della potenza**



Coerentemente con i dati delle ore di utilizzazione del carico massimo di cui in figura precedente, in **Figura 19** sono riportati i valori relativi al carico massimo annuo a consuntivo ed in previsione, nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio, corrispondenti ai valori massimi e minimi del campo di variazione della previsione del carico .

**Figura 19 - Carico massimo annuo a consuntivo ed in previsione**



#### **8. Stima del fabbisogno di potenza necessario**

La Deliberazione 48/2004 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 pubblichino 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 produzione<sup>21</sup> 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, in quanto 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.

Con riferimento a tale livello di accettabilità - che si esprime in una probabilità inferiore all'1%<sup>22</sup> di non fare fronte con l'offerta di generazione alla punta del carico - e tenendo conto delle caratteristiche (taglia degli impianti, combustibile, probabilità di guasto, periodi di manutenzione, ecc.) del parco di produzione esistente e dei nuovi impianti previsti in servizio nei prossimi anni (considerati da un lato tecnicamente più evoluti e dall'altro con una maggiore aleatorietà dovuta alla nuova componente eolica), si stima **un fabbisogno in potenza di *planning* necessario a livello nazionale di circa 89 GW al 2019.**

---

<sup>21</sup> In particolare le alee sulla produzione idroelettrica giocano un ruolo determinante.

<sup>22</sup> Valore accettato anche in ambito inter nazionale

A tale livello di potenza corrisponde una *riserva di planning*<sup>23</sup> pari a circa il 23% del carico previsto alla punta. Questo prescindendo dalla capacità di import e dalla disponibilità del sistema di trasmissione.

**Considerando l'anno 2015** e assumendo lo stesso indice di rischio dell'1%, si può stimare un valore del fabbisogno complessivo alla punta, sempre per l'intero sistema di produzione, pari a circa **75 GW**, col medesimo livello di riserva del 23%.

La stima della disponibilità di potenza complessivamente necessaria per far fronte alla domanda nei prossimi sei anni, dal 2010 al 2015, ed all'anno obiettivo 2019 è riportata nella **Tabella 10**.

**Tabella 10- Fabbisogno Italia in potenza 2010 – 2019**

	<i>migliaia di MW (GW)</i>						2019
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
<b>ITALIA</b>	<b>69</b>	<b>70</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>72</b>	<b>75</b>	<b>89</b>

## 9. Conclusioni

In **Tabella 11** è infine riepilogato il processo di previsione della domanda elettrica, con l'evidenza del flusso informativo principale e delle cifre più significative emerse.

<sup>23</sup> Per riserva di planning si intende il margine di produzione necessario per far fronte alla punta con la affidabilità richiesta, al netto della potenza installata comunque non disponibile (es. per accordi locali, arresti di lunga durata, indisponibilità per motivi di carattere idrologico, ...).

**Tabella 11 - Quadro riepilogativo del processo previsivo al 2019**

previsione in energia			previsione del carico			previsione del fabbisogno di potenza		
	miliardi di kWh (TWh)	tma 2008-2019 (%)		estate torrida	migliaia di MW (GW)	tma 2008-2019 (%)	Italia	migliaia di MW (GW)
scenario di sviluppo	405	1,6%		72	2,4%			89
				inverno medio	68	1,9%		
scenario base	360	0,5%						

## 10. Bibliografia

- Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2008 – a cura di TERNA <http://www.terna.it>  
 Aggiornamento previsioni della domanda elettrica in Italia. Anni 2008 2018. (novembre 2008) – a cura Terna [www.terna.it](http://www.terna.it).  
 Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2009 – a cura TERNA  
 Ministero dello Sviluppo Economico – Bilanci Energetici Nazionali – anni vari  
 ISTAT – Contabilità nazionale 2009  
 Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential – Communication from the EC Commission - SEC(2006) 1173/1174/1175 – Brussels October 2006  
 Rapporto di previsione del mercato tutelato per gli anni 2009, 2010 e 2011 - a cura di AU, Acquirente Unico – Roma, 28 novembre 2008  
 ENEA – Rapporto Energia e Ambiente 2008 – Analisi e scenari – Draft - Roma, luglio 2009  
 Lanza, Alessandro et alii – Fondazione Eni Enrico Mattei (in collaborazione con Metroeconomica Ltd) – Efficienza energetica in Italia: tendenze e prospettive (Studio realizzato per Confindustria Energia) – ottobre 2007(Bozza)  
 Sorrell, S., Dimitropoulos J., Sommerville M. – Empirical estimates of the direct rebound effect : A review – in Energy Policy, Vol. 37, April 2009  
 PROMETEIA – Banche dati e modelli regionali- Bologna, luglio 2009  
 UCTE – Operational Handbook- (20.7.2004) <http://www.ucte.org>  
 UCTE – System Adequacy Forecast 2009-2020 – Union for the co-ordination of transmission of electricity8  
 ETSO – Generation adequacy – An assessment of the interconnected European power systems 2008-2015 – Update to year 2007  
 Towards a low carbon future: European Strategic Energy Technology Plan 22.11.2007 – <http://europa.eu>  
 Direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006. Gazzetta ufficiale dell'Unione europea 4/2/2006.  
 Intensità elettrica dal 1975 al 2007. Esercizio di previsione al 2018 – a cura Terna – Statistiche - Roma, marzo 2009  
 R Development Core Team (2009). 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>.  
 Per la banca dati sulle temperature medie mensili: <http://statistiche/temperature> (sito riservato)  
 Hans-Peter Suter, Tretron and Switzerland (2006). xlsReadWrite: Natively read and write Excel files. R package version 1.3.2. <http://tretron.googlepages.com/>