

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA  
IN ITALIA E DEL FABBISOGNO DI POTENZA  
NECESSARIO  
ANNI 2008 2018**

*settembre 2008*

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA  
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO  
2008– 2018**

**INDICE**

<b>1.</b>	<b>Introduzione</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>Riferimenti normativi</b>	<b>6</b>
<b>3.</b>	<b>Contesto energetico</b>	<b>7</b>
<b>4.</b>	<b>Principali grandezze che influenzano la domanda elettrica</b>	<b>8</b>
4.1	La crescita economica	8
4.2	La crescita della domanda di energia elettrica	9
4.3	Sulla relazione tra economia e domanda elettrica	14
<b>5.</b>	<b>Previsione della domanda in energia</b>	<b>18</b>
5.1	Previsione per le aree geografiche	24
5.2	Previsione settoriale	25
<b>6.</b>	<b>Previsioni della domanda in potenza</b>	<b>28</b>
6.1	L'evoluzione storica delle ore di utilizzazione	31
6.2	Metodologia di previsione	33
6.3	Risultati	34
<b>7.</b>	<b>Le previsioni della domanda in alcuni Paesi europei</b>	<b>38</b>
<b>8.</b>	<b>Stima del fabbisogno di potenza necessario</b>	<b>39</b>
<b>9.</b>	<b>Conclusioni</b>	<b>42</b>
<b>10.</b>	<b>Bibliografia</b>	<b>43</b>

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA  
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO  
2008- 2018**

**1. Introduzione**

Giunto ormai alla ottava edizione, il presente documento contiene l'aggiornamento annuale delle previsioni di medio - lungo termine per l'Italia della *domanda elettrica (in energia e potenza)* e del *fabbisogno di potenza necessario*.

Tra le principali conclusioni,

- i) la previsione per il prossimo decennio dell'evoluzione della domanda elettrica compresa tra +1,0% e il +1,9% medio per anno, in funzione delle ipotesi sull'intensità elettrica;*
- ii) in corrispondenza dello scenario di maggiore sviluppo della domanda elettrica, una evoluzione della punta massima del carico ad un tasso medio tra +2,1% e +2,4% p.a.;*
- iii) alla copertura del carico massimo nel 2018 si stima adeguato un fabbisogno di generazione di circa 91 GW.*

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, a cura Terna.*

Le previsioni sono articolate in:

➤ **Previsioni della domanda elettrica:**

- *in energia, con riferimento al dato annuale della richiesta<sup>1</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 crescita contenuta realizzata nel 2007, pari a +0,7% rispetto all'anno precedente e della crescita di analogo tenore prevista per l'anno in corso<sup>2</sup>. Inoltre - come meglio illustrato nel seguito – occorrerà probabilmente attendere qualche anno per valutare appieno le influenze dei bruschi rincari delle materie prime energetiche - evidenziatosi a partire dal 2007 - e gli effetti della attuale crisi economica di matrice essenzialmente finanziaria.

---

<sup>1</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.

<sup>2</sup> Al momento (settembre 2008), la domanda di energia elettrica acquisita nel periodo gennaio-agosto 2008 risulta in crescita di +0,5% rispetto al corrispondente periodo del 2007.

Viceversa l'altro elemento di novità sottolineato nella precedente edizione – il verificarsi cioè di una punta estiva in potenza – è risultato un caso isolato in considerazione del fatto che nel 2007 la punta di potenza si è nuovamente verificata in inverno. Questo a ulteriore conferma del fatto che, nei prossimi anni si potrà osservare l'uno o l'altro degli eventi principalmente a seconda delle particolari condizioni climatiche.

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 (paragrafo 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;
- le *previsioni della domanda in potenza* (par. 6), con valutazioni sulle serie storiche della domanda in potenza e delle ore di utilizzazione del carico alla punta.

Nel paragrafo 7 è presentata una panoramica – a titolo informativo - delle previsioni di medio termine della domanda elettrica in energia e potenza di alcuni Paesi europei.

Dalla previsione della domanda in potenza di cui al par. 6, si passa quindi alle *previsioni del fabbisogno di potenza* necessario (par. 8), sulla base di 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 2018. La domanda di energia elettrica in previsione è come sempre disaggregata nelle principali macroaree geografiche ed in base ai consumi di energia elettrica delle principali attività.

Il presente documento viene chiuso utilizzando dati ed informazioni disponibili al 1 settembre 2008.

## **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**

Si fornisce un cenno sul presente contesto energetico, potenzialmente in grado di influenzare le previsioni della domanda elettrica, in particolare sul lungo termine. In effetti il tema dell'energia si conferma sempre più all'attenzione dell'opinione pubblica e delle Istituzioni nazionali ed europee.

Senza avere la pretesa di essere esaustivi, a livello europeo è stato elaborato lo *Strategic Energy Technology Plan* (SET Plan) che, dopo la fase di individuazione degli obiettivi - nell'Action Plan erano stati a suo tempo indicati l'efficienza e il risparmio energetico – identifica nell'innovazione tecnologica la chiave per il perseguimento di tali obiettivi e per il contenimento delle emissioni di anidride carbonica.

In Italia – solo per citare le iniziative più recenti – il Rapporto annuale ENEA cura l'inquadramento nella realtà nazionale del SET-Plan. Inoltre è stata ventilata la convocazione di una nuova Conferenza dell'Energia e la stesura di un nuovo Piano energetico nazionale.

Attualmente le analisi e i ragionamenti prendono in particolare considerazione due versanti, quello della generazione (opzione nucleare, emissioni, etc.) e quello del contenimento dei consumi.

Si può in generale osservare che il perseguimento di obiettivi di risparmio energetico deve poter avvenire in modo virtuoso, senza cioè 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

Il commento alla crescita economica attesa presentato lo scorso anno già contemplava gli effetti della crisi finanziaria legata ai mutui *sub-prime*. In quel momento, tuttavia, la mancanza di informazioni certe sulle perdite potenziali fronteggiate dalle banche e da altre istituzioni finanziarie rendeva molto difficile valutare l'entità di tali effetti, per cui si era delineato solo uno scenario di rallentamento del ciclo per tutti i paesi industrializzati.

Dopo un anno, le condizioni di incertezza non sono venute meno a causa della permanente scarsa trasparenza dei bilanci bancari e per la pratica della cartolarizzazione dei mutui, che rende difficoltoso individuare l'estensione, anche geografica, dei possibili problemi. Nel frattempo - come noto - il materializzarsi dei rischi ha portato al fallimento di banche inglesi e americane ed ha spinto il Dipartimento del Tesoro degli Stati Uniti ad intervenire pesantemente nel settore, operando la nazionalizzazione di due agenzie semigovernative (Fannie Mae e Freddie Mac) e predisponendo un piano di stabilizzazione per circa 700 miliardi di dollari. Questi interventi mirano ad impedire il diffondersi della crisi finanziaria ed il suo allargamento all'economia

reale. Accanto a questi fattori di crisi esistono però degli elementi che operano in senso positivo: il recente andamento relativamente più favorevole delle quotazioni internazionali delle materie prime, che favorisce anche la tenuta del ciclo dei paesi emergenti, ed il rientro delle pressioni inflazionistiche.

Al momento, le previsioni vedono le condizioni per una breve fase recessiva negli Stati Uniti ed un forte rallentamento nell'area dell'euro, il cui sistema finanziario dovrebbe risultare meno compromesso nell'attuale crisi. Passando all'evoluzione attesa per l'Italia<sup>4</sup>, l'anno corrente ed il prossimo dovrebbero risultare notevolmente condizionati dal ciclo internazionale, per poi recuperare negli anni successivi così da realizzare nel periodo di previsione un tasso medio annuo di crescita del PIL dell'1,2%. Questo dato, si lega come sempre all'andamento atteso per le variabili rilevanti per il lungo periodo (dinamica demografica, dotazione di capitale fisico e produttività).

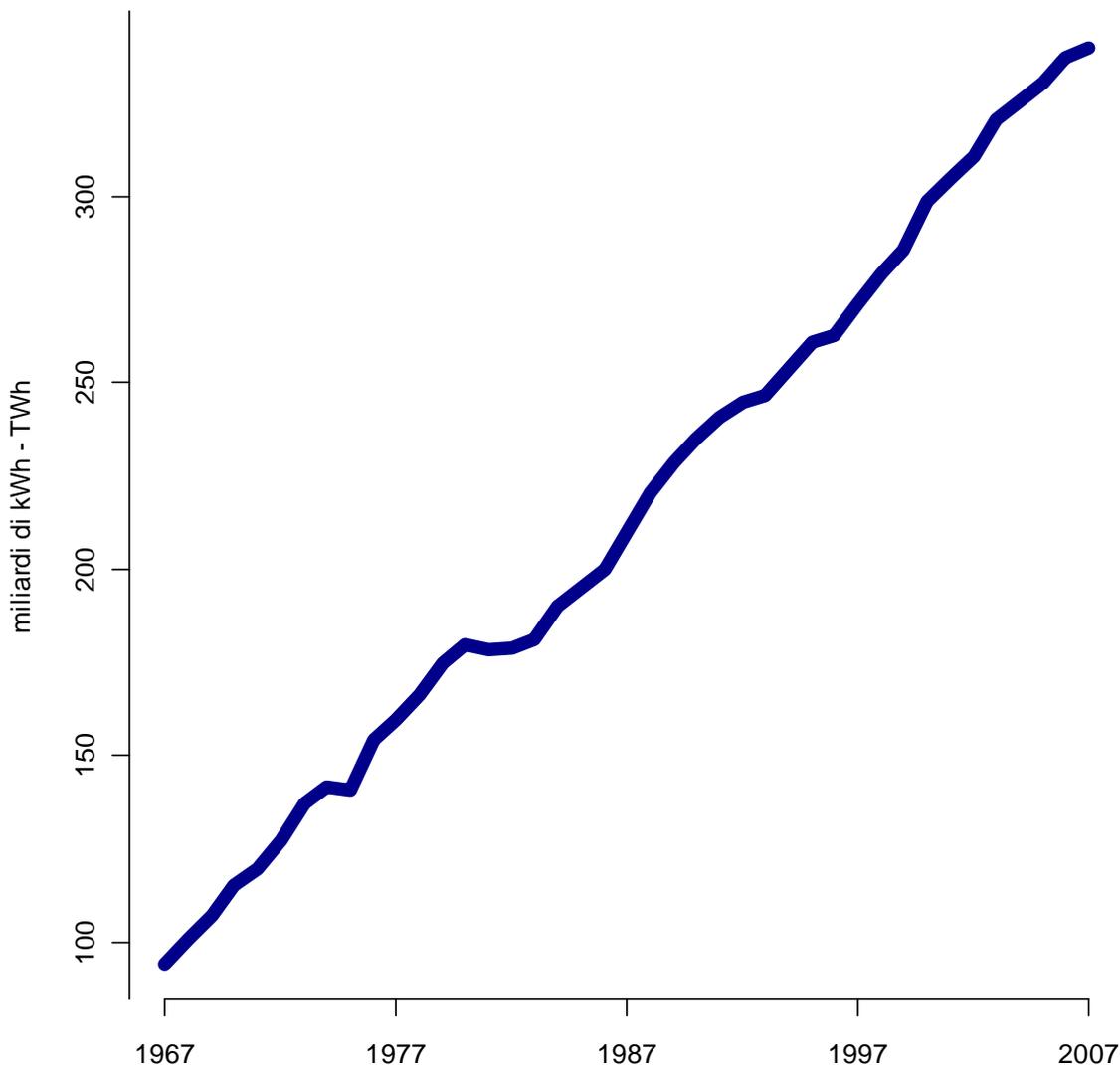
#### 4.2 La crescita della domanda di energia elettrica

La crescita negli ultimi quaranta anni della domanda di energia elettrica in Italia è ben rappresentata dal grafico in **Figura 1**. 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. Nel 2007 – tuttavia – la domanda di energia elettrica ha raggiunto i 339,9 miliardi di kWh (TWh), con un incremento relativamente modesto rispetto all'anno precedente (+0,7%).

---

<sup>4</sup> Prometeia- Scenari di previsione – Bologna agosto 2008.

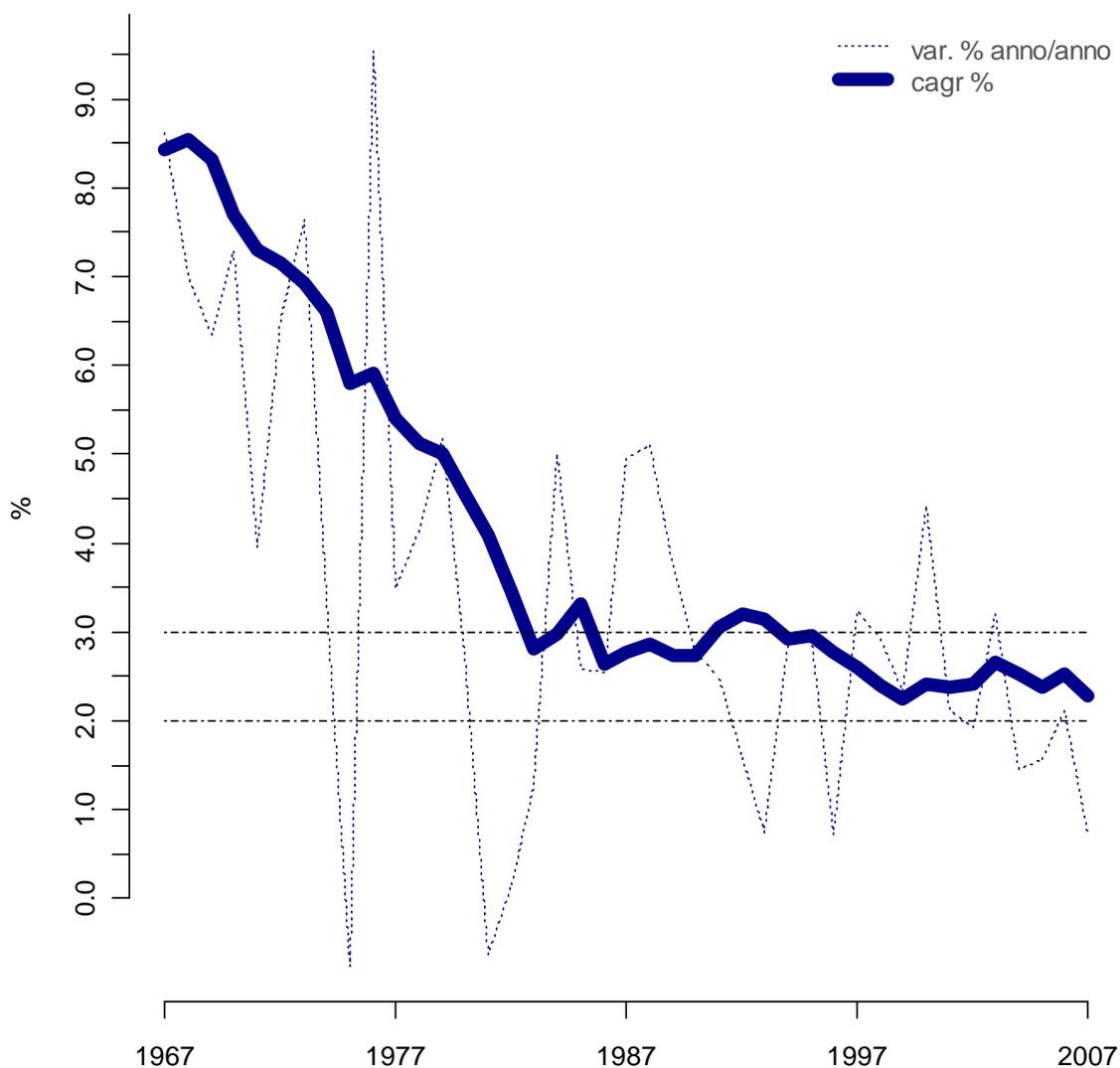
**Figura 1 - La richiesta di energia elettrica in Italia – 1967 -2007**



Per meglio comprendere le modalità di crescita della domanda elettrica, cioè la sua dinamica nel tempo, è utile riportare – in **Figura 2** - la serie storica dal 1967 al 2007 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>5</sup>) (linea continua in grassetto).

<sup>5</sup> CAGR Compound Annual Growth Rate (tasso medio annuo di crescita, tma)

**Figura 2 - La dinamica di crescita della richiesta elettrica (var.%, CAGR %)**



Si osserva la notevole variabilità 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 due casi). 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>6</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.

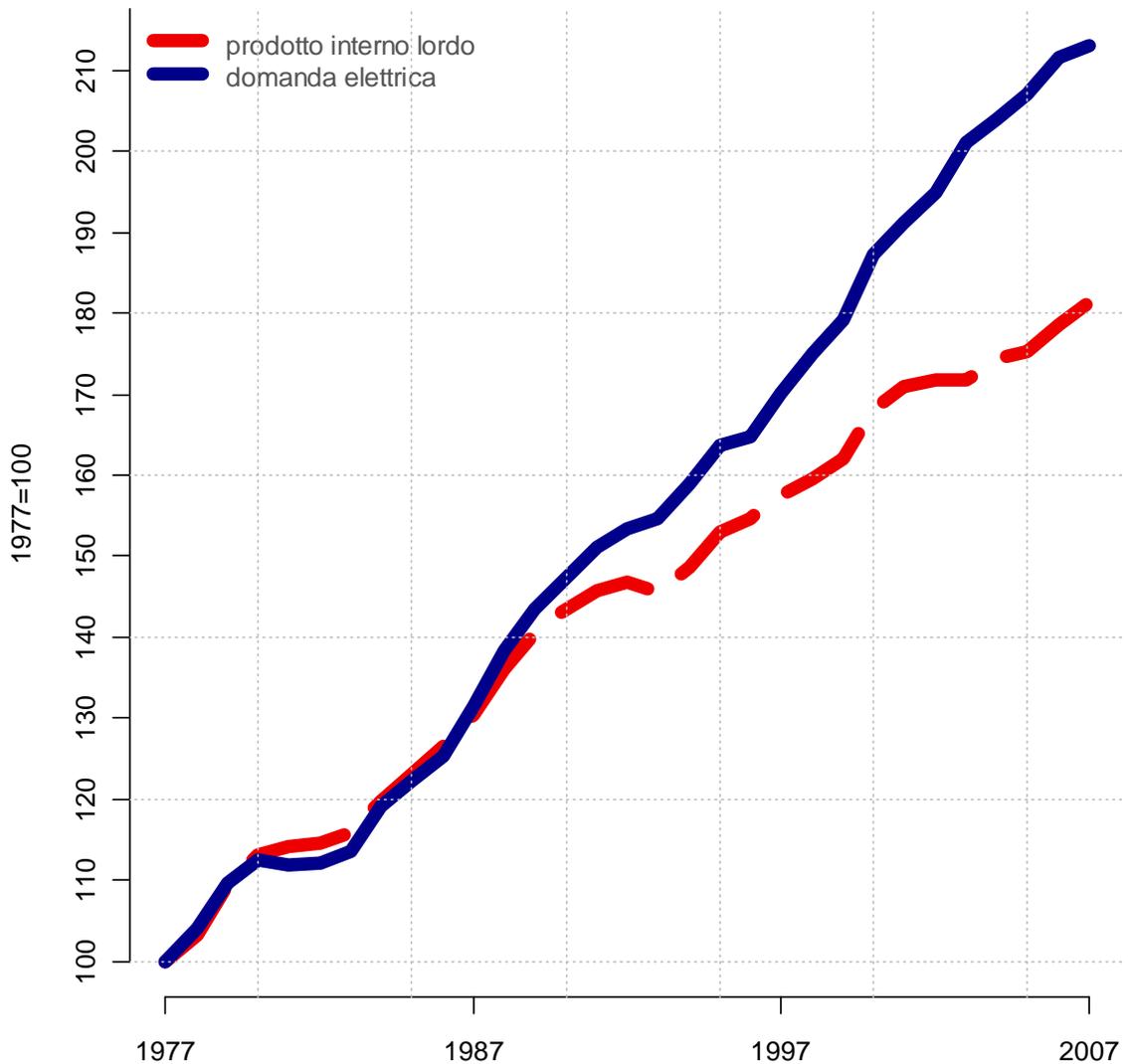
Limitandosi ad una breve analisi degli ultimi anni, nel 2003 si ebbe in particolare a registrare una impennata dei consumi nel settore domestico che, da tassi medi annui di sviluppo nell'ultimo decennio prossimi all'1%, passarono nel 2003 su un livello pressoché triplo. Inoltre, pur considerando la crescita più contenuta della domanda elettrica del 2007 rispetto al 2006, la media del periodo 2000-2007 risente in maniera ridotta di questo rallentamento, confermando un +1,9% del tasso medio annuo, in linea con la previsione dello scenario di maggiore crescita ipotizzata 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 1977 (v. **Figura 3**).

---

<sup>6</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.

**Figura 3 - Domanda elettrica e PIL (1977=100)**



Si osserva una crescente divaricazione tra i due tracciati: mentre la ricchezza prodotta nel Paese aumenta in trenta anni dell'81% circa, la domanda elettrica in Italia si incrementa del 113% circa. Come già altre volte osservato, emerge pertanto che la relazione tra economia e domanda elettrica 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

La previsione di medio – lungo termine della domanda di energia elettrica è ottenuta a partire da una previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e PIL. L'indicatore macroeconomico che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica<sup>7</sup>.

Nel 2007 in Italia si è richiesta energia elettrica per circa **0,265 kWh per ogni euro di prodotto interno lordo**<sup>8</sup>, con una diminuzione dello 0,7% rispetto all'anno precedente

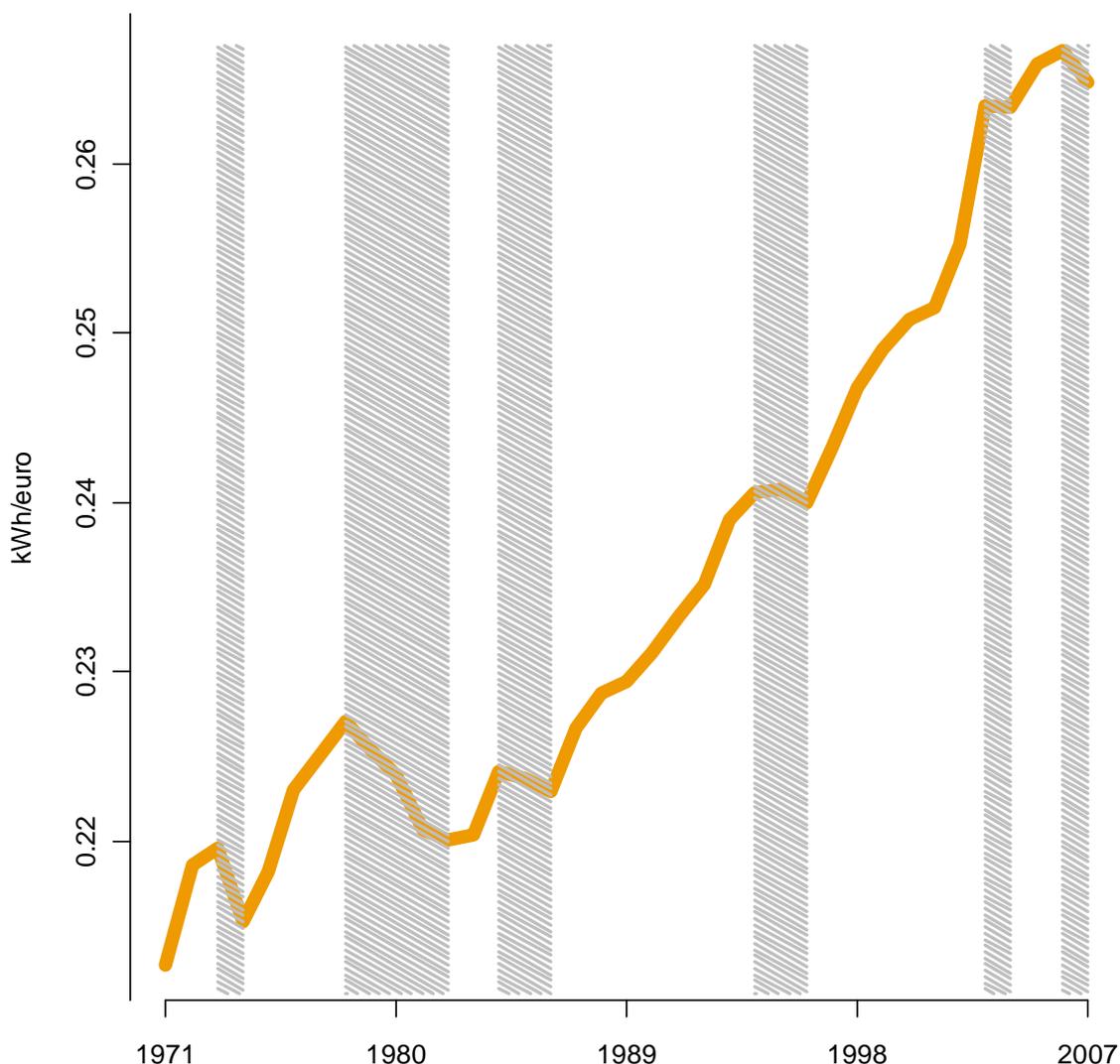
In **Figura 4** è riportato l'andamento dell'intensità elettrica del PIL in Italia, dal 1971 al 2007. Nella figura sono inoltre evidenziati con una retinatura i periodi nei quali si è registrata una intensità calante.

---

<sup>7</sup> 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.

<sup>8</sup> Prodotto interno lordo ai prezzi di mercato. Valori concatenati, con anno di riferimento 2000.

**Figura 4 - Intensità elettrica italiana dal 1971 al 2007**

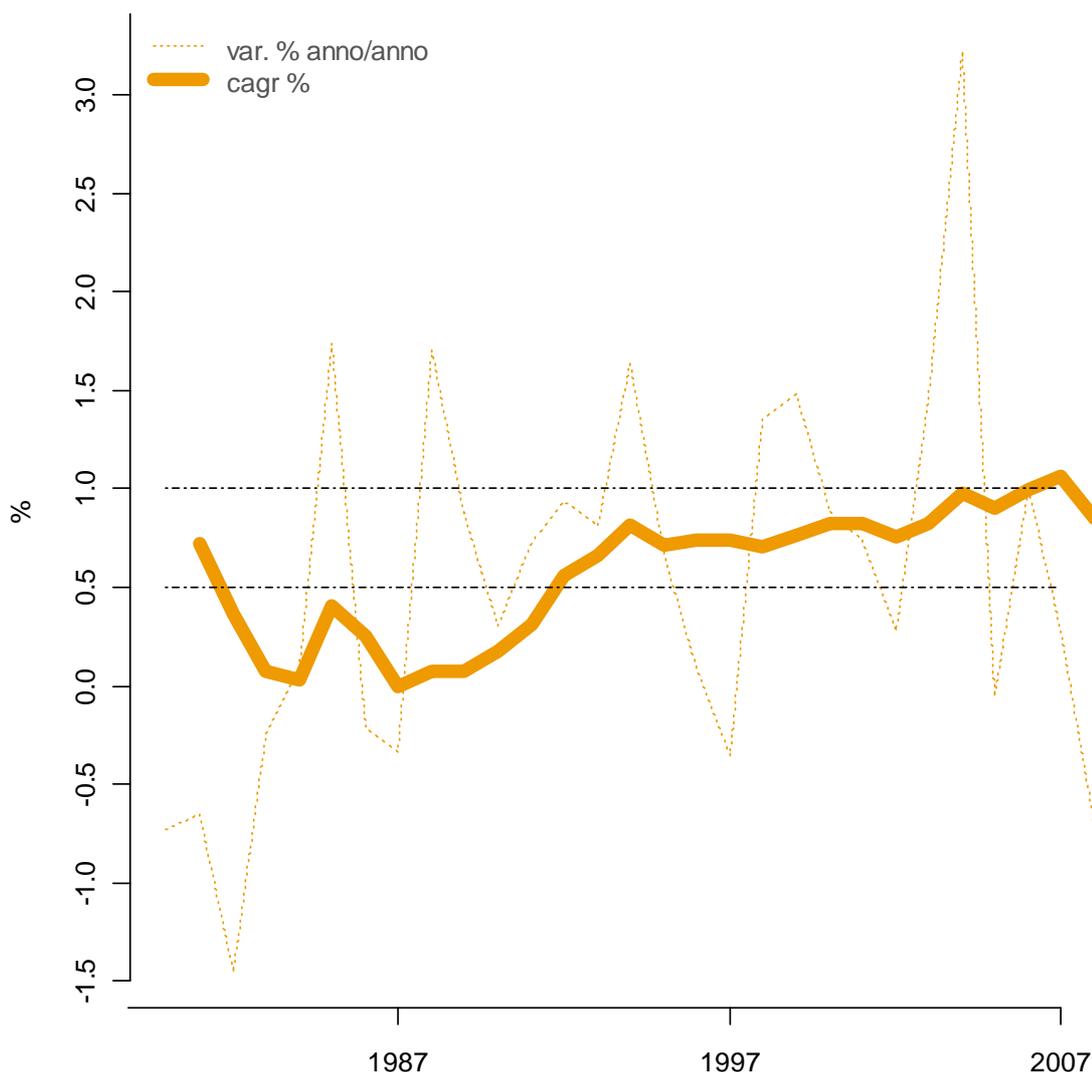


Si osserva che su un andamento di fondo indubbiamente crescente, si innestano fasi di ripiegamento più o meno prolungate. In particolare si evidenziano – per la durata e per essere vicini tra loro – i periodi in corrispondenza dei cosiddetti shock petroliferi degli anni '70-'80 (intensità elettrica calante tra 1978 e 1982 e tra '84 e '86). Anche il 2007 – anno che si è caratterizzato per la estrema volatilità dei prezzi sui mercati energetici - si è segnalato come un anno di riduzione dell'intensità elettrica. Dagli andamenti del passato dell'intensità di uso dell'energia elettrica si conclude quindi che tale indicatore ha una "capacità di reazione" alla congiuntura sfavorevole, come ad esempio 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. Al termine del periodo di riassetamento su valori inferiori, l'intensità elettrica italiana tende a riprendere un andamento crescente.

Peraltro, le analisi sull'intensità indicano che l'energia elettrica richiesta per unità di prodotto interno lordo ottenuto è in Italia su livelli ancora relativamente più bassi rispetto agli altri Paesi maggiormente industrializzati. Mentre negli altri Paesi l'intensità viene stimata stazionaria o debolmente calante, in Italia essa mantiene qualche margine di crescita potenziale nel medio periodo. Tali considerazioni possono essere sostanziate osservando l'andamento storico della dinamica dell'intensità elettrica, espressa come tasso medio annuo decennale (v. **Figura 5**). L'utilizzo di medie pluriennali consente inoltre di filtrare effetti congiunturali, quali quello dovuto all'effetto della temperatura. Nel grafico sono anche riportate a tratto sottile le variazioni puntuali (anno/anno precedente).

**Figura 5 - Dinamica dell'intensità elettrica italiana 1977-2007 (CAGR %)**



Si osserva che la **dinamica dell'intensità elettrica così definita non si è mai collocata in Italia nel campo de valori negativi** – nemmeno 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 **dai primi anni '90 in un intervallo tra +0,5% e +1,0% per anno**<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> L'andamento della variazione dell'intensità elettrica di un anno rispetto all'anno precedente può presentare anche valori negativi.

Nel prevedere la domanda in energia, tuttavia, è sembrato opportuno introdurre - in considerazione degli orientamenti di cui al par. 3 – 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 (rispetto alla precedente previsione) dell'**intensità elettrica** nel periodo in esame:

- *in quello “di sviluppo” (superiore) – idoneo ai fini della pianificazione delle infrastrutture elettriche - si ipotizza per il periodo 2007 - 2018 una crescita dell'**intensità elettrica** complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa +0,7 % per anno, di due decimi di punto inferiore al tasso medio dell'ultimo decennio (+0,9%);*
- *un secondo “scenario base” (inferiore), con tasso medio di incremento dell'**intensità elettrica** per la prima volta negativo lungo tutto il periodo di previsione, sviluppato su una ipotesi di più incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico.*

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

Sulla base di tali considerazioni, nel periodo 2007 – 2018 si stima una evoluzione con un tasso medio annuo del +1,9% nello scenario di sviluppo (ipotesi superiore) – che corrisponde a 420,0 TWh nel 2018.

Nello scenario base si ipotizza invece un tasso medio del +1,0% per anno (ipotesi inferiore), corrispondente ad una domanda elettrica di 380,0 TWh nel 2018.

Nella **Tabella 1** 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.

Nel 2012, anno intermedio al periodo 2007 – 2018, si ipotizza nello scenario di sviluppo (ipotesi superiore) una domanda elettrica pari a 369,8 TWh con un tasso medio annuo di sviluppo 2007 – 2012 pari a +1,7%, e di 2,1% per gli anni 2012 – 2018.

Nello scenario base (ipotesi inferiore) si avrà un tasso di crescita pari a +0,8% nel primo dei due periodi, con un domanda elettrica che raggiungerà i 353,7 TWh nel 2012, e pari a +1,2% per anno dal 2012 al 2018.

**Tabella 1 - 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	2,1%		1,8%		0,3%
2006	337,5	0,7%		1,5%		-0,7%
<b>scenario di sviluppo</b>						
2007	339,9	1,7%		0,9%		0,8%
2012	369,8	2,1%	1,9%	1,4%	1,2%	0,7%
2018	420,0					
<b>scenario base</b>						
2007	339,9	0,8%		0,9%		-0,1%
2012	353,7	1,2%	1,0%	1,4%	1,2%	-0,2%
2018	380,0					

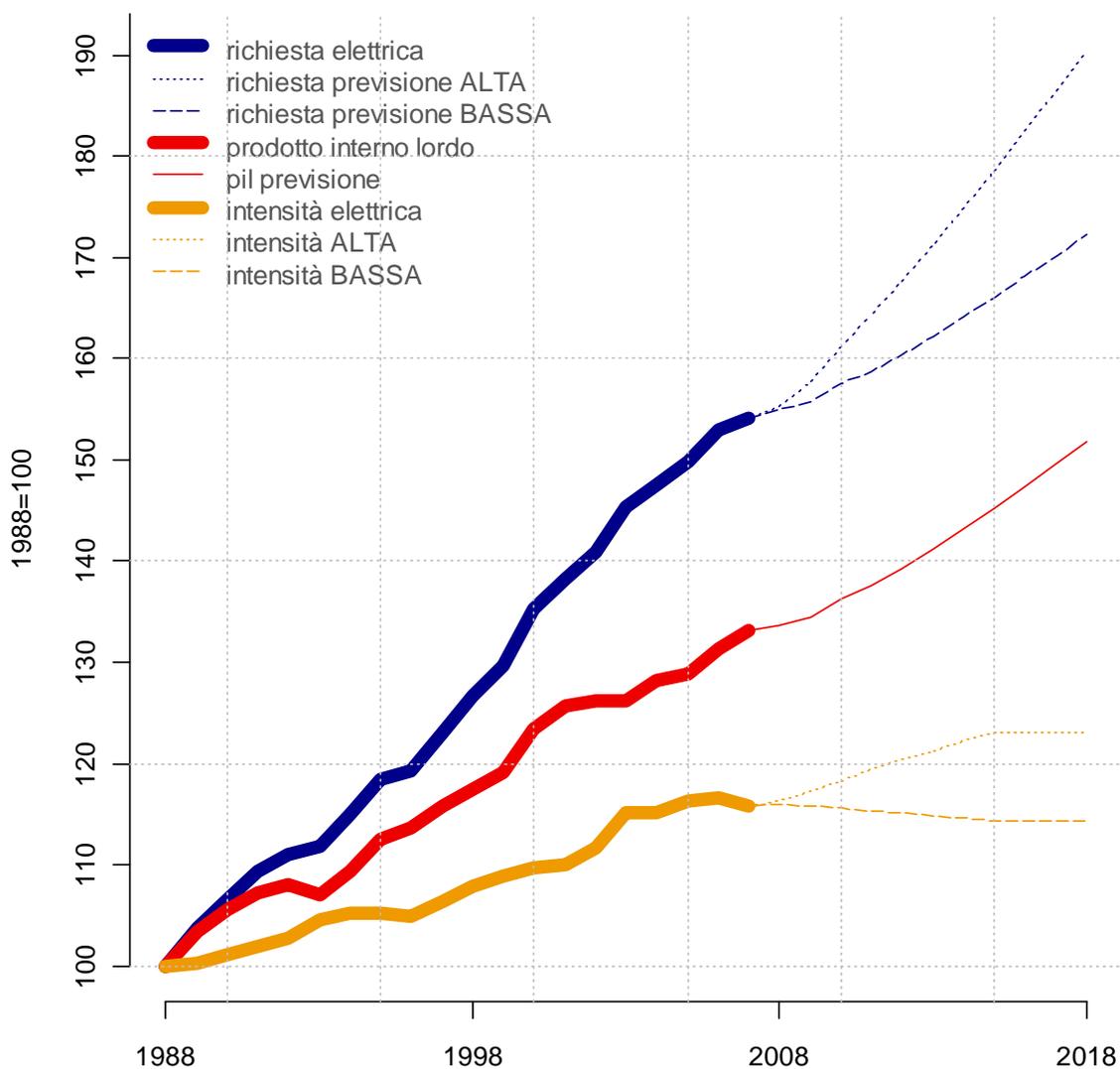
In **Tabella 2** è riportato il dettaglio annuale della previsione, per lo scenario di sviluppo. La misurazione del PIL in termini reali, effettuata fino a pochi anni orsono adottando i prezzi di un anno di riferimento costante (metodo degli indici a base fissa), è ora ottenuta dall'ISTAT secondo la 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 6** 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 1988 - i consuntivi fino al 2007 e le previsioni fino al 2018, differenziando tra scenario di sviluppo e scenario base<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> L'andamento del PIL – come detto – presenta un unico scenario di previsione.

**Figura 6 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica**



**Tabella 2 - 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>	
	miliardi di kWh	tassi medi annui	milioni € val. concat. 2000	tassi medi annui	kWh/€	tassi medi annui
1985	195,0		871 623		0,224	
1990	235,1	3,8%	1 017 452	3,1%	0,231	0,7%
1995	261,0	2,1%	1 083 835	1,3%	0,241	0,8%
2000	298,5	2,7%	1 189 912	1,9%	0,251	0,8%
2001	304,8	2,1%	1 211 782	1,8%	0,252	0,3%
2002	310,7	1,9%	1 217 473	0,5%	0,255	1,5%
2003	320,7	3,2%	1 217 131	0,0%	0,263	3,2%
2004	325,4	1,5%	1 235 635	1,5%	0,263	-0,1%
2005	330,4	1,6%	1 242 518	0,6%	0,266	1,0%
2006	337,5	2,1%	1 265 380	1,8%	0,267	0,3%
2007	339,9	0,7%	1 283 813	1,5%	0,265	-0,2%
2008	342,6	0,8%	1 288 732	0,4%	0,266	0,4%
2009	347,9	1,6%	1 297 204	0,7%	0,268	0,9%
2010	355,6	2,2%	1 314 170	1,3%	0,271	0,9%
2011	362,5	1,9%	1 327 499	1,0%	0,273	0,9%
2012	369,8	2,0%	1 343 309	1,2%	0,275	0,8%
2013	377,8	2,2%	1 361 994	1,4%	0,277	0,8%
2014	386,0	2,2%	1 380 939	1,4%	0,279	0,8%
2015	394,0	2,1%	1 400 148	1,4%	0,281	0,7%
2016	402,5	2,2%	1 421 024	1,5%	0,283	0,7%
2017	411,2	2,2%	1 442 212	1,5%	0,285	0,7%
2018	420,0	2,2%	1 463 715	1,5%	0,287	0,7%

(\*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, agosto 2008

Lo scenario base è dettagliato nella seguente **Tabella 3**.

**Tabella 3 - 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>	
	miliardi di kWh	tassi medi annui	milioni € val. concat. 2000	tassi medi annui	kWh/€	tassi medi annui
1985	195,0		871 623		0,224	
1990	235,1	3,8%	1 017 452	3,1%	0,231	0,7%
1995	261,0	2,1%	1 083 835	1,3%	0,241	0,8%
2000	298,5	2,7%	1 189 912	1,9%	0,251	0,8%
2001	304,8	2,1%	1 211 782	1,8%	0,252	0,3%
2002	310,7	1,9%	1 217 473	0,5%	0,255	1,5%
2003	320,7	3,2%	1 217 131	0,0%	0,263	3,2%
2004	325,4	1,5%	1 235 635	1,5%	0,263	-0,1%
2005	330,4	1,6%	1 242 518	0,6%	0,266	1,0%
2006	337,5	2,1%	1 265 380	1,8%	0,267	0,3%
2007	339,9	0,7%	1 283 813	1,5%	0,265	-0,7%
2008	341,7	0,5%	1 288 732	0,4%	0,265	0,1%
2009	343,6	0,6%	1 297 204	0,7%	0,265	-0,1%
2010	347,4	1,1%	1 314 170	1,3%	0,264	-0,2%
2011	350,2	0,8%	1 327 499	1,0%	0,264	-0,2%
2012	353,7	1,0%	1 343 309	1,2%	0,263	-0,2%
2013	357,9	1,2%	1 361 994	1,4%	0,263	-0,2%
2014	362,1	1,2%	1 380 939	1,4%	0,262	-0,2%
2015	366,3	1,1%	1 400 148	1,4%	0,262	-0,2%
2016	370,8	1,2%	1 421 024	1,5%	0,261	-0,2%
2017	375,4	1,2%	1 442 212	1,5%	0,260	-0,2%
2018	380,0	1,2%	1 463 715	1,5%	0,260	-0,2%

(\*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, agosto 2008

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.

#### 5.1 Previsione per le aree geografiche

Rispetto ad una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,9% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta relativa allo scenario preso a riferimento sull'intero periodo dal 2007 al 2018 nelle quattro macroaree geografiche non è del tutto omogenea. In particolare, la dinamica si manifesterà poco più sostenuta al Centro e al Sud - tassi medi annui rispettivamente del +2,1% e del +2,2%), un poco inferiore alla media nazionale nelle Regioni insulari (+1,6%), mentre le aree del Nord Italia si attesteranno sui valori medi nazionali +1,9% (v. **Tabella 4** e **Figura 7**).

**Tabella 4 - Previsione della domanda in energia elettrica nelle aree geografiche**

	<i>Scenario di sviluppo</i>			
	<b>2007</b>	<b>2012</b>	<b>2018</b>	<b>2007-2018</b>
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Nord</i>	186,7	202,4	228,8	1,9
<i>Centro</i>	62,2	68,2	78,2	2,1
<i>Sud</i>	56,5	62,3	71,9	2,2
<i>Isole</i>	34,5	36,9	41,1	1,6
<b>ITALIA</b>	<b>339,9</b>	<b>369,8</b>	<b>420,0</b>	<b>1,9</b>

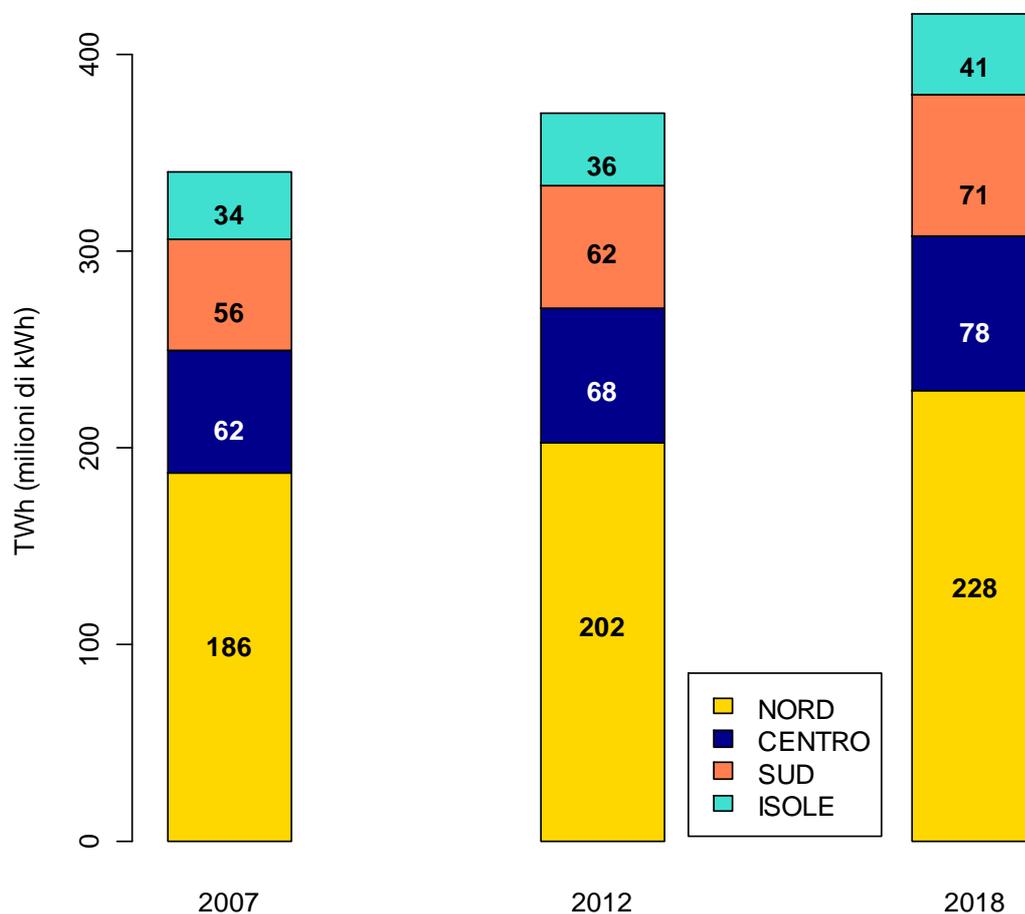
*Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna*

*Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio*

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

*Isole: Sicilia, Sardegna*

**Figura 7 - 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 - **l'industria** si conferma il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici (v. **Tabella 5**): nel 2018 la sua quota di poco inferiore alla metà dei consumi, 46% circa, con uno sviluppo (+1,4%) al disotto di quello medio. Il tasso medio annuo del totale dei

consumi si colloca infatti al +2,0 % sull'intero periodo 2007 - 2018)<sup>11</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>12</sup>, ivi incluse le altre industrie: +2,1% medio per anno) ed uno sviluppo più contenuto per le **industrie dei beni intermedi**<sup>13</sup> (+0,6%).

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 (+3,3 %). Nel 2018 il settore terziario raggiungerà una quota nella struttura pari ad un terzo dei consumi (circa 33%).

Con un tasso medio annuo di crescita del +1,2% sull'intero periodo, il settore **domestico** verrà a detenere nel 2018 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 19%.

Sostanzialmente stabile il peso del **settore agricolo** nella struttura dei consumi (attorno all'1,6% del totale), in crescita nel periodo ad un tasso del +1% (v. anche **Figura 8**).

---

<sup>11</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 2007 del 6,2%, ad un livello del 6,0% nel 2018.

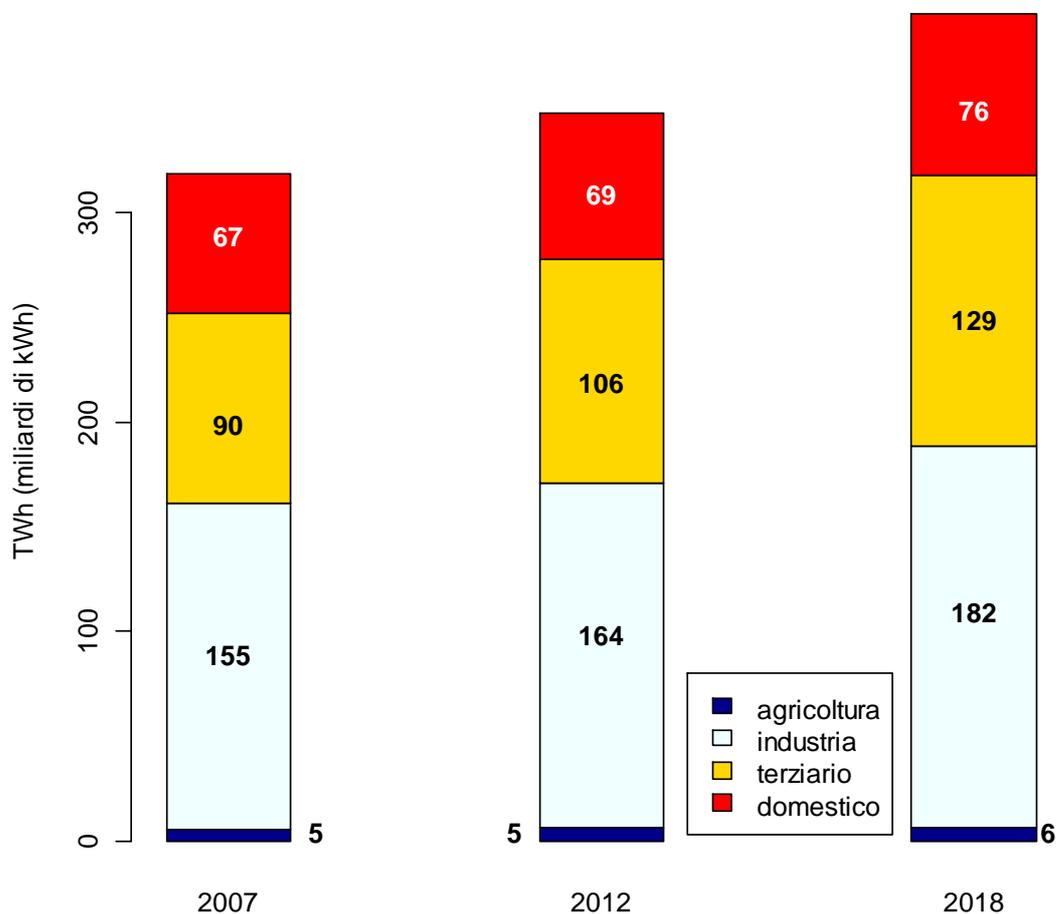
<sup>12</sup> Industrie alimentari, del tessile-abbigliamento e calzature, meccaniche, per la produzione di mezzi di trasporto, per la lavorazione della gomma e plastica, del legno e del mobilio, delle altre manifatturiere; include inoltre costruzioni edili, energia, gas e acqua, raffinazione, cokerie ed acquedotti.

<sup>13</sup> Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

**Tabella 5 - Previsione settoriale dei consumi di energia elettrica**

	<i>Scenario di sviluppo</i>			
	<b>2007</b>	<b>2012</b>	<b>2018</b>	<b>2007-2018</b>
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Agricoltura</i>	5,7	5,9	6,3	1,0
<i>Industria</i>	155,8	164,8	182,3	1,4
<i>beni intermedi</i>	71,9	73,1	76,8	0,6
<i>non di base e altre</i>	83,9	91,8	105,4	2,1
<i>Terziario</i>	90,3	106,8	129,7	3,3
<i>Domestico</i>	67,2	70,0	76,5	1,2
<i>Totale consumi</i>	319,0	347,5	394,8	2,0
perdite di rete	21,0	22,2	25,3	
<b>ITALIA</b>	<b>339,9</b>	<b>369,8</b>	<b>420,0</b>	<b>1,9</b>

**Figura 8 - Previsione dei consumi settoriali**



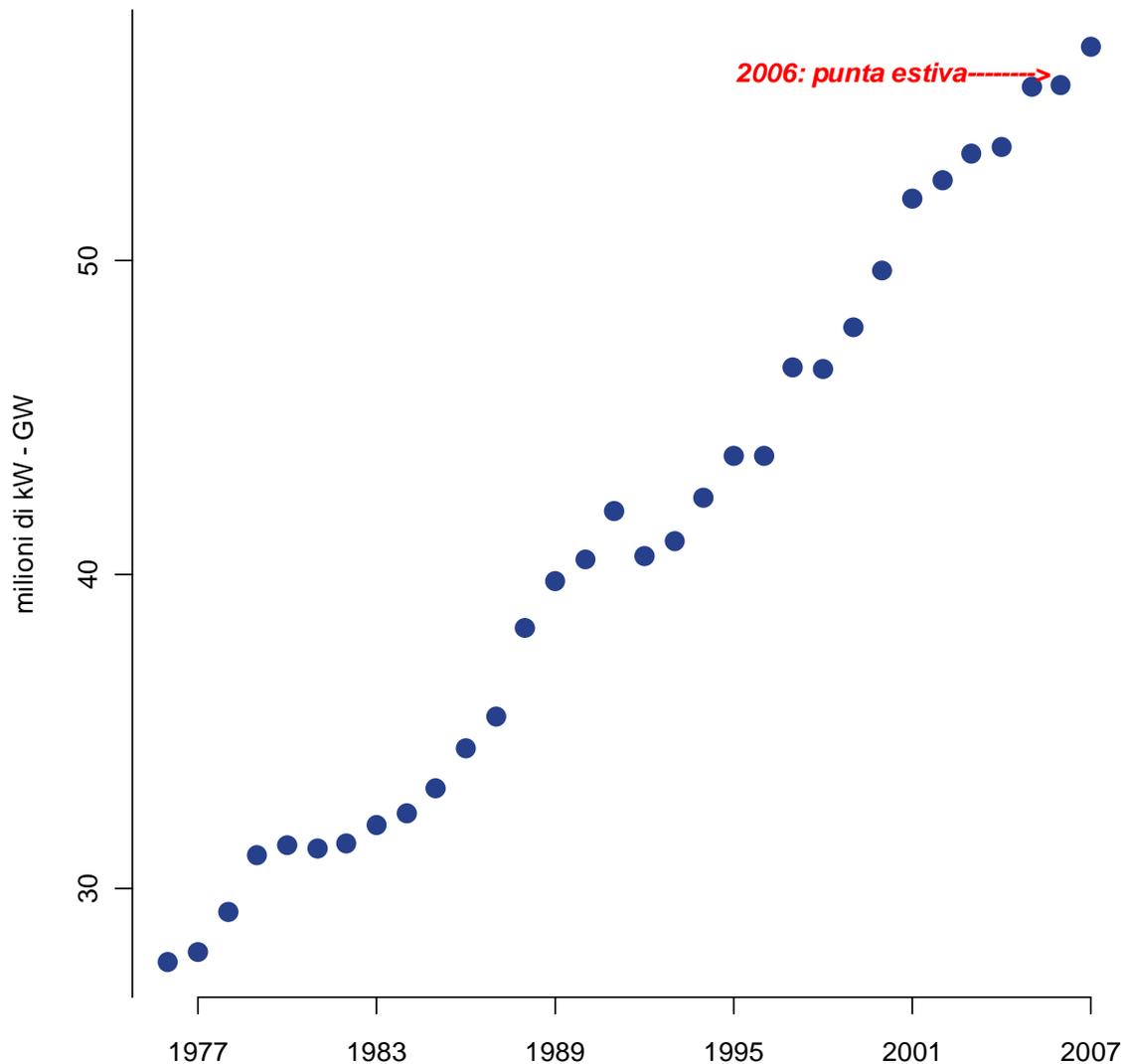
## **6. Previsioni della domanda in potenza**

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

In **Figura 9** è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo nel l'ultimo trentennio. In Italia, la punta del sistema elettrico si è sempre manifestata in inverno, tranne che nel 2006. Nel 2007, a riprova che in questi anni la tendenza al superamento della punta estiva rispetto a quella invernale

non è consolidata, la punta annuale è stata in inverno allorquando il 18 dicembre 2007 alle ore 17 si sono raggiunti i 56.822 MW<sup>14</sup>, con un incremento di +2,2% rispetto alla punta (estiva) del 2006<sup>15</sup>.

**Figura 9 - Carico massimo sulla rete Italia – 1977 - 2007**



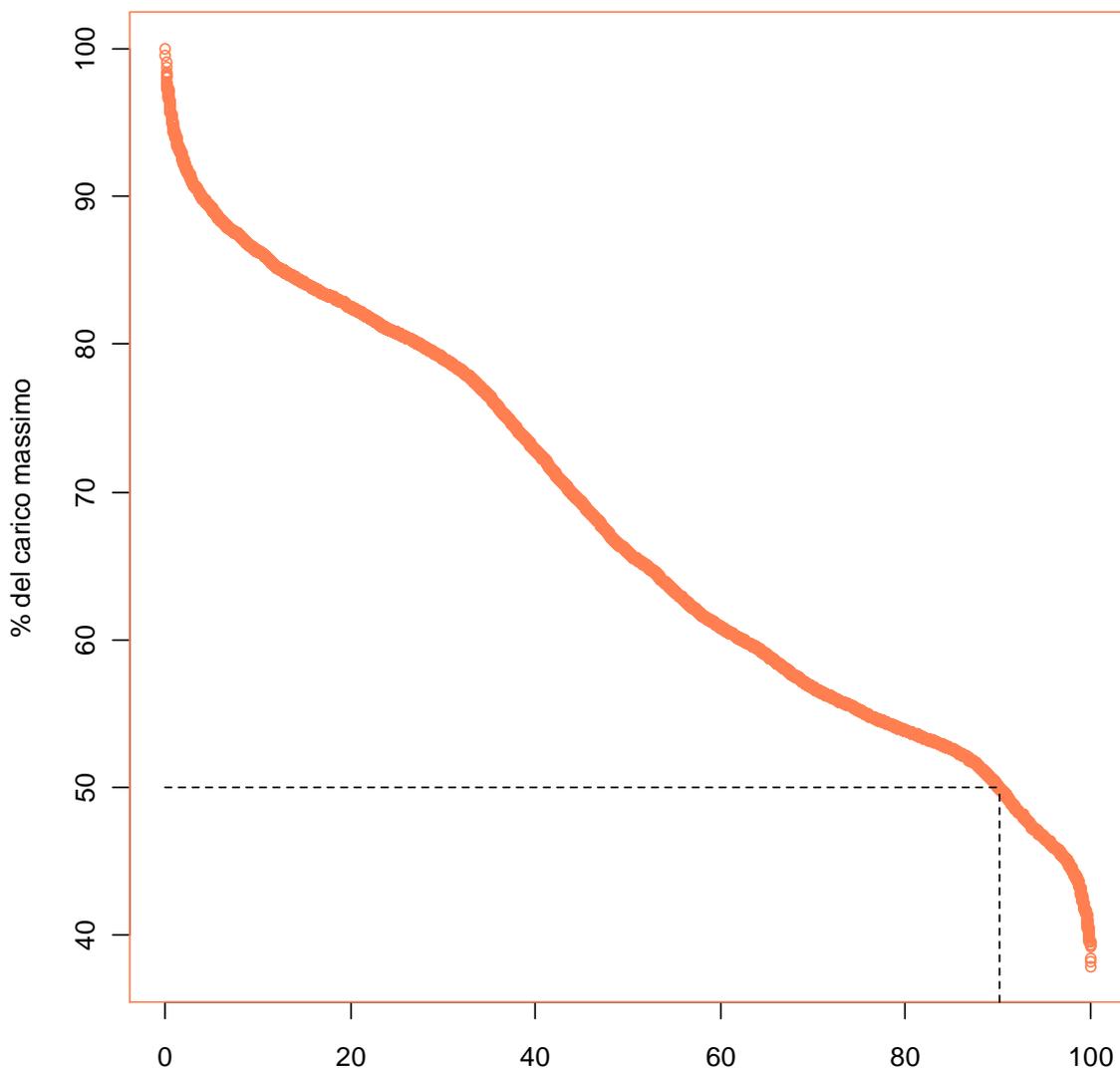
La successiva **Figura 10** mostra la curva monotona di durata del carico 2007 sulla rete italiana, basata sulla rilevazione oraria della potenza richiesta dal carico, espressa in percentuale rispetto al massimo carico annuo, di cui in

<sup>14</sup> Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell’anno considerato fino a marzo dell’anno successivo.

<sup>15</sup> Per completezza di informazione, la punta estiva del 2008 non ha fatto registrare un massimo assoluto.

precedenza. Si osserva che la domanda ha superato il 50% del carico massimo per oltre il 90% delle ore dell'anno<sup>16</sup>.

**Figura 10 - Curva di durata del carico sulla rete Italia - 2007**



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

<sup>16</sup> Si tratta di un indicatore molto sintetico della modulazione del prelievo in 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 basata sullo scenario energetico "di sviluppo".

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

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (v. **Figura 11**) 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 tendenza molto pronunciata alla diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi tre 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 11** sono riportate medie mobili centrate a cinque termini delle ore di utilizzazione

della potenza massima estiva ed invernale<sup>17</sup>. Proprio osservando le medie mobili, si coglie il segnale dell'andamento di tipo asintotico che si manifesta negli ultimi due-tre anni.

La causa principale di questo andamento sembra dovuta principalmente a condizioni climatiche estive non particolarmente "estreme"<sup>18</sup> negli ultimi anni, con l'esclusione del 2003.

---

<sup>17</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 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.

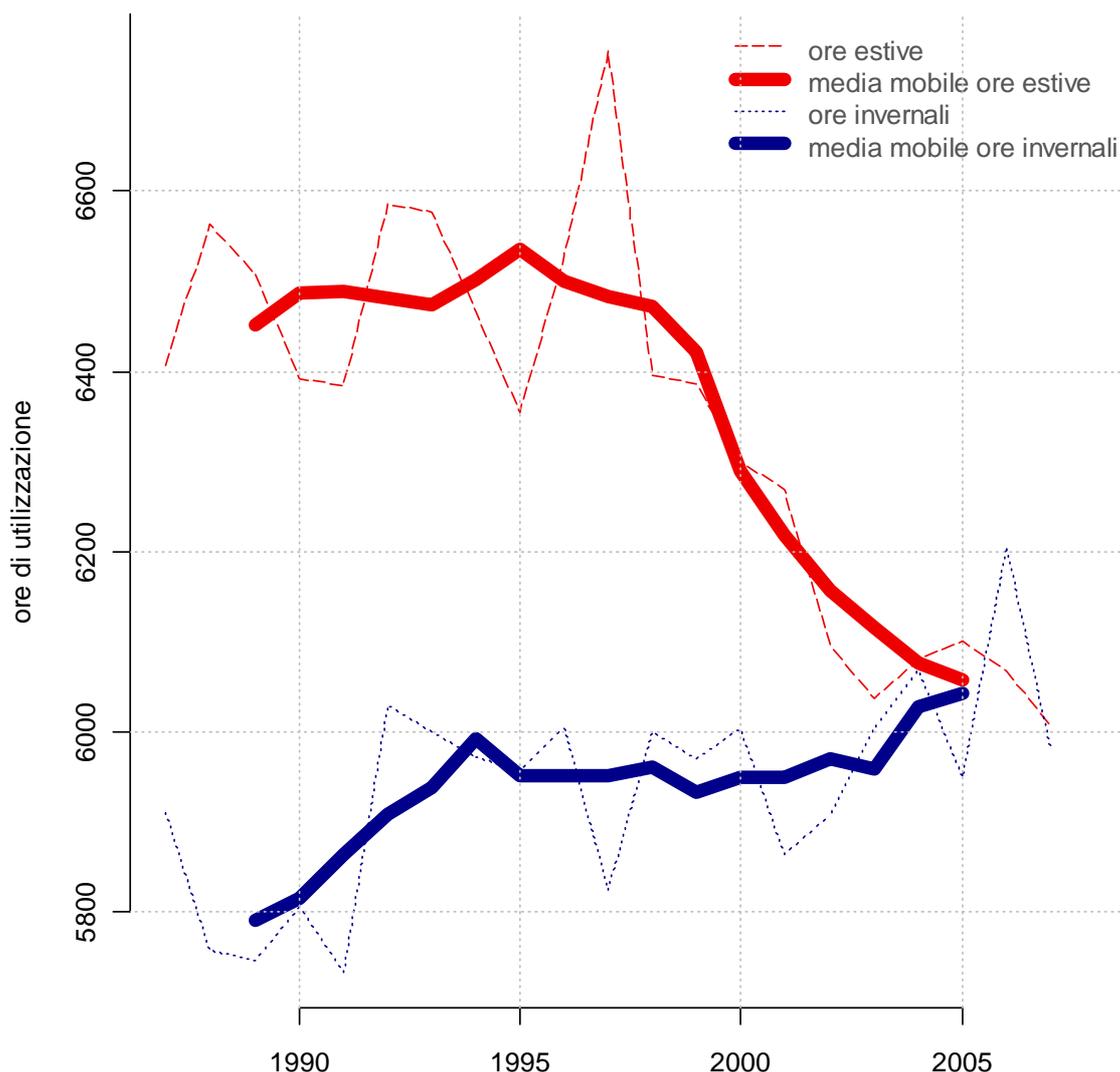
<sup>18</sup> Per gli anni dal 2003 al 2008, si riportano le medie delle temperature giornaliere dei tre mesi estivi più caldi (trimestre giugno - agosto) così come monitorato dalle 25 stazioni meteo interrogate quotidianamente dalla nostra banca dati:

	medie trimestre estivo giugno-agosto in °C
<b>2003</b>	25,5
<b>2004</b>	23,5
<b>2005</b>	23,5
<b>2006</b>	23,6
<b>2007</b>	24,0
<b>2008</b>	23,9

In sostanza negli anni successivi al 2003 la media delle temperature giornaliere nei tre mesi più caldi è stata sempre inferiore a quella del 2003.

In altri termini, se si effettua una valutazione rispetto ad un anno medio (inteso come media trentennale di temperature mensili), il trimestre estivo 2003 è risultato più caldo di +2,6°C, mentre i corrispondenti periodi negli anni successivi hanno fatto registrare scostamenti inferiori rispetto alla detta media pluriennale; per il trimestre estivo 2007 infine, lo scarto rispetto alla media pluriennale è di +1,1°C.

**Figura 11 - Ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva e invernale**



## 6.2 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>.

### 6.3 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 2018 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5’700 ore/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 74 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 17 GW rispetto alla punta invernale del 2007 (v. **Tabella 6**). Nella stessa tabella è riportata anche l’ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza che risulta invece correlata all’ipotesi di inverno medio.

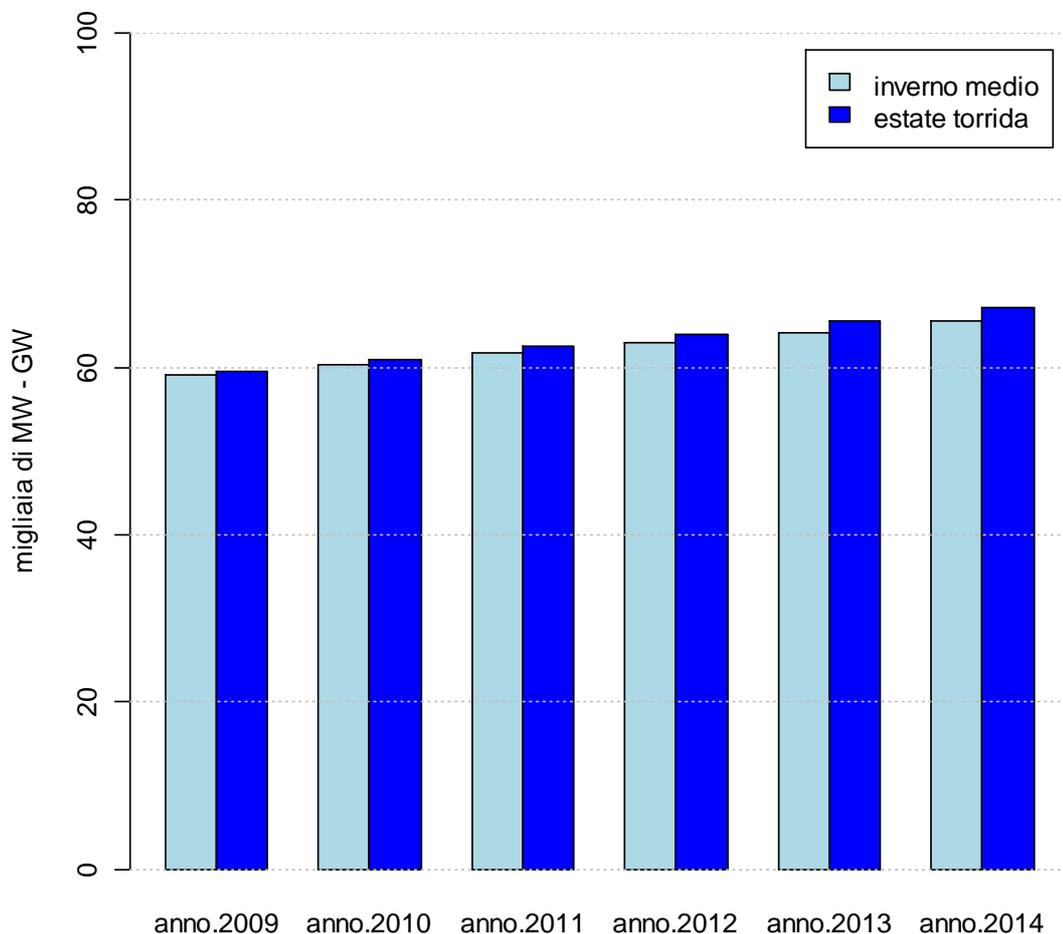
**Tabella 6 - Previsione della domanda in potenza: scenario di riferimento**

<i>Anno</i>	<i>Potenza</i>
<i>2007</i>	<i>56.822 MW</i>
<i>2012 ipotesi bassa/alta</i>	<i>63/64 GW</i>
<i>2018 ipotesi bassa/alta</i>	<i>71/74 GW</i>

<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.

Nelle due ipotesi considerate - inverno medio ed estate torrida - si riporta infine (v. **Figura 12** e **Tabella 7**), 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 2009 fino al 2014.

**Figura 12 - Previsione della domanda in potenza 2009 - 2014 (GW)**



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

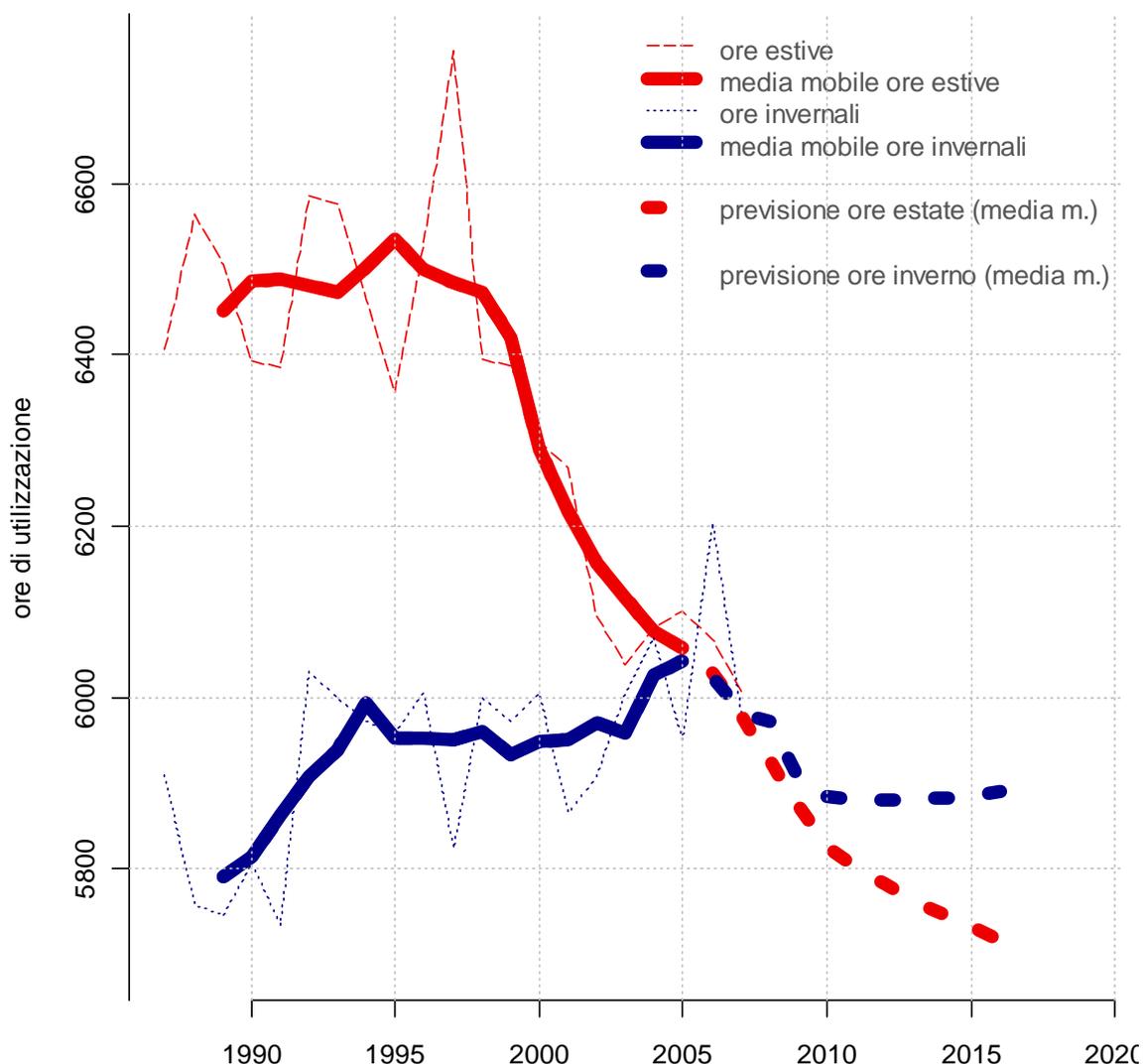
Si osservi che in **Figura 12** le due curve rappresentate fanno riferimento al solo scenario di sviluppo, declinato nelle due particolari configurazioni “climatiche” estreme: l’inverno medio e l’estate torrida.

**Tabella 7 - Previsione della domanda in potenza 2009- 2014**

	<b>inverno medio</b>	<b>estate torrida</b>
	migliaia di MW (GW)	
2009	<b>59,2</b>	<b>59,6</b>
2010	<b>60,4</b>	<b>61,0</b>
2011	<b>61,7</b>	<b>62,5</b>
2012	<b>63,0</b>	<b>64,0</b>
2013	<b>64,3</b>	<b>65,6</b>
2014	<b>65,6</b>	<b>67,1</b>

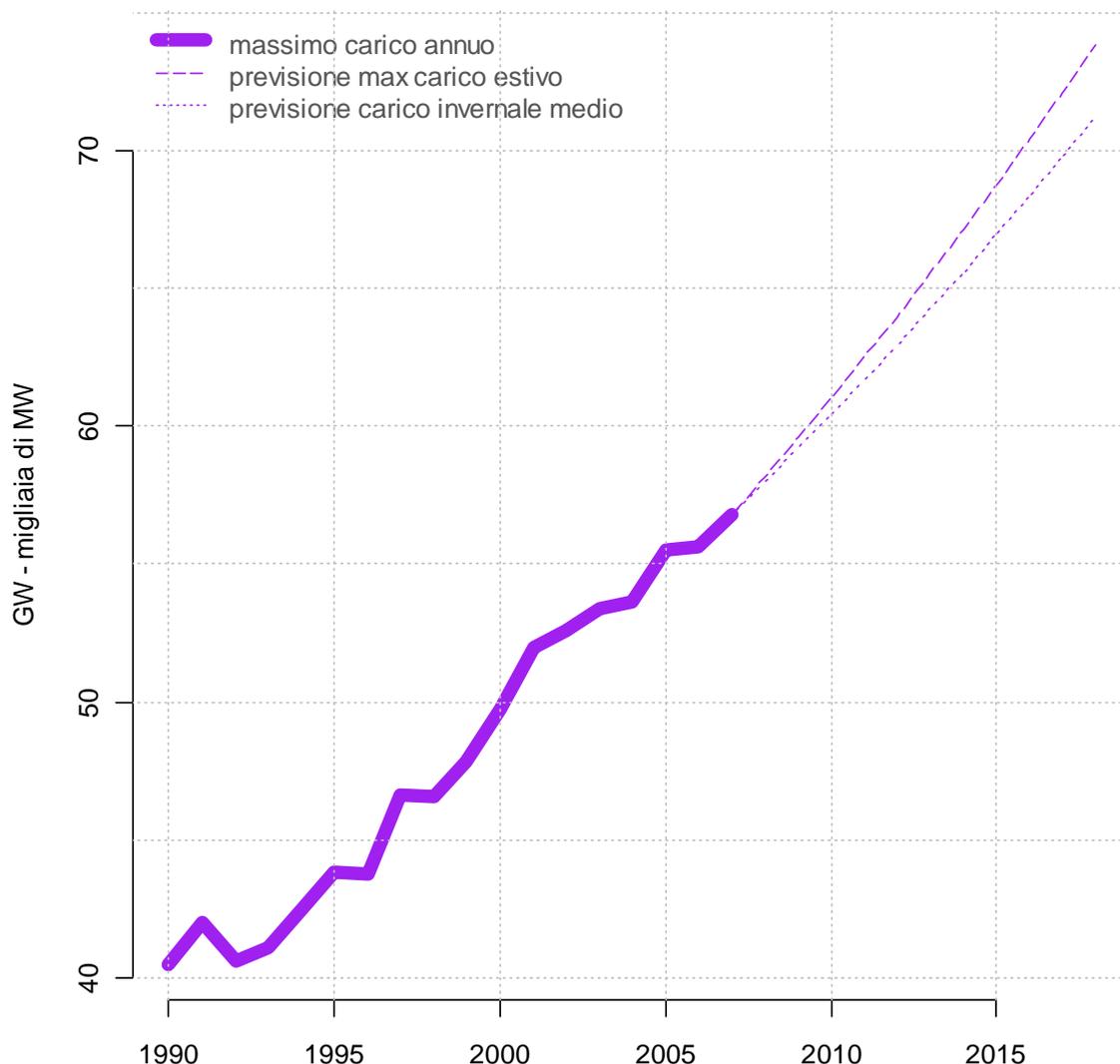
I grafici delle seguenti **Figura 13** e **Figura 14** riassumono quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare in **Figura 13** sono riportati dati di consuntivo (già visti in precedenza) ed in previsione delle ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale in Italia. Dei dati di previsione si riportano solo gli andamenti di fondo.

**Figura 13 - 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 14** sono riportati i valori relativi al carico massimo annuo a consumitivo 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 14 - Carico massimo annuo a consuntivo ed in previsione**



### **7. 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 8**, sono riportate le più recenti previsioni della domanda elettrica in energia di medio periodo (2010) per alcuni Paesi europei, distinguendo in funzione del tasso medio annuo di crescita (CAGR).

## Tabella 8 - Previsioni della domanda elettrica in alcuni Paesi europei

*confronto previsioni domanda elettrica in energia in alcuni Paesi europei all'orizzonte del 2010*

<b>CAGR maggiore del 3% per anno</b>
Croazia, Grecia, Polonia, Romania, Ucraina
<b>CAGR tra 2 e 3% per anno</b>
Bosnia-Erzegovina, Bulgaria, Portogallo, Slovenia, Spagna
<b>CAGR tra 1,5 e 2% per anno</b>
Austria, Italia, Paesi Bassi, Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria
<b>CAGR inferiore a 1,5% per anno</b>
Belgio, Francia, Germania, Serbia, Svizzera

---

*Fonte: elaborazione Terna su dati UCTE*

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.

### **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 91 GW al 2018**. 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.

---

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

<sup>22</sup> Valore accettato anche in ambito UCTE ed ETSO

<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, ...).

**Considerando l'anno 2014** e assumendo lo stesso indice di rischio dell'1% - che comporta ancora il medesimo livello di riserva del 23% - si può stimare un valore del fabbisogno complessivo alla punta, sempre per l'intero sistema di produzione, pari a circa **83 GW**.

La stima della disponibilità di potenza complessivamente necessaria per far fronte alla domanda nei prossimi sei anni, dal 2009 al 2014, ed all'anno obiettivo 2018 è riportata nella **Tabella 9**.

**Tabella 9- Fabbisogno Italia in potenza 2009 – 2018**

	<i>migliaia di MW (GW)</i>						2018
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
<b>ITALIA</b>	<b>73,3</b>	<b>75,1</b>	<b>76,9</b>	<b>78,7</b>	<b>80,6</b>	<b>82,6</b>	<b>90,8</b>

In considerazione delle peculiarità delle modalità di connessione al sistema elettrico continentale delle due isole maggiori, si riportano infine (v. **Tabella 10**) le stime del fabbisogno necessario alla punta all'anno 2018 per la Sicilia e la Sardegna, nelle specificate particolari condizioni.

**Tabella 10- Fabbisogno di potenza al 2018 per alcune aree geografiche**

	riserva di planning %	fabbisogno alla punta del 2018 GW
Italia	23%	<b>90,8</b>
Sicilia connessa secondo Piano di Sviluppo della RTN	28%	<b>6,2</b>
Sicilia connessa come oggi	43%	<b>6,9</b>
Sicilia isolata	45%	<b>7,0</b>
Sardegna connessa secondo Piano di Sviluppo della RTN	53%	<b>4,1</b>
Sardegna connessa come oggi	76%	<b>4,7</b>
Sardegna isolata	85%	<b>4,9</b>

## 9. Conclusioni

In **Figura 15** è infine riepilogato il flusso del processo di previsione della domanda elettrica e le cifre più significative emerse.

**Figura 15- Quadro di riepilogo della previsione al 2018**

previsione in energia			previsione del carico			previsione del fabbisogno di potenza	
	miliardi di kWh (TWh)	tma 2007-2018 (%)		migliaia di MW (GW)	tma 2007-2018 (%)		migliaia di MW (GW)
scenario di sviluppo	420	1,9%	estate torrida	74	2,4%	Italia	90,8
			inverno medio	71	2,1%		
scenario base	380	1,0%					

## 10. Bibliografia

- Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2007 – a cura di TERNA* <http://www.terna.it>
- Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2007 – a cura TERNA*
- CESI – Analisi revisionali di adeguatezza della generazione del sistema italiano –Milano, 27/7/2008*
- Dati provvisori di esercizio. Anno 2007 – a cura TERNA*
- ISTAT – Contabilità nazionale 2008*
- 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 2008, 2009 e 2010 - a cura di AU, Acquirente Unico – Roma, 30 novembre 2007*
- ENEA – Rapporto Energia e Ambiente 2006 – Analisi e scenari – Roma, aprile 2007*
- Confindustria – Proposte per il Piano Nazionale di Efficienza Energetica – Task Force Efficienza Energetica - Commissione Energia di Confindustria – Roma, 2007*
- 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)*
- PROMETEIA – Banche dati e modelli regionali- Bologna, agosto 2008*
- Rapporto trimestrale sull'andamento delle autorizzazioni di cui all'Articolo 1-Quater, comma 1, del Decreto Legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla Legge 27 ottobre 2003, n. 290 – a cura Ministero delle Attività Produttive DGGERM – luglio 2007 – giugno 2008*
- UCTE – Operational Handbook- (20.7.2004) <http://www.ucte.org>*
- UCTE – System Adequacy Forecast 2008-2020 – Union for the co-ordination of transmission of electricity - 2/1/2008*
- UCTE – System Adequacy Retrospect 2007*
- 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.*
- GRTN - Direzione rete - Unità statistiche e previsioni - L'intensità elettrica dal 1975 al 2003 - Roma, ottobre 2004*
- R Development Core Team (2008). 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/>*