

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA
IN ITALIA E DEL FABBISOGNO DI POTENZA
NECESSARIO
ANNI 2010 - 2020**

30 Settembre 2010

**PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO
2010 – 2020**

INDICE

1. Introduzione	3
2. Struttura del documento	5
3. Riferimenti normativi	7
4. Contesto energetico	8
5. Principali grandezze che influenzano la domanda elettrica	11
5.1. La crescita economica	12
5.2. L'evoluzione storica della domanda di energia elettrica	15
5.3. Sulla relazione tra economia e domanda elettrica	20
5.4. Confronti internazionali sull'intensità elettrica	24
6. Considerazioni di sintesi sugli andamenti di lungo periodo (decennali)	28
7. Previsione della domanda elettrica in energia	31
7.1. Commento agli scenari energetici	37
7.2. Previsione per le aree geografiche	39
7.3. Previsione settoriale	41
8. Le previsioni della domanda nei Paesi ENTSO-E	44
9. Previsioni della domanda in potenza	47
9.1. L'evoluzione storica delle ore di utilizzazione	50
9.2. Metodologia di previsione	52
9.3. Risultati	52
10. Le previsioni del carico nei Paesi ENTSO-E	57
11. Stima del fabbisogno di potenza necessario	59
12. Conclusioni	62
13. Bibliografia	64
14. Allegato: Quadro sinottico di recenti studi ed analisi di scenari	66

PREVISIONI DELLA DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA
E DEL FABBISOGNO DI POTENZA NECESSARIO
2010- 2020

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 al traguardo della decima edizione¹.

Tra le principali conclusioni:

- i) una crescita della domanda di energia elettrica per il prossimo decennio compresa tra uno scenario di sviluppo, che prevede una evoluzione ad un tasso medio annuo del 2,3%, e uno scenario base, in cui si ipotizza una intensità elettrica contenuta, con un tasso di crescita pari a 1,3% per anno;***
- ii) correlata allo scenario di sviluppo, una evoluzione della punta di carico ad un tasso medio tra 2,2% e 2,7% p.a.;***

¹ La prima edizione – predisposta in ottemperanza a 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. Dal computo è escluso il sintetico aggiornamento delle previsioni pubblicato sul sito nel novembre 2008. La serie delle previsioni dal 2005 – anno in cui Terna è subentrata nell'attività – è depositata in: http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/previsioni_domanda_elettrica.aspx

iii) per la copertura del carico massimo nel 2020 si stima adeguato un fabbisogno di generazione disponibile di circa 90 GW.

Questi i principali elementi di novità sulla domanda di energia elettrica e sugli usi finali, meritevoli di essere segnalati nella presente edizione:

crisi 2009

ampiamente anticipata nella edizione dello scorso anno, la flessione della domanda elettrica viene puntualmente confermata nei dati di consuntivo 2009, -5,7% rispetto al 2008. La fase di recupero sui livelli del 2007-2008 precedenti la crisi, si conferma graduale per quello che riguarda la richiesta di energia elettrica mentre la domanda di potenza alla punta – per far fronte alle necessità di un periodo estivo torrido – già nel luglio 2010 si è riportata ai valori pre-crisi;

anno 2020

traguardato da una notevole mole di analisi e studi energetici e da copiosa normativa, l'anno 2020 è anche l'obiettivo del presente esercizio di previsione che si può così giovare, per quanto agli aspetti legati alla domanda in energia elettrica, di molteplici riferimenti e punti di vista;

auto elettrica

rispetto allo scorso anno, anche sull'auto elettrica si sono moltiplicate le analisi e manifestato l'interesse di numerosi stakeholders; sono disponibili alcune ipotesi sulle dimensioni del fenomeno e sul suo dispiegarsi nel tempo ma appare difficile una sintesi poiché le prospettive complessive sono tuttora affette da notevoli incertezze;

punta in potenza

anticipato con sufficiente grado di precisione dalle previsioni dello scorso anno, il picco di potenza 2010 – come detto notevolmente influenzato dall'effetto della temperatura² – ha fatto registrare una variazione (+8,2% sul massimo del 2009) superiore alla pur notevole flessione avutasi tra i massimi

² In accordo con dati di fonte NASA, il 2010 sarà probabilmente l'anno più caldo per la terra dall'inizio delle rilevazioni (1880).

dal 2008 al 2009. L'effetto delle temperature e l'alternanza di picchi estivi ed invernali negli ultimi anni, ha avuto l'effetto di aumentare la variabilità della punta di domanda.

2. Struttura del documento

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

- i) *adempiere gli obblighi che, secondo la vigente normativa, sono annualmente in capo alla società TERNA (Delibera 48/04 AEEG - cfr. anche paragrafo 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 richiesta³ 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.

³ 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.

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

Vengono quindi esaminate le principali grandezze in gioco con lo scopo di individuare le derive di lungo periodo, con particolare attenzione alle più recenti tendenze del *sistema elettrico*, alle prospettive *dell'economia* ed *all'interazione* tra consumi elettrici ed economia (par. 5). Segue un paragrafo con *considerazioni di sintesi* propedeutiche alle previsioni (par. 6).

Sono quindi formulate:

- le *previsioni della domanda in energia* (par. 7), illustrando e riportando le grandezze (*prodotto interno lordo* e *intensità elettrica*) utilizzate nell'ambito di tali previsioni. Tale previsione è esaminata nel contesto più generale degli scenari del Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN), come disposto dalla Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. La domanda elettrica in previsione è quindi disaggregata nelle principali macroaree geografiche e sulla base degli utilizzi nelle principali attività. Nel paragrafo 8 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. 9), con valutazioni sulle serie storiche della domanda in potenza e delle ore di utilizzazione del carico alla punta. Nel successivo paragrafo 10 è presentata una panoramica delle *previsioni del carico di alcuni Paesi europei*.

Dalla previsione della domanda in potenza di cui al par. 9, si passa quindi alle *previsioni del fabbisogno di potenza* necessario (par. 11), sulla base degli indici di qualità del servizio normalmente adottati nei Paesi dell'Europa occidentale.

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

Chiude infine una interessante sintesi comparativa degli studi e delle più recenti autorevoli pubblicazioni in termini di previsioni energetiche per l'anno 2020 (in Allegato).

Nella presente edizione le previsioni si estendono fino al 2020. Il presente documento è chiuso utilizzando dati ed informazioni disponibili al 9 settembre 2010.

3. 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 trasmissione⁴;*
- *Delibera 48/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che stabilisce (Articolo 53, comma 4) l'elaborazione e la pubblicazione entro il 30 settembre [...] della "previsione della domanda di potenza elettrica sul sistema elettrico nazionale a valere per un periodo non inferiore ai sei anni successivi [...] nonché le ipotesi e le metodologie utilizzate per la formulazione della previsione"; contestualmente, ai sensi del comma 5 del medesimo articolo, a valutazioni "della capacità di produzione complessivamente necessaria alla copertura della domanda prevista.*

Occorre inoltre citare la Direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006 concernente misure per la sicurezza

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

dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture. 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>>.*

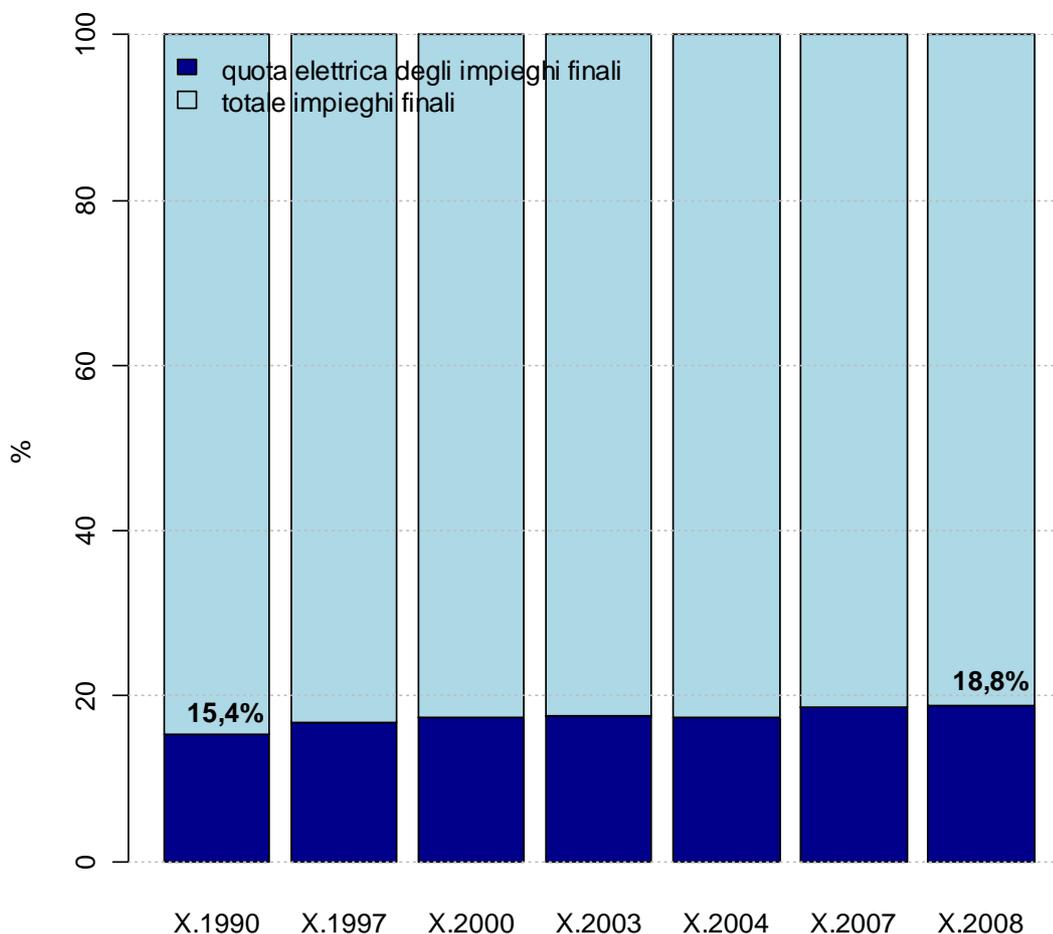
4. Contesto energetico

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 stato affetto nella parte finale dell'anno 2008 e nel 2009 da un inconsueto cedimento dei consumi, anche nello stesso settore elettrico. In particolare, a fronte di una leggera riduzione nel 2008, la domanda di energia elettrica in Italia è risultata nel 2009 in notevole flessione (-5,7% rispetto al 2008), mentre nei primi otto mesi dell'anno 2010 si è assistito ad un recupero della domanda, attualmente posizionato su un livello pari a +2,1%.

Nel settore energetico italiano, il totale degli impieghi finali soddisfatto con energia elettrica mostra una crescita regolare. Sulla base dei Bilanci Energetici Nazionali (BEN⁵), in **Figura 1** sono riportati gli andamenti dal 1990 al 2008 del totale degli impieghi finali e della quota di impieghi finali soddisfatti con l'energia elettrica.

⁵ Fonte: Ministero Sviluppo Economico – Dipartimento per l'Energia – Statistiche ed analisi energetiche e minerarie.

Figura 1 - Evoluzione degli impieghi finali elettrici e del totale impieghi



Si osserva l'incrementarsi in Italia 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 18,8% nel 2008.

A tal proposito, dopo l'analisi statistica, appaiono molto interessanti, su un piano più generale, alcune considerazioni di natura previsiva riportate recentemente nell'annuale, autorevole World Energy Outlook 2009 pubblicato dall'*International Energy Agency IEA*.

Nei due scenari IEA considerati, la cui principale discriminante è quella del livello di riscaldamento del pianeta ottenuto in corrispondenza di un determinato

livello di emissione di CO₂⁶, appare evidente nel mondo l'incrementarsi della domanda finale di elettricità ad un tasso doppio di quello della domanda energetica complessiva (v. **Tabella 1**).

Tabella 1 - Gli scenari IEA al 2020 per il mondo

SCENARIO MONDO				
		REFERENCE	WEO 450	unità di misura
CONSUMI FINALI TOTALI MONDO	2007	8.273		Mtoe
	2020	9.838	9.361	Mtoe
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2007-2020	1,3%	1,0%	%
CONSUMI FINALI ELETTRICI MONDO	2007	1.413		Mtoe
	2020	1.963	1.878	Mtoe
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2007-2020	2,6%	2,2%	%

A livello dell'*Unione Europea* inoltre, gli stessi scenari mettono in evidenza che il tasso di crescita dei consumi finali elettrici non risente delle misure da porre in atto per limitare l'emissione di CO₂, rimanendo costante nei due scenari a fronte di un tasso decrescente della domanda energetica totale (v. **Tabella 2**).

⁶ Oltre allo scenario "Reference" che tiene conto delle misure già in atto, è riportato uno scenario "WEO450" che si riferisce al livello di emissioni di CO₂ (in ppm) che comporterebbero un innalzamento della temperatura del pianeta di 2°C, ritenuto sostenibile (v. tabella descrittiva degli scenari):

SCENARIO MONDO				
		REFERENCE	WEO 450	unità di misura
IPOTESI	incremento di temperatura stimato	6	2 (*)	°C
	concentrazione in atmosfera di gas ad effetto serra	1.000	450	ppm di CO ₂ equival.
EMISSIONI GAS EFFETTO SERRA	livello emissioni:			
	2007	28,8		Gt di CO ₂ eq
	2020	34,5	30,9	Gt di CO ₂ eq
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2007-2030	1,5%	-0,4%	%

(*) limita al 50% la probabilità che l'incremento globale di temperatura superi 2°C

Tabella 2 - Gli scenari IEA al 2020 per l'UE

SCENARIO PER UNIONE EUROPEA				
		REFERENCE	WEO 450	unità di misura
CONSUMI FINALI TOTALI UE	2007	1.224		Mtoe
	2020	1.251	1.201	Mtoe
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2007-2020	0,2%	-0,1%	%
CONSUMI FINALI ELETTRICI UE	2007	244		Mtoe
	2020	268	267	Mtoe
	tasso medio annuo di variazione CAGR 2007-2020	0,7%	0,7%	%

In altri termini, si può osservare che nella visione IEA il passaggio al vettore elettrico di una parte dei consumi finali totali garantisce l'ottenimento di una riduzione di CO₂.

Nella prospettiva dell'anno 2020, il tema dell'energia in generale e dell'energia elettrica è in modo particolare 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. A tal proposito occorre evidenziare il recente **"Piano di Azione per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE"**, inviato dal Ministero dello Sviluppo Economico il 30.6.2010 alla Commissione UE e di cui si fornisce una sintesi nel § 7.1.

Senza tuttavia appesantire ulteriormente il testo, si rimanda alla esaustiva ed articolata analisi comparativa presentata nel paragrafo **14**, in **Allegato**, dei numerosi autorevoli e più recenti studi e pubblicazioni sulle prospettive energetiche al 2020.

5. 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.

5.1. La crescita economica

La fase di recessione innescata dallo scoppio della bolla immobiliare negli Stati Uniti è terminata intorno alla metà del 2009, e da allora la ripresa si è manifestata con caratteristiche diverse nei vari Paesi: più forte nelle economie emergenti, che sono sostanzialmente tornate sui livelli pre-crisi, e più debole nelle economie avanzate, molte delle quali stanno sperimentando una riduzione del proprio prodotto potenziale a causa della perdita di alcune parti della loro capacità produttiva. In prospettiva, sulla ripresa pesano gli elevati livelli di indebitamento, pubblici e/o privati, il cui rientro agirà da freno sulla domanda.

Nell'Area dell'euro gli squilibri dei conti pubblici di alcuni Paesi hanno provocato il diffondersi di timori sulla permanenza di tali Paesi nell'area stessa e, più in generale, sulla capacità di tenuta di tutti i Paesi con elevato debito pubblico. In positivo, l'indebolimento dell'euro contribuisce a rafforzare la richiesta di merci europee in una fase che sta già sperimentando una ripresa del commercio mondiale.

In queste condizioni la crescita del Pil mondiale può toccare il 4,8% nel 2010 e poi restare intorno al 4% nei successivi quattro anni mentre per l'area dell'euro la crescita è stimata dell'1,1% nel biennio 2010-2011 e dell'1,4% medio nei tre anni successivi.

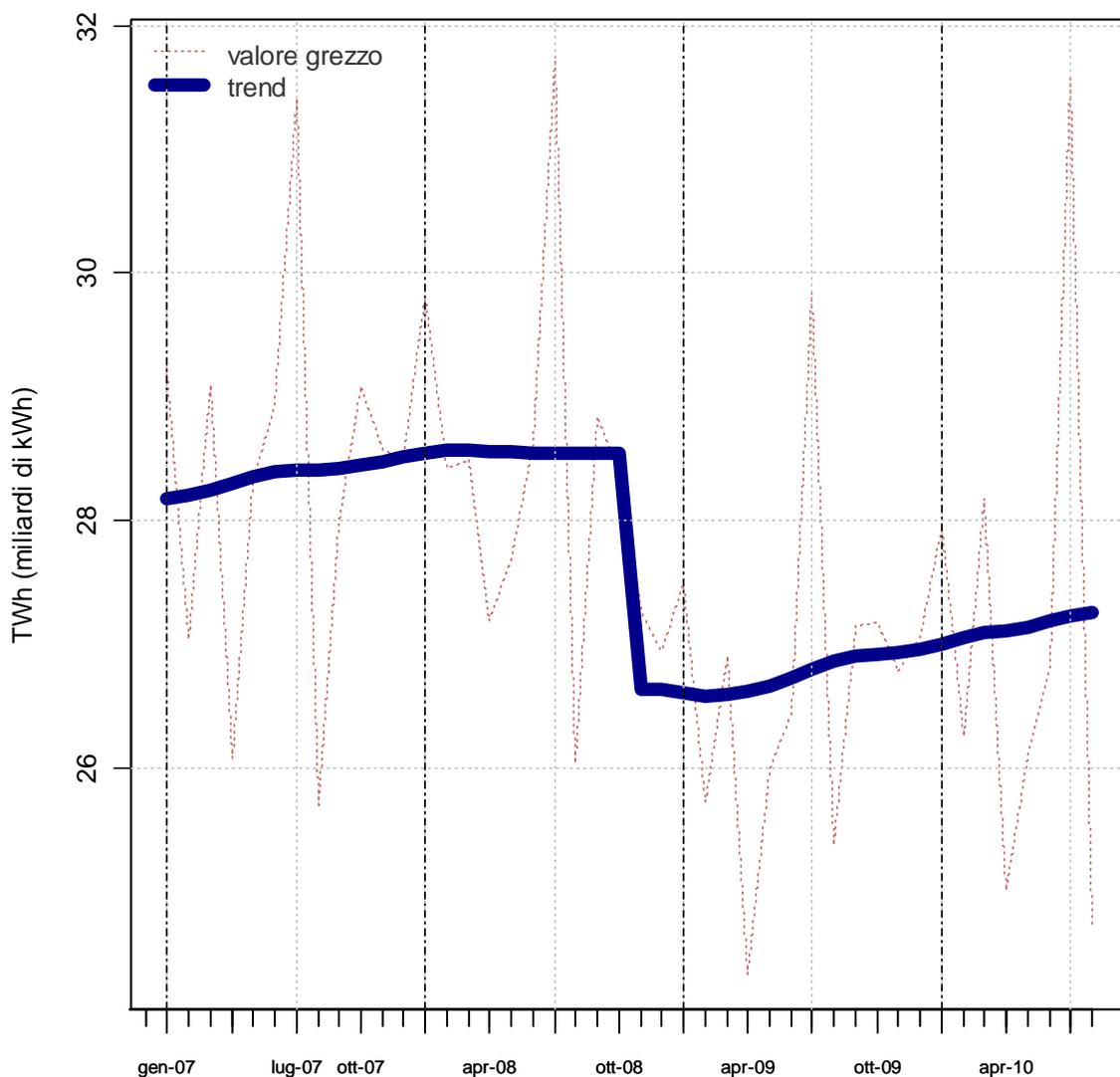
In Italia, nei primi due trimestri del 2010 il PIL è aumentato, portando la crescita già acquisita per l'anno su un livello di +0,8% . Alla base di questo dato positivo c'è il rafforzamento della domanda estera, mentre quella interna si è mostrata dinamica solo per le voci che hanno beneficiato di sostegni pubblici (incentivi alla rottamazione delle auto ed agevolazioni fiscali per gli investimenti in macchinari, impianti e mezzi di trasporto).

Come i dati di contabilità nazionale, anche quelli riguardanti la produzione industriale indicano che l'attività è tornata su un sentiero di crescita, anche se il

ritmo è ancora poco sostenuto ed il livello è ancora inferiore di circa il 19% rispetto a quello pre-crisi.

Il miglioramento del tono congiunturale può osservarsi anche nella **domanda di energia elettrica mensile che, pur nella sua variabilità, mantiene già da alcuni mesi una tendenza crescente**, dopo la brusca caduta di fine 2008. In **Figura 2** si presenta l'andamento della richiesta mensile grezza di energia elettrica e del trend di fondo dal gennaio 2007 ad agosto 2010.

Figura 2 - Andamento della richiesta elettrica mensile e del trend



Nonostante i miglioramenti, nella situazione economica permangono degli elementi sfavorevoli, come l'elevata disoccupazione, il peggioramento del clima

di fiducia delle famiglie a causa delle diffuse attese di una sua ulteriore crescita e l'andamento deludente del reddito disponibile reale. Inoltre, la composizione dei consumi finali inizia a modificarsi per effetto della transizione demografica, che spinge la domanda di servizi e di beni sanitari.

Nella successiva **Tabella 3** si sono riportati per memoria i tassi medi annui (CAGR) di crescita del PIL per il lungo periodo stimati negli ultimi due esercizi di previsione pubblicati (www.terna.it), insieme col tasso utilizzato nella presente edizione.

Tabella 3 - Le prospettive di lungo termine dell'economia utilizzate

riferimento alla Previsione di Terna	tasso medio annuo pluriennale % di crescita del PIL utilizzato nella Previsione	data di pubblicazione release Prometeia
Previsioni 2008 -2018	1,2%	ago-08
Previsioni 2009 -2019	0,6%	lug-09
Previsioni 2010 -2020	1,6%	lug-10
<i>Fonte: Prometeia - Scenari di previsione (aavv)</i>		

Si osserva che la stima di Prometeia del tasso di crescita di lungo termine utilizzata nelle Previsioni 2009-2019 ha risentito sensibilmente della contrazione del PIL verificatasi nel 2009 (-5,0% rispetto al 2008). La previsione del luglio 2010 si caratterizza tuttavia per un maggiore dinamismo rispetto alle precedenti: il ritmo inizialmente moderato della ripresa consentirebbe di ottenere solo nel 2015 un livello del PIL superiore a quello del 2007, ma negli anni successivi la crescita dovrebbe rafforzarsi.

Nel breve periodo, l'economia nazionale si mostra temporalmente in sincronia con quella dell'Area dell'euro, con la crescita del Pil che si rafforza a partire dal 2012.

Nella seguente **Tabella 4** si riportano inoltre le più recenti stime del PIL anche da parte di altre primarie Istituzioni nazionali e internazionali, per il biennio 2010-2011.

Tabella 4 - Recenti previsioni del PIL Italia: quadro di riepilogo

	2010/2009	2011/2010
Relazione Unificata sull'Economia e la Finanza pubblica (maggio '10)	1,0	1,5
Commissione Europea (maggio '10)	0,8	1,4
OCSE (maggio '10)	1,1	1,5
CER (luglio '10)	1,3	0,9
FMI (luglio '10)	0,9	1,1
ref. (luglio '10)	1,0	0,9
Rapporto Consenso per CNEL (luglio '10)	1,1	1,1
Prometeia (luglio '10)	1,3	1,1
Centro Studi Confindustria (settembre '10)	1,2	1,3
Commissione Europea (Interim Forecast) (settembre '10)	1,1	n.d.

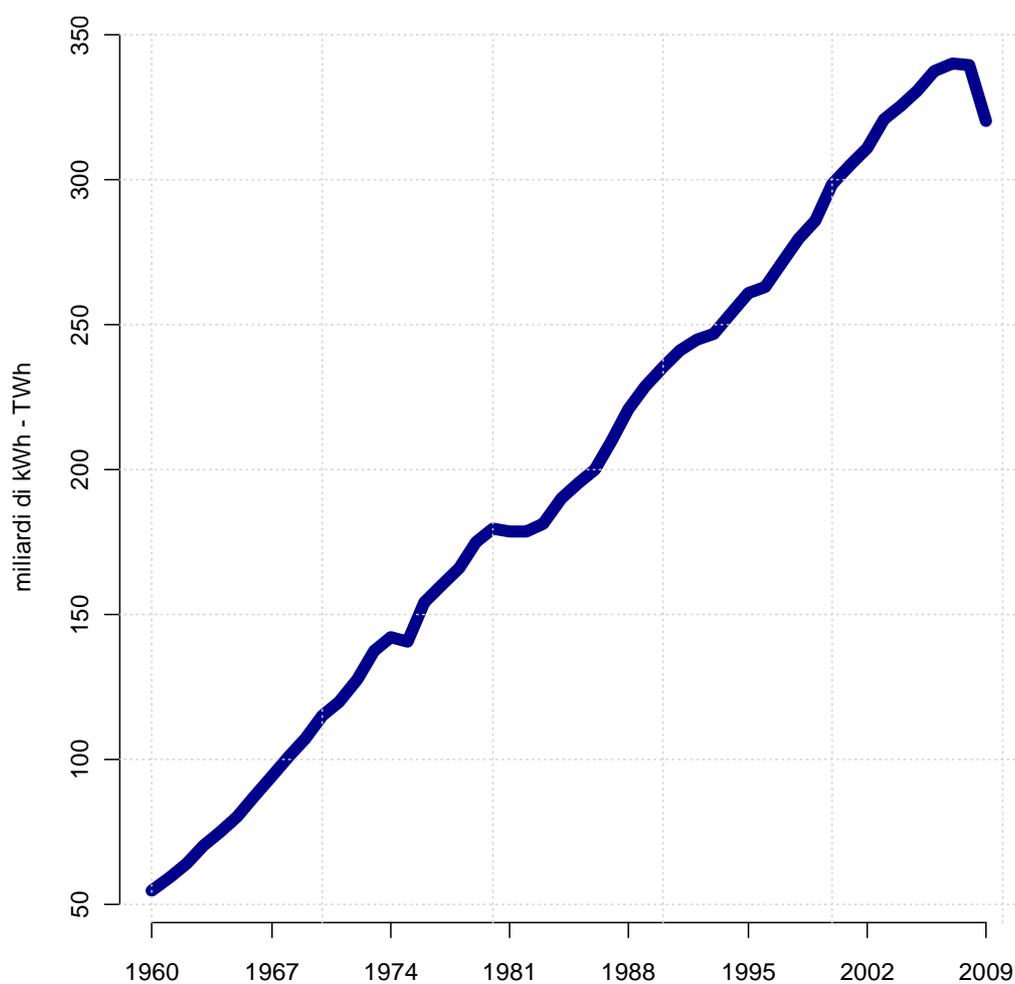
Per il periodo 2012-2020 Prometeia attende un progressivo rafforzamento della crescita economica, che porta la variazione media annua del Pil reale al +1,7%. Nella successiva trattazione sono utilizzati gli Scenari di Previsione di Prometeia nell'edizione del luglio 2010, ultima disponibile alla data dello studio.

5.2. 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 3**. Per un lungo periodo il profilo di crescita è apparso piuttosto regolare se si eccettua la fase

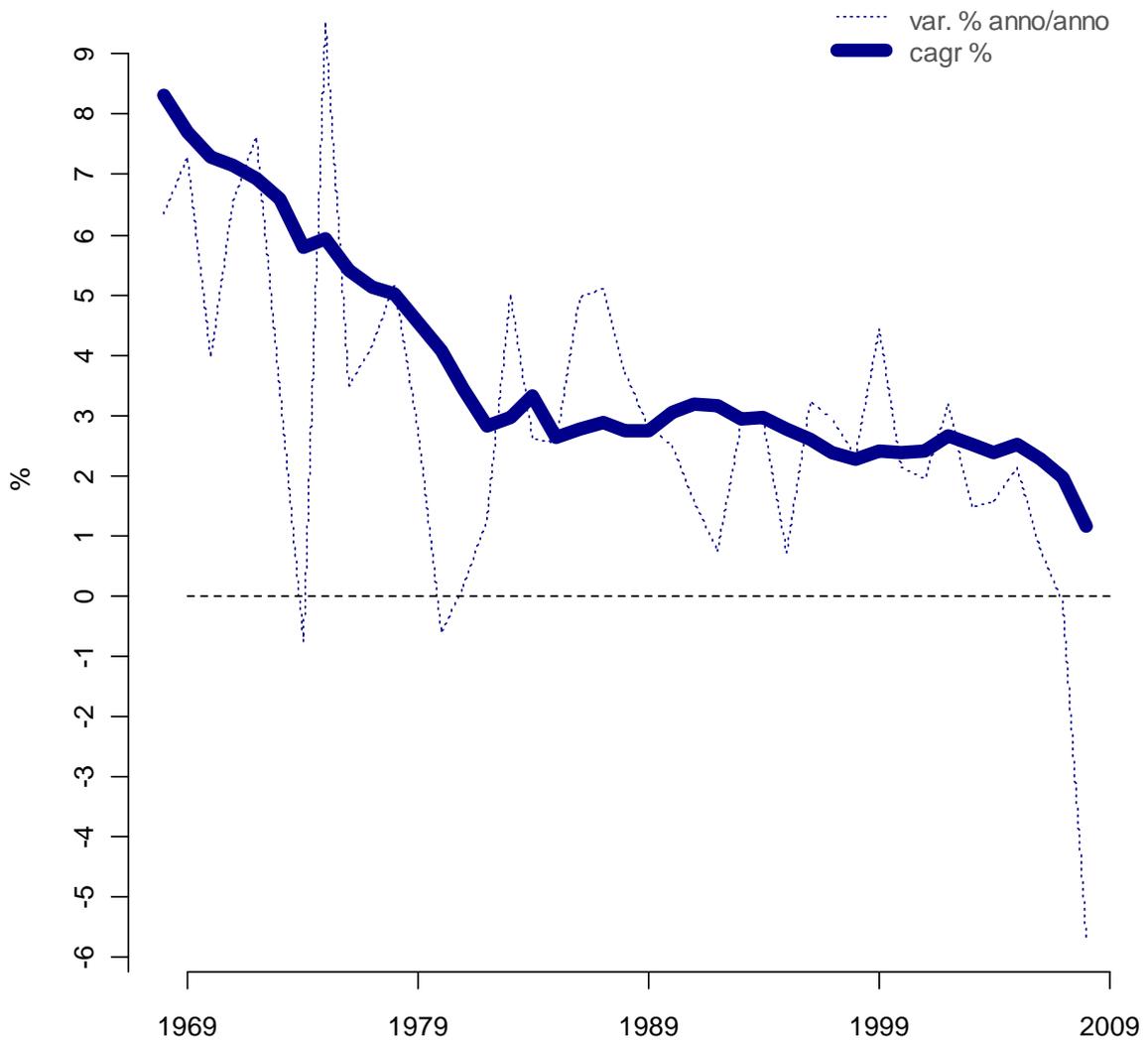
corrispondente alle cosiddette “crisi energetiche”, a cavallo tra gli anni '70 e gli anni '80. Nel 2009 si osserva la caduta della richiesta elettrica a 320,3 TWh, corrispondenti a -5,7% rispetto al 2008. Si tratta di un fenomeno rilevante, che non aveva riscontro nei quarant'anni rappresentati in figura; si deve risalire alla fine degli anni '40 per trovare variazioni negative di livello comparabile. Nel 2007, la domanda di energia elettrica aveva manifestato un incremento relativamente modesto rispetto all'anno precedente (+0,7%), mentre nei risultati del 2008 si era già registrato un leggero arretramento, il primo dopo 26 anni di crescita ininterrotta, pari a -0,1%.

Figura 3 - La richiesta di energia elettrica in Italia – 1960-2009



Per meglio comprendere le modalità di evoluzione della domanda elettrica, cioè la sua dinamica nel tempo, è utile riportare – in **Figura 4** - la serie storica dal 1969 al 2009 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 CAGR⁷) (linea continua in grassetto).

Figura 4 - La dinamica della richiesta elettrica (var.%, CAGR %)



⁷ 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 calendario⁸ tra ciascun anno, le diverse temperature medie mensili, soprattutto nei mesi invernali ed estivi.

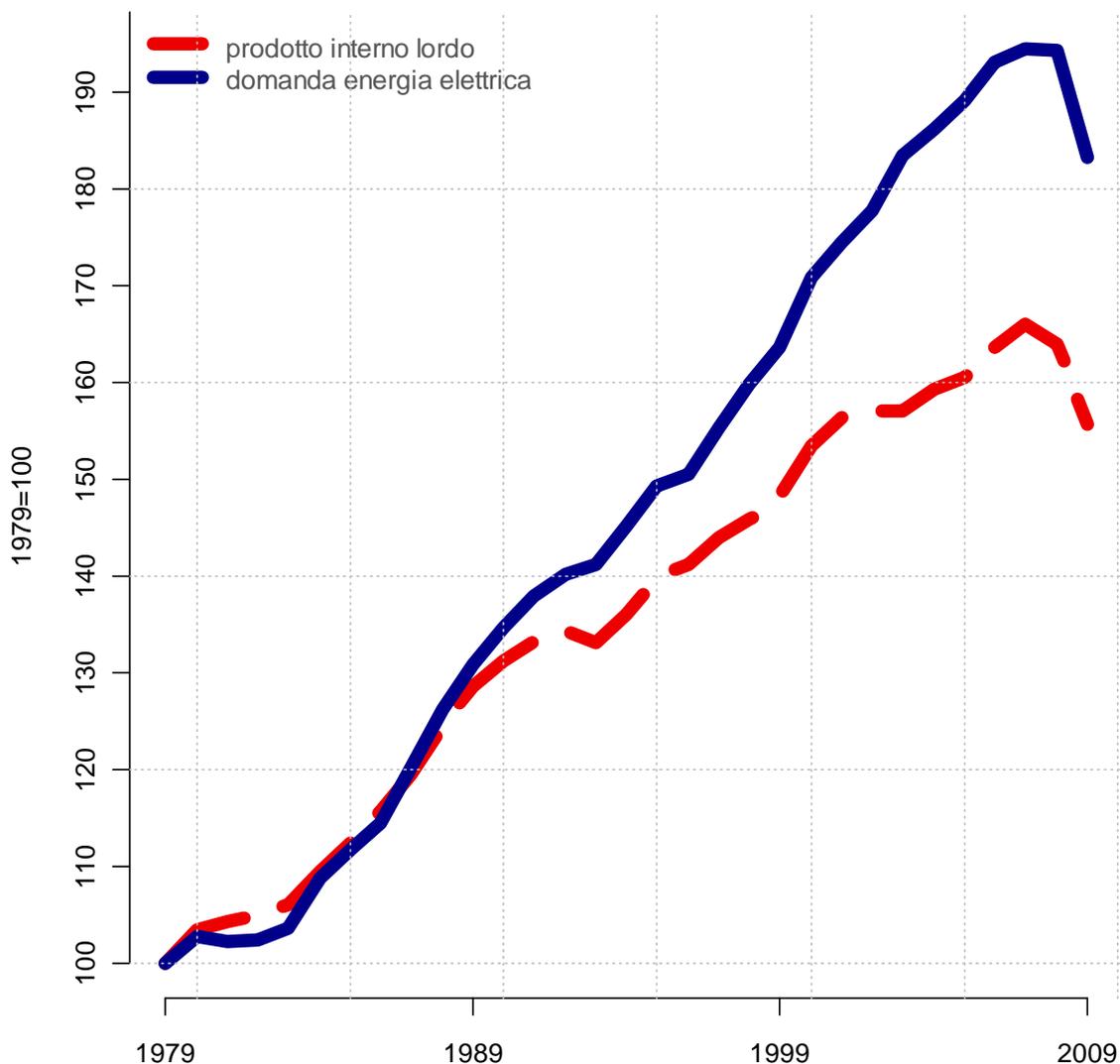
La curva continua in grassetto – relativa al tasso medio annuo decennale percentuale della richiesta elettrica (CAGR) - permette di evidenziare meglio l'andamento di fondo della richiesta elettrica. Si osserva che il sistema elettrico italiano – dopo una fase di sviluppo caratterizzata da tassi molto elevati – ha attraversato dalla metà degli anni '80 una fase più matura, con tassi medi annui di crescita compresi tra il 2% ed il 3% per anno. Nel 2009 tale tasso medio di lungo periodo si è portato repentinamente sul valore di +1,1%.

Limitandosi a una breve analisi delle particolarità degli ultimi anni, si osserva che, dopo che nel 2007 si registrò il valore della richiesta elettrica non più superato (339,9 miliardi di kWh), nel 2008 si erano manifestati i primi effetti della crisi economica, con una lieve flessione della domanda elettrica (-0,1%). Nel 2009, poi si è avuta la notevole contrazione già ricordata a 320,3 miliardi di kWh (-5,7% rispetto al 2008). Tuttavia, pur considerando il considerevole calo della domanda elettrica del 2009, in un orizzonte di dimensione decennale (2000-2009) si risente ovviamente in maniera ridotta di questo rallentamento: su tale intervallo di tempo il tasso medio annuo è ancora positivo, attestandosi su un +0,8%.

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 1979 (v. **Figura 5**).

⁸ 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 5 - Domanda di energia elettrica e PIL (1979 = 100)



Si osserva la crescente divaricazione tra i due tracciati: mentre la ricchezza prodotta nel Paese, espressa in termini di Pil, aumenta in trenta anni di 56 punti percentuali circa, la domanda elettrica in Italia si incrementa di 83 punti circa. Come altre volte osservato, emerge pertanto che la relazione tra domanda elettrica ed economia non è costante nel tempo e che la domanda di elettricità cresce in Italia ad un ritmo maggiore del PIL.

5.3. Sulla relazione tra economia e domanda elettrica

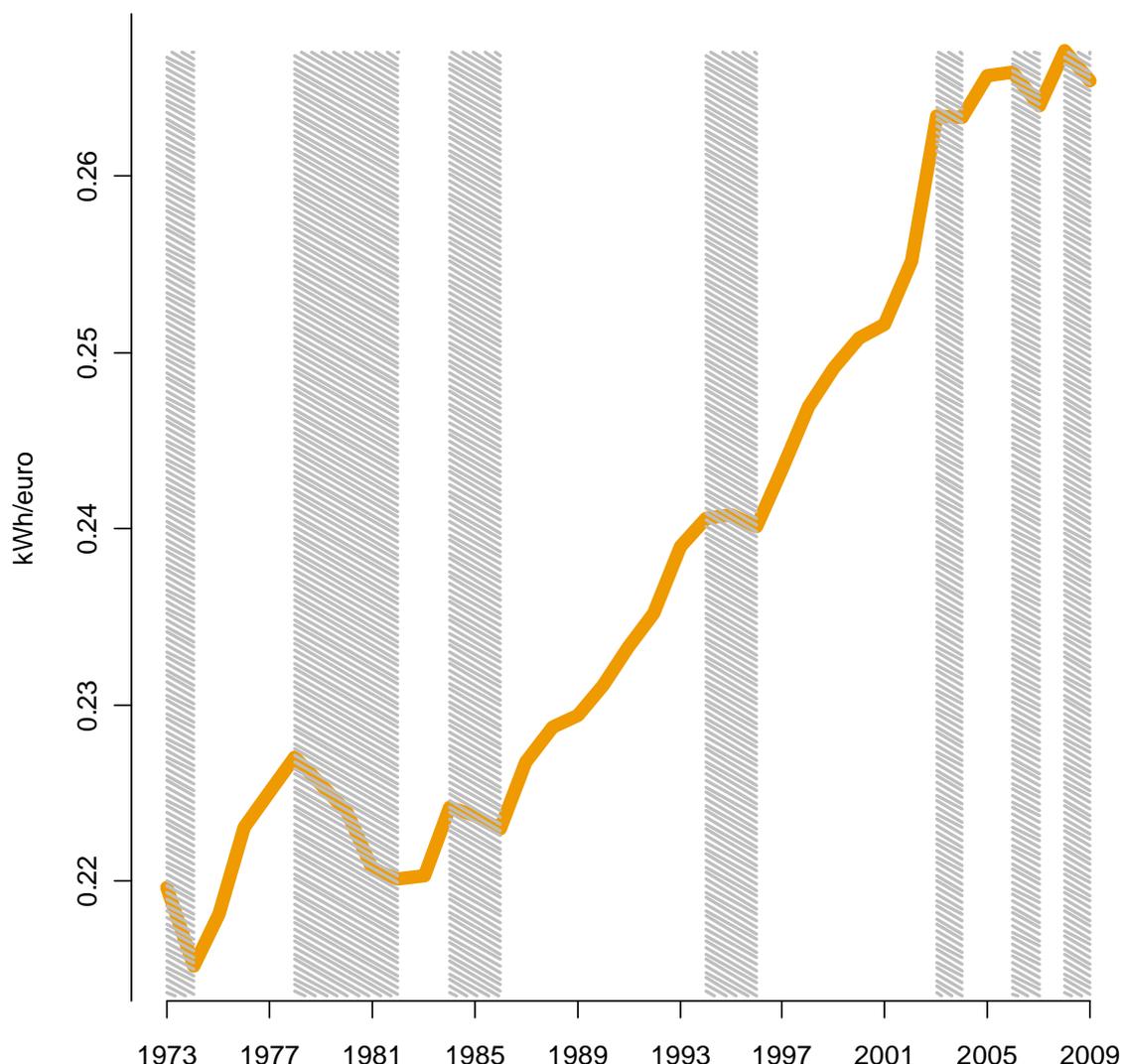
Vista la relazione tra domanda di energia elettrica e andamento dell'economia, la previsione di medio – lungo termine della domanda di energia elettrica è ottenuta a partire da un'analisi approfondita della previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche, in particolare valore aggiunto e PIL. 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 2009 in Italia si è richiesta energia elettrica per circa **0,265 kWh per ogni euro di prodotto interno lordo a moneta costante⁹**, con una leggera **flessione** pari a -0,7% rispetto all'anno precedente. Dal 2003 l'intensità elettrica rimane pressoché costante, confermando il sostenuto impiego della risorsa elettrica alla formazione del PIL nazionale.

In **Figura 6** è riportato l'andamento dell'intensità elettrica del PIL in Italia, dal 1973 al 2009. Nella figura sono inoltre evidenziati con una retinatura i periodi nei quali si è registrata una intensità calante.

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

Figura 6 - Intensità elettrica italiana dal 1973 al 2009



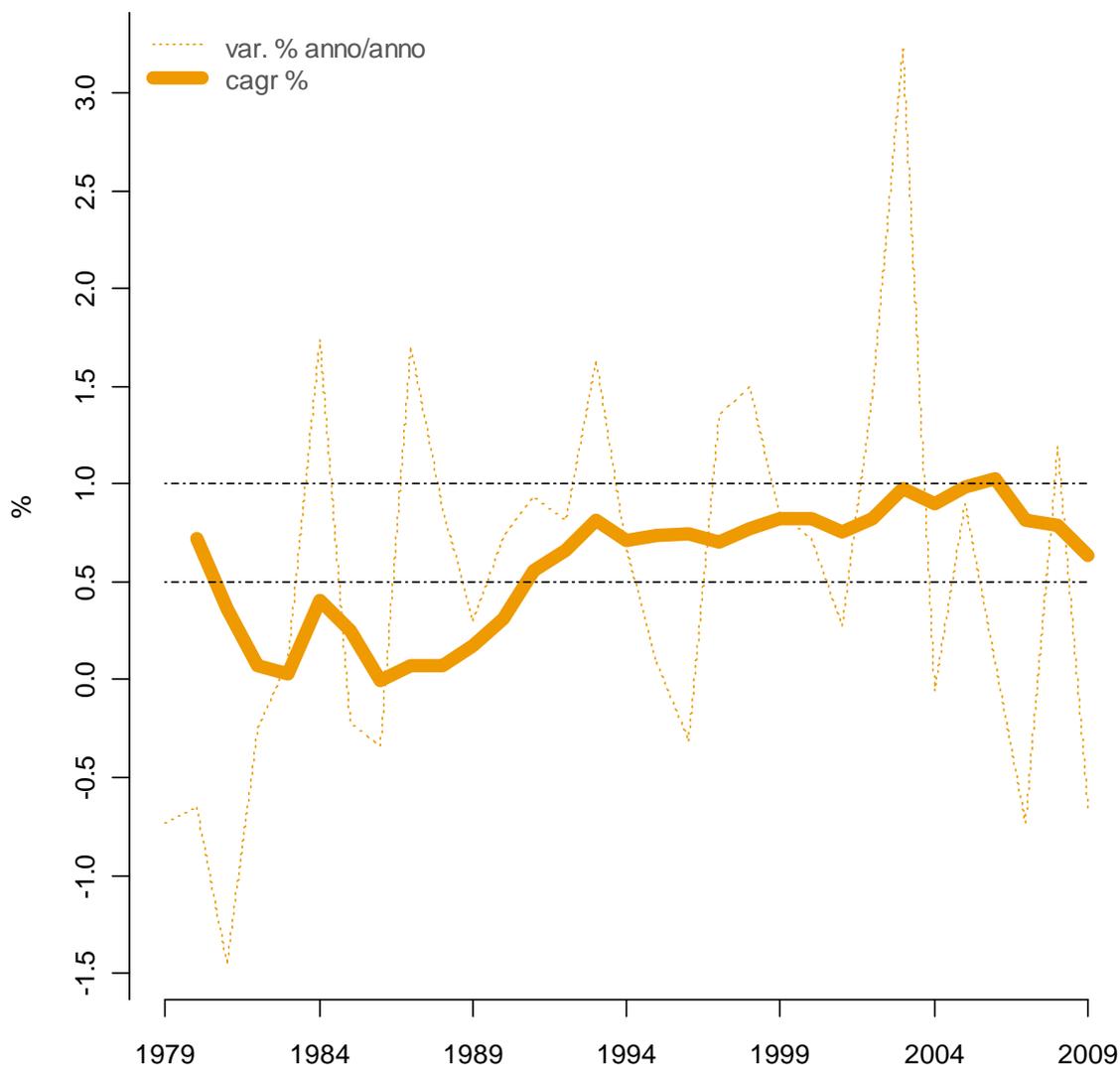
Si osserva che su un **andamento di fondo prevalentemente crescente**, si alternano fasi più o meno prolungate di ripiegamento e di crescita. In particolare si evidenziano – per la durata e per essere vicini tra loro – i periodi in corrispondenza dei cosiddetti shock petroliferi degli anni '70-'80 quando, tra il 1978 e il 1982, si ebbero flessioni per quattro anni di seguito e, con un intervallo di due anni, dal 1984 al 1986¹⁰. 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. Il 2008, caratterizzato da un modesto calo della domanda elettrica ma da un più ampio calo del PIL, appare

¹⁰ Come nel 2009, anche allora la riduzione dell'intensità elettrica complessiva era stata originata da una riduzione dell'intensità elettrica nel settore industriale.

viceversa come un anno di recupero dell'intensità, mentre nel 2009, ad una notevole flessione del PIL (-5,0%), ha fatto riscontro un calo della domanda elettrica (-5,7%) ancora superiore, rendendo la variazione dell'intensità di segno negativo.

In **Figura 7** è riportato l'andamento storico della dinamica dell'intensità elettrica italiana dal 1979 al 2009, 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 7 - Dinamica dell'intensità elettrica italiana 1979-2009 (variazioni % e 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 e nell'anno di crisi economica del 2009. 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.

L’altro elemento - sempre in una prospettiva di lungo periodo - riguarda la diffusione in Italia di modalità di trasporto, attualmente marginali, che includano anche veicoli azionati elettricamente. Le potenzialità e le aspettative legate a tale filiera tecnologica sono testimoniate dai numerosi studi internazionali ed italiani e dal tempestivo avvio di test reali in alcune grandi città italiane da parte di due dei maggiori Distributori elettrici italiani (progetto E-moving di A2A+Renault Nissan e progetto E-mobility Italia di Enel+Daimler). Le iniziative sono regolate in conformità alla nuova normativa *ad-hoc* predisposta dall’Autorità per l’Energia elettrica ed il Gas¹¹. Secondo le prime risultanze, l’impatto sulla domanda elettrica dovrebbe essere dell’ordine dei **2 miliardi di kWh (TWh) per milione di auto elettriche** circolanti; incrementi sulla potenza alla punta sono generalmente ritenuti non rilevanti per l’attivazione di opportuni meccanismi di premi/penalità sui prelievi orari.

5.4. Confronti internazionali sull’intensità elettrica

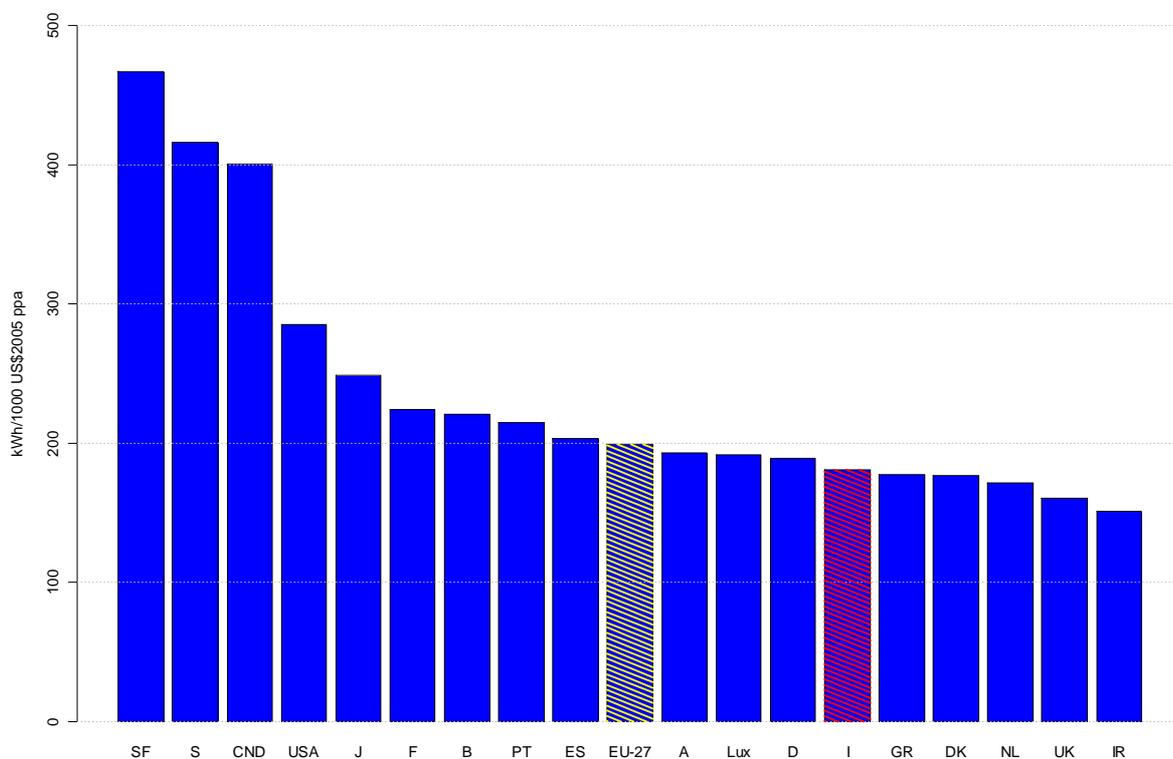
A livello internazionale, recenti analisi sull’intensità condotte su dati 2009, indicano, v. **Figura 8**, che l’energia elettrica richiesta per ottenere una unità di prodotto interno lordo¹², è in Italia sempre su livelli relativamente inferiori rispetto alla media Ue a 27 Paesi ed a gran parte dei Paesi OECD.

¹¹ Delibere ARG/elt 39/10, ARG/elt 56/10, ARG/elt 136/10.

¹² Nel confrontare Paesi diversi si utilizza un prodotto interno lordo espresso convenzionalmente in US\$ del 2005, a parità di potere d’acquisto.

Fonte: db on-line ENERDATA “Global Energy & CO2 Data (September 2010).

Figura 8 - Intensità elettrica del PIL in alcuni Paesi OECD¹³ (2009)

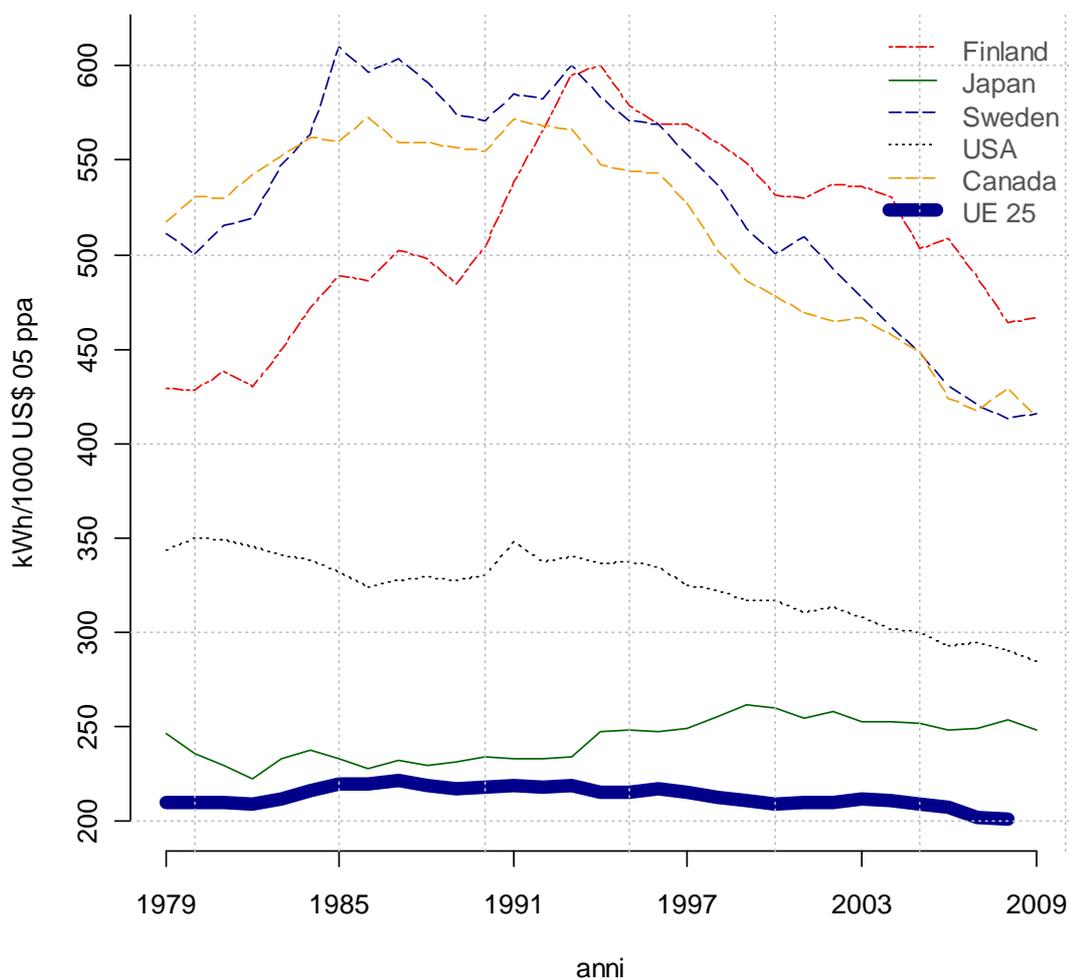


Osservando poi gli andamenti storici di questo indicatore nell'arco di un trentennio emerge un secondo aspetto: i Paesi dove nel passato era più elevata l'intensità elettrica sono quelli dove si è manifestata la maggiore riduzione (ad esempio Svezia e Canada) (v. **Figura 9**). In Giappone, ove l'intensità elettrica era su valori relativamente inferiori negli anni '80, si manifestata viceversa una tendenza opposta¹⁴.

¹³ Austria, Lussemburgo, Grecia, Danimarca, Irlanda: dati 2008. Italia: dato provvisorio

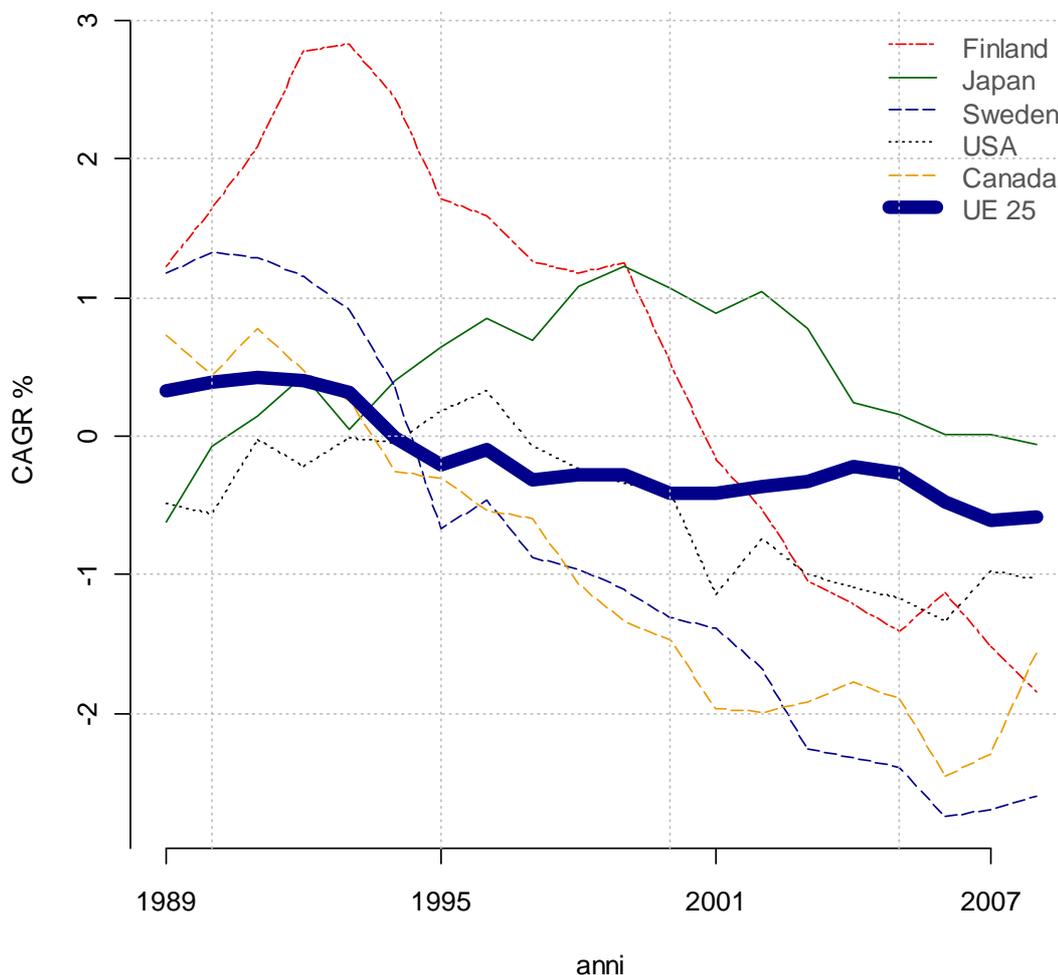
¹⁴ In figura è riportato l'aggregato UE a 25 Paesi.

Figura 9 - Evoluzione dell'intensità elettrica del PIL nella UE e in alcuni Paesi OECD



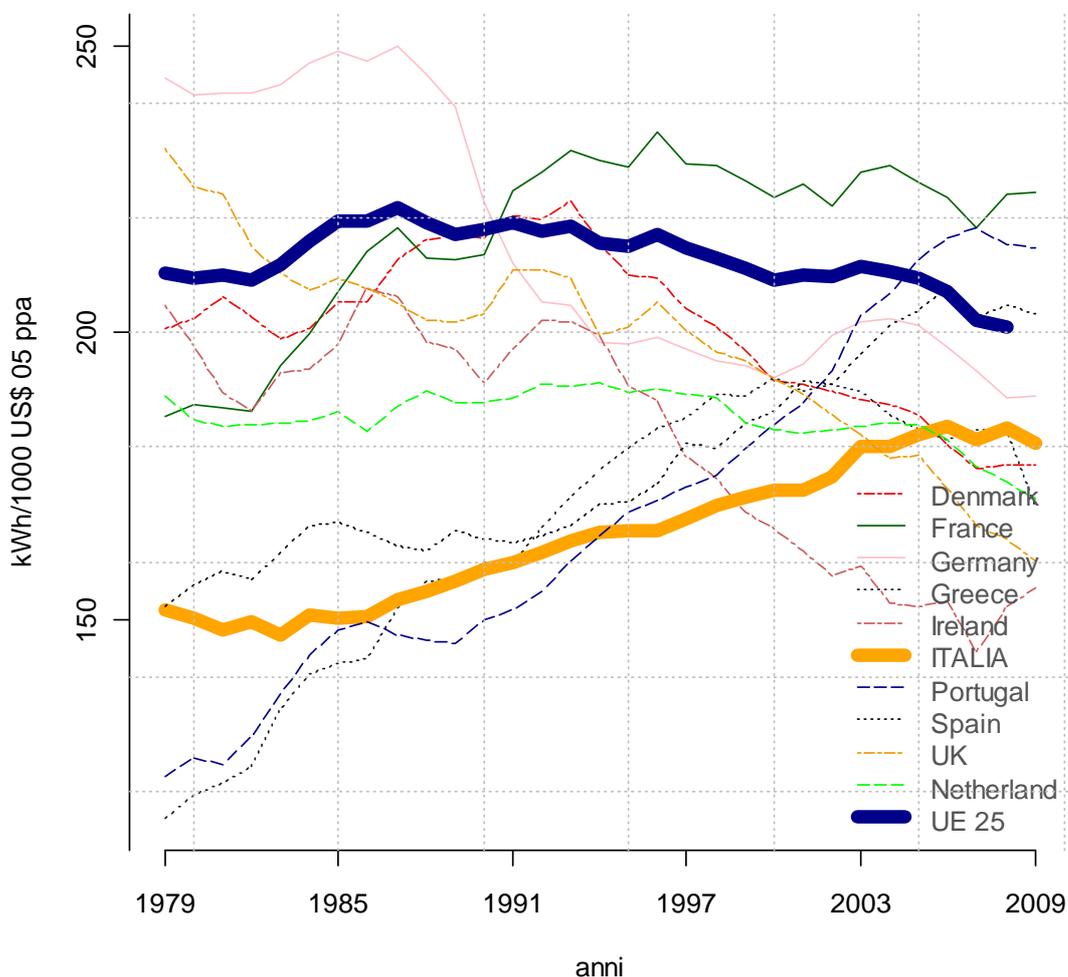
Per gli stessi Paesi della figura precedente, in **Figura 10** si riporta la dinamica di variazione dell'intensità elettrica. Si osserva che a fine periodo le dinamiche di variazione dell'intensità – tassi medi annui - sono tutte inferiori allo zero.

Figura 10 - Dinamica dell'intensità elettrica in alcuni Paesi "virtuosi"



Esplodendo l'andamento della UE a 25 nei diversi Paesi membri, si osserva che per l'Italia – come visto in modo puntuale per il 2009 – l'andamento di questo indicatore ha avuto anche nel passato un diverso andamento, sempre inferiore alla media europea ma mantenendo tuttavia qualche margine di crescita potenziale rispetto alla media europea nel medio periodo (v. **Figura 11**).

Figura 11 - Intensità elettrica nella media UE e in alcuni Paesi europei

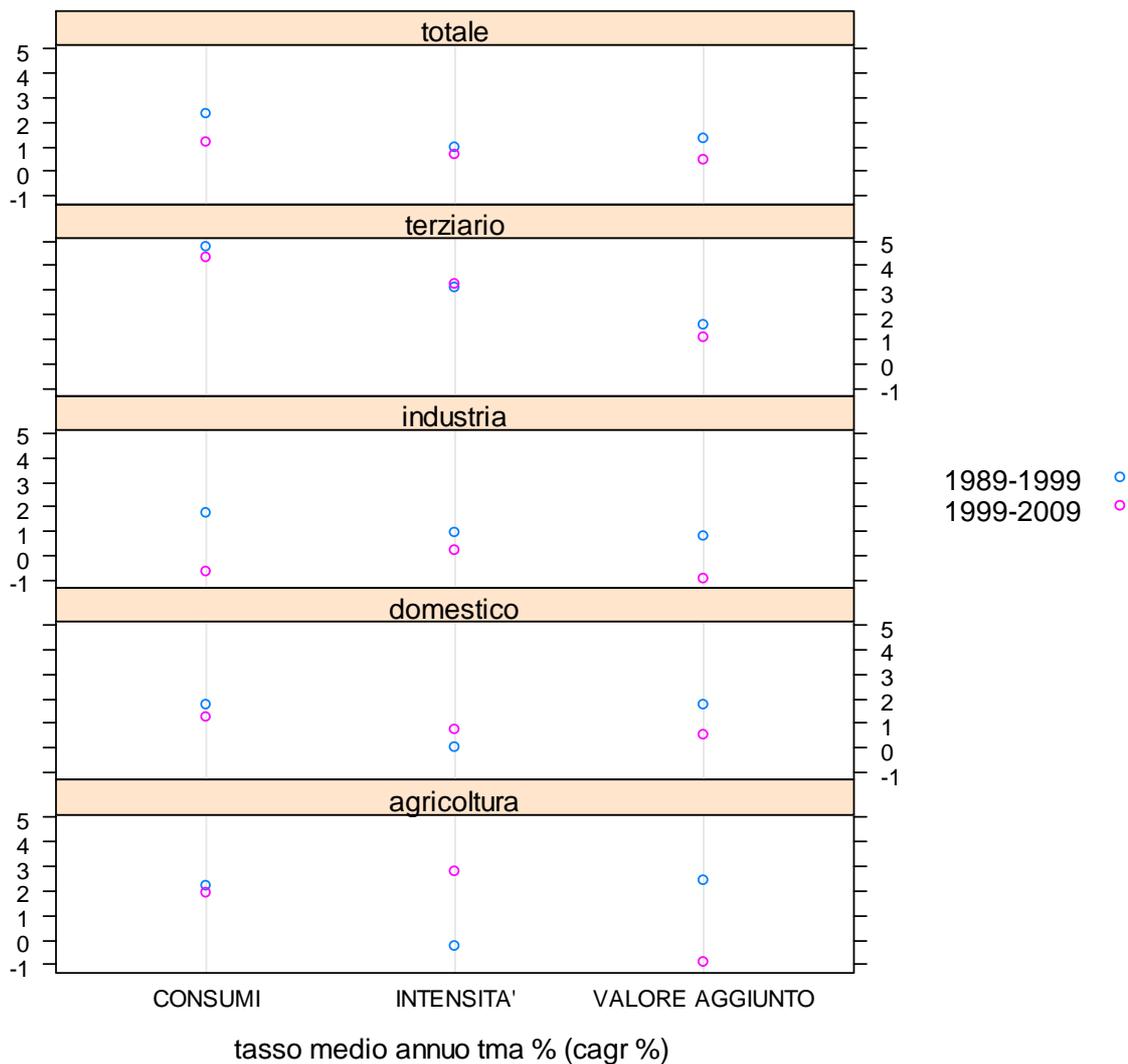


6. Considerazioni di sintesi sugli andamenti di lungo periodo (decennali)

Nella **Figura 12** si osserva sinteticamente un'analisi della dinamica di lungo termine, in particolare negli ultimi due decenni a consuntivo, di variazione delle grandezze quali i consumi di energia elettrica, il valore aggiunto, l'intensità elettrica, utilizzate per comporre il quadro macroeconomico della previsione della domanda elettrica. Nella figura, tale dinamica di variazione è espressa con il tasso medio annuo decennale tma percentuale (cagr), mentre i periodi

campionati passano da un primo decennio, dal 1989 al 1999, a un secondo decennio dal 1999 al 2009; gli aggregati settoriali analizzati sono quelli dell'agricoltura, dell'industria, del terziario, il domestico ed il totale dei settori.

Figura 12- Analisi dinamica delle grandezze macroeconomiche



Una breve analisi dei risultati offerti dalla rappresentazione in figura è propedeutica alla formulazione delle ipotesi di previsione:

consumi di energia elettrica

- *i consumi totali italiani nel decennio 1999-2009 crescono ad un ritmo inferiore a quello del decennio precedente. Il tasso di crescita decennale, pari a +1,2% medio per anno nel periodo 1999-2009, era infatti doppio nel decennio precedente (+2,4%);*
- *l'industria è il settore che manifesta la riduzione più consistente ed è l'unico nel quale la dinamica dei consumi risulta negativa nel decennio 1999-2009. Su tale risultato pesa in modo decisivo, anche se attutito nella prospettiva decennale, il risultato particolarmente negativo dell'ultimo anno a consuntivo (la variazione del 2009 rispetto al 2008 è stata pari a -13,8%);*
- *pressoché stabile ed elevato – superiore al 4% per anno - il ritmo di crescita dei consumi elettrici nel settore terziario nei due decenni;*
- *per il settore domestico si osserva solo un ritocco al ribasso dei consumi che passano da un ritmo di +1,8% p.a. nel primo periodo a +1,3% p.a. nel secondo;*

valore aggiunto

- *rispetto al periodo 1989-1999, il tasso di crescita del valore aggiunto si mantiene inferiore nella seconda decade per tutti i settori¹⁵; per l'agricoltura e soprattutto per l'industria, tale tasso è inferiore allo zero dal 1999 al 2009 (-0,9% in media d'anno, per entrambi i settori);*

intensità elettrica

- *complessivamente, si osserva una moderata flessione del tasso di crescita dell'intensità elettrica in Italia nel decennio 1999-2009 rispetto ai dieci anni precedenti: si è passato da +1,0% per anno del periodo 1989 – 1999 a +0,7% nel periodo più recente. Molto differenziato l'impatto sui diversi settori: la dinamica dell'intensità si incrementa dal primo al secondo periodo in tutti i settori tranne che nell'industria; nel caso del terziario l'incremento non è elevato*

¹⁵ Quale variabile descrittiva per il settore domestico viene utilizzato l'andamento dei consumi delle famiglie.

ma su un livello significativo (da +3,1% medio per anno nel primo periodo al +3,2% nel periodo 1999-2009).

Scenari considerati:

nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio, è sembrato opportuno ancora una volta fare riferimento a due scenari di evoluzione e - in considerazione del forte orientamento all'efficienza energetica, in Europa e nel Paese – adottare una **particolare cautela nel prevedere una espansione dell'intensità elettrica italiana nello scenario base**, individuandolo anche come “**scenario ad intensità elettrica contenuta**”.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

- *quello “di sviluppo” (superiore) – soprattutto idoneo ai fini della pianificazione della infrastruttura elettrica - si ipotizza per il periodo 2009 - 2020 una **crescita dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa +0,7 % per anno**, valore che si colloca in linea col tasso medio storico;*
- *un secondo “scenario base” (inferiore) ad intensità elettrica contenuta, con tasso medio di incremento dell'intensità elettrica **inferiore allo zero, -0,3% p.a.**, sviluppato su una ipotesi di più incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico.*

7. Previsione della domanda elettrica in energia

Sulla base delle considerazioni sull'intensità elettrica di cui sopra, nel periodo 2009 – 2020 si stima una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +2,3% nello scenario di sviluppo (ipotesi superiore) – corrispondente a 410,0 TWh nel 2020.

Nello scenario base, ottenuto con contenimento dell'intensità elettrica, si ipotizza invece un tasso medio del +1,3% per anno (ipotesi inferiore), col quale si prevede una domanda elettrica di 370,0 TWh nel 2020.

Nella **Tabella 5** è riportato il quadro sintetico a consuntivo ed in previsione della domanda di energia elettrica e delle sue variazioni di lungo periodo, nonché – sulla base delle considerazioni di cui ai paragrafi precedenti - i tassi di variazione adottati per il PIL e per l'intensità elettrica nei due scenari proposti.

Tabella 5 - 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					
]]]]]
1990	235,1	3,8%	3,1%	0,7%		
]]]]]
1995	261,0	2,1%	1,3%	0,8%		
]]]]]
2000	298,5	2,7%	1,9%	0,8%		
]]]]]
2005	330,4	2,1%	0,9%	1,2%		
]]]]]
2008	339,5	1,4%	0,7%	0,6%		
]]]]]
		-5,7%	-5,0%	-0,6%		
scenario di sviluppo						
2009	320,3					
]]]]]
2015	362,1	2,1%	1,3%	0,7%		
]]]]]
		2,3%	1,6%	0,7%		
]]]]]
2020	410,0	2,5%	1,9%	0,6%		
scenario base						
2009	320,3					
]]]]]
2015	343,3	1,2%	1,3%	-0,2%		
]]]]]
		1,3%	1,6%	-0,3%		
]]]]]
2020	370,0	1,5%	1,9%	-0,4%		

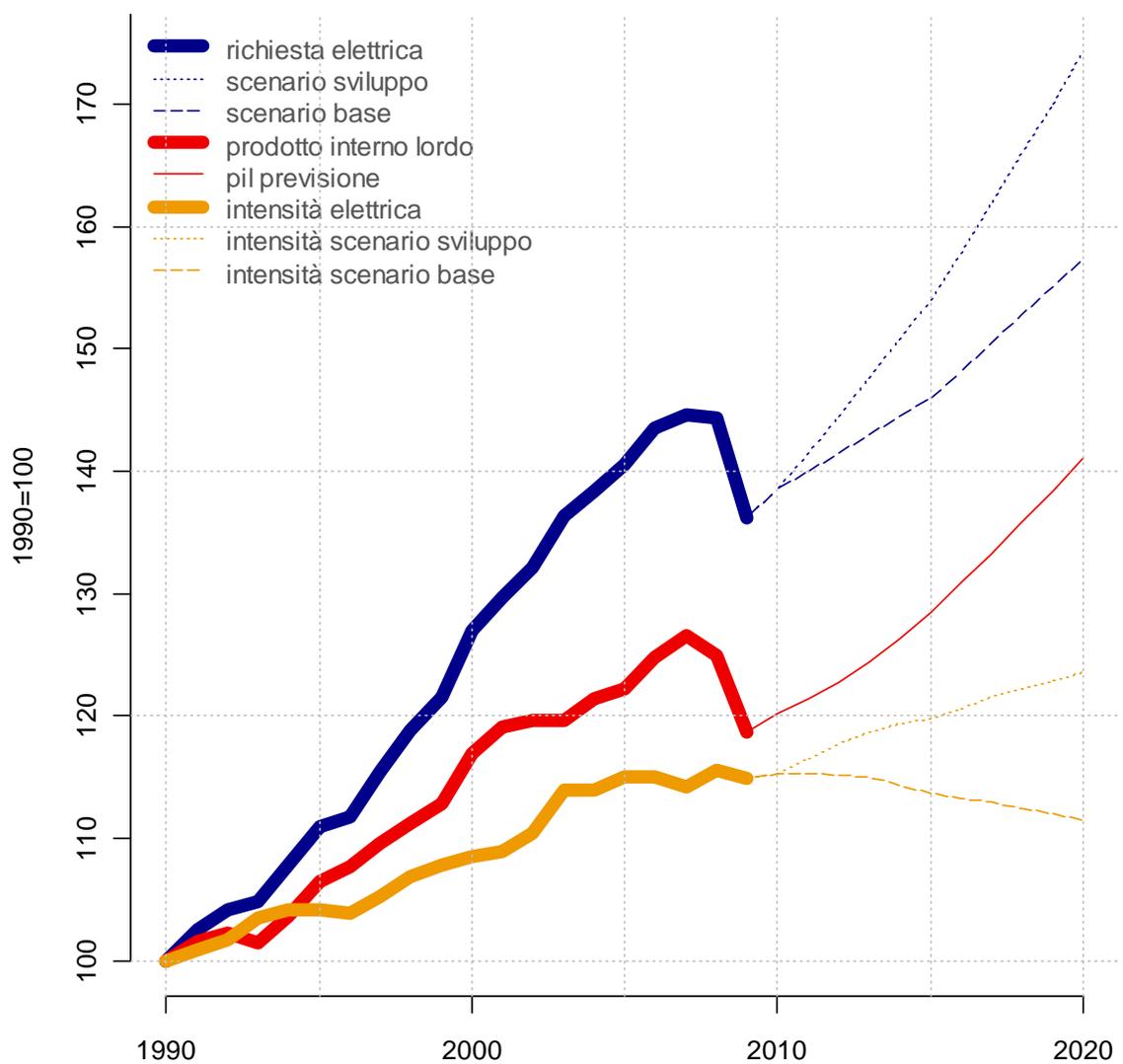
Nel 2015, si ipotizza nello scenario di sviluppo (ipotesi superiore) una domanda elettrica pari a 362,1 TWh, con un tasso medio annuo di sviluppo 2009 – 2015 pari a +2,1%, e di 2,5% per gli anni 2015 – 2020. In questo scenario, il livello della domanda degli anni 2007-2008 sarà nuovamente raggiunto già nel 2012.

Nello scenario base (ipotesi inferiore), ad intensità elettrica contenuta, si prevede un tasso di crescita della domanda elettrica pari a +1,2% per anno nel primo dei due periodi, con una domanda che – recuperando nel 2014 i livelli del

2007-2008 - raggiungerà i 343,3 TWh nel 2015, e pari a +1,5% per anno dal 2015 al 2020.

In **Figura 13** è data una rappresentazione grafica degli andamenti delle grandezze domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 100 il valore assunto da tali grandezze nel 1990 - i consuntivi fino al 2009 e le previsioni fino al 2020, differenziando i profili dello scenario di sviluppo e dello scenario base¹⁶.

Figura 13 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica



¹⁶ L'andamento del PIL – come detto – è presentato con un unico scenario di previsione.

Anche graficamente si può osservare quanto già accennato, e cioè che è prevedibile dover ancora attendere tra i 2 ed i 4 anni - a seconda dello scenario cui si fa riferimento - prima di tornare ai valori di domanda elettrica osservati nel biennio 2007-2008.

Nelle successive **Tabella 6** e **Tabella 7** sono riportati i dettagli annuali della previsione, rispettivamente per lo scenario di **sviluppo** e per quello **base**, ad intensità elettrica contenuta.

Nelle tabelle sono riportati in termini quantitativi anche i valori che si riferiscono al Prodotto Interno Lordo e all'intensità elettrica del PIL. In particolare, si osserva che la misurazione del PIL in termini reali, effettuata fino a pochi anni orsono adottando i prezzi di un anno di riferimento costante (metodo degli indici a base fissa), è ora ottenuta dall'ISTAT secondo la metodologia statistica degli indici a catena (ossia a base mobile), in ottemperanza allo standard fissato da regolamenti comunitari (vedi sito web ISTAT e nota interna "La revisione generale dei conti economici nazionali" su intranet Terna - Biblioteca - Congiuntura e riferimenti, anno 2006).

Tabella 6 - Domanda elettrica, PIL, intensità (scenario sviluppo)

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		871 565		0,224	
]	3,8%]	3,1%]	0,7%
1990	235,1	3,8%	1 017 384	3,1%	0,231	0,7%
]	2,1%]	1,3%]	0,8%
1995	261,0	2,4%	1 083 763	1,6%	0,241	0,8%
]	2,7%]	1,9%]	0,8%
2000	298,5		1 189 898		0,251	
]	2,1%]	1,8%]	0,3%
2001	304,8		1 211 778		0,252	
]	1,9%]	0,5%]	1,5%
2002	310,7		1 217 477		0,255	
]	3,2%]	0,0%]	3,2%
2003	320,7	2,1%	1 217 143	0,9%	0,263	1,2%
]	1,5%]	1,5%]	-0,1%
2004	325,4		1 235 624		0,263	
]	1,6%]	0,7%]	0,9%
2005	330,4		1 243 764		0,266	
]	2,1%]	2,0%]	0,1%
2006	337,5		1 269 069		0,266	
]	0,7%]	1,5%]	-0,7%
2007	339,9	-0,8%	1 287 781	-0,8%	0,264	0,0%
]	-0,1%]	-1,3%]	1,2%
2008	339,5		1 270 898		0,267	
]	-5,7%]	-5,0%]	-0,7%
2009	320,3		1 206 868		0,265	
]	1,7%]	1,3%]	0,4%
2010	325,7		1 222 037		0,267	
]	2,1%]	1,1%]	1,1%
2011	332,7		1 235 061		0,269	
]	2,1%]	1,2%]	1,0%
2012	339,8	2,1%	1 249 409	1,3%	0,272	0,7%
]	2,1%]	1,3%]	0,9%
2013	347,1		1 265 170		0,274	
]	2,1%]	1,6%]	0,5%
2014	354,5		1 285 535		0,276	
]	2,1%]	1,7%]	0,4%
2015	362,1		1 307 512		0,277	
]	2,5%]	1,8%]	0,7%
2016	371,2		1 331 173		0,279	
]	2,5%]	1,8%]	0,7%
2017	380,5		1 355 262		0,281	
]	2,5%]	1,9%]	0,6%
2018	390,1	2,5%	1 381 142	1,9%	0,282	0,6%
]	2,5%]	1,9%]	0,6%
2019	399,9		1 407 517		0,284	
]	2,5%]	2,0%]	0,5%
2020	410,0		1 435 803		0,286	

(*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, luglio 2010

Tabella 7 - Domanda elettrica, PIL, intensità (scenario base)

Italia: scenario base (ad intensità elettrica contenuta)

	<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	3,8%	871 565	3,1%	0,224	0,7%
1990	235,1	2,1%	1 017 384	1,3%	0,231	0,8%
1995	261,0	2,7%	1 083 763	1,9%	0,241	0,8%
2000	298,5	2,1%	1 189 898	1,8%	0,251	0,3%
2001	304,8	1,9%	1 211 778	0,5%	0,252	1,5%
2002	310,7	3,2%	1 217 477	0,0%	0,255	3,2%
2003	320,7	1,5%	1 217 143	1,5%	0,263	-0,1%
2004	325,4	1,6%	1 235 624	0,7%	0,263	0,9%
2005	330,4	2,1%	1 243 764	2,0%	0,266	0,1%
2006	337,5	0,7%	1 269 069	1,5%	0,266	-0,7%
2007	339,9	-0,1%	1 287 781	-1,3%	0,264	1,2%
2008	339,5	-5,7%	1 270 898	-5,0%	0,267	-0,7%
2009	320,3	1,3%	1 206 868	1,3%	0,265	0,0%
2010	324,4	1,1%	1 222 037	1,1%	0,265	0,1%
2011	328,1	1,1%	1 235 061	1,2%	0,266	0,0%
2012	331,8	1,1%	1 249 409	1,3%	0,266	-0,2%
2013	335,6	1,1%	1 265 170	1,6%	0,265	-0,5%
2014	339,4	1,1%	1 285 535	1,7%	0,264	-0,6%
2015	343,3	1,5%	1 307 512	1,8%	0,263	-0,3%
2016	348,5	1,5%	1 331 173	1,8%	0,262	-0,3%
2017	353,7	1,5%	1 355 262	1,9%	0,261	-0,4%
2018	359,1	1,5%	1 381 142	1,9%	0,260	-0,4%
2019	364,5	1,5%	1 407 517	2,0%	0,259	-0,5%
2020	370,0		1 435 803		0,258	

(*) Fonte: Prometeia - Scenari di previsione - Bologna, luglio 2010

7.1 Commento agli scenari energetici

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

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

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

Le stime sono espresse per due scenari:

- *quello detto “di riferimento”*
- *quello detto “di efficienza energetica supplementare”.*

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

In **Tabella 8** sono riportate alcune cifre significative relative al consumo finale lordo totale ed elettrico, tratte dagli scenari del PAN, nonché i dati della

domanda di energia elettrica (trasformati in ktoe), così come valutata nei precedenti paragrafi¹⁷.

Tabella 8 - Gli scenari energetici al 2020

	2010	2020	<i>t.m.a %</i>
PAN (MSE)			
Consumo finale lordo di energia totale (ktoe)			
Scenario di riferimento	134.643	145.566	0,8
Scen. di efficienza en. supplementare	131.801	133.042	0,1
Consumo finale lordo di energia elettrica (ktoe)			
Scenario di riferimento	29.505	35.034	1,7
Scen. di efficienza en. supplementare	30.704	32.227	0,5
Previsioni Terna - Richiesta energia elettrica (ktoe)			
Scenario di sviluppo (alta intensità el.)	28.010	35.260	2,3
Scenario base (bassa intensità el.)	28.010	31.820	1,3

N.B. Il valore 2010 è una previsione.

** Consumo finale lordo = produzione nazionale lorda, più importazioni, meno esportazioni.*

***Richiesta = produzione nazionale lorda, meno servizi ausiliari, più importazioni, meno esportazioni, meno consumi per pompaggi.*

Come può notarsi dai tassi medi di crescita, in entrambi gli scenari proposti nel PAN il consumo finale lordo di energia elettrica cresce più velocemente di quello dell'energia totale, segnalando un maggiore utilizzo relativo di tale forma di energia (ossia un aumento della cosiddetta penetrazione elettrica). Inoltre, dall'accostamento tra previsione PAN relativa all'energia elettrica e gli scenari Terna, emerge una sostanziale affinità nei valori assoluti tra lo scenario di

¹⁷ Per la conversione da unità elettriche ad energetiche si utilizza il coefficiente 11,63 MWh/toe (fonte ENEA)

riferimento PAN e lo scenario di sviluppo e tra lo scenario cd. di efficienza energetica supplementare e scenario base. Possibile parziale composizione delle leggere discrepanze sono: le definizioni delle grandezze utilizzate¹⁸, per quanto riguarda le grandezze espresse in tonnellate di olio equivalente; e, per quanto riguarda il dato di tasso medio annuo, soprattutto la diversa stima ipotizzata per l'anno di base 2010.

7.2 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 maggiormente conservativo ai fini del dimensionamento del sistema elettrico.

Rispetto ad una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +2,3% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta relativa allo scenario preso a riferimento sull'intero periodo dal 2009 al 2020 nelle quattro macroaree geografiche non è omogenea. In particolare, la dinamica si manifesterà più elevata al Sud e al Centro (tassi medi annui rispettivamente del +2,8% e del +2,6%), in linea con la media nazionale nelle Regioni insulari (+2,3%), mentre le aree del Nord Italia si attesteranno poco al di sotto dei valori medi nazionali +2,0% (v. **Tabella 9** e **Figura 14**).

¹⁸ il consumo finale lordo di energia elettrica differisce dalla richiesta di energia elettrica per i consumi dei servizi ausiliari di centrale e consumi per pompaggio.

Tabella 9 - Previsione della domanda in energia elettrica nelle aree geografiche

<i>Scenario di sviluppo</i>				
	2009	2015	2020	2009-2020
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Nord</i>	172,8	192,2	214,7	2,0
<i>Centro</i>	59,5	68,5	78,7	2,6
<i>Sud</i>	54,7	63,7	73,9	2,8
<i>Isole</i>	33,3	37,7	42,7	2,3
ITALIA	320,3	362,1	410,0	2,3

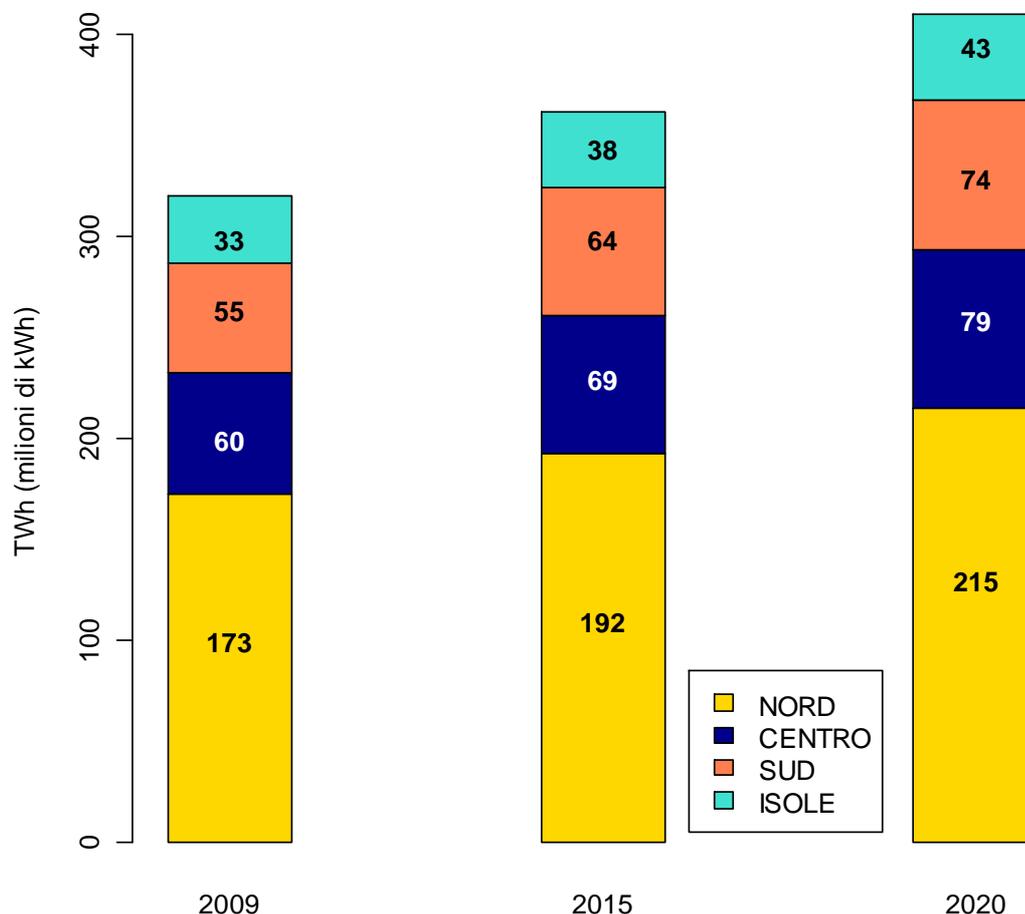
Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna

Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio

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

Isole: Sicilia, Sardegna

Figura 14 - Previsione della domanda nelle aree geografiche



7.3 Previsione settoriale

Per quanto riguarda la previsione per 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 10**). Nel 2020 la quota dei consumi industriali è stimata inferiore alla metà dei consumi, 43% circa, con uno sviluppo (+1,5%) al disotto di quello medio. Il tasso medio annuo del totale dei consumi si colloca infatti al +2,3 % sull’intero periodo 2009 - 2020.

Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento poco più dinamico delle **industrie non di base** (per la produzione di beni finali¹⁹, ivi incluse le altre industrie: +1,7% medio per anno) ed un andamento meno brillante per le **industrie dei beni intermedi**²⁰ (+1,2%).

Il **terziario**, si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+3,6 %). Nel 2020 il settore terziario dovrebbe raggiungere una quota del 36% nella struttura dei consumi.

Con un tasso medio annuo di crescita del +2,0% sull'intero periodo, il settore **domestico** verrebbe a detenere nel 2019 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 22%.

Sostanzialmente stabile il peso del **settore agricolo** nella struttura dei consumi (circa 1,6% del totale), in crescita nel periodo ad un tasso di circa il +0,5% (v. anche **Figura 15**).

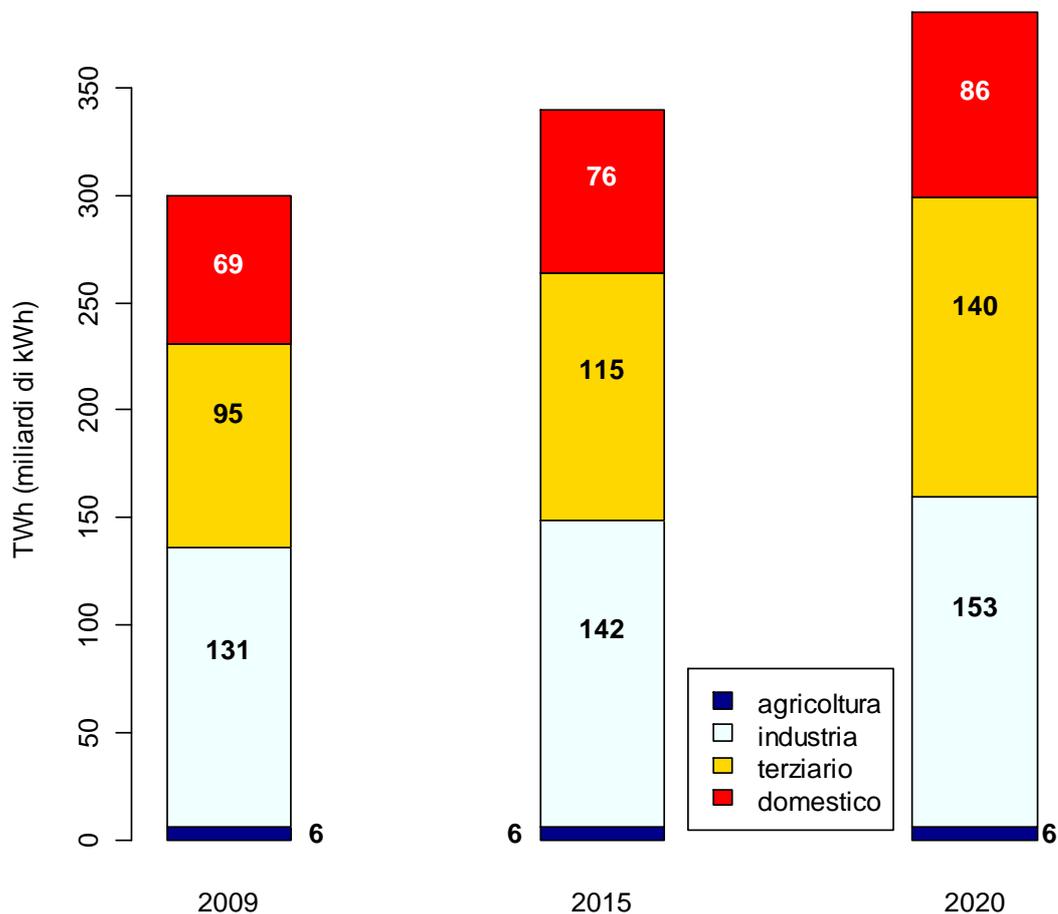
Tabella 10 - Previsione settoriale dei consumi di energia elettrica

	<i>Scenario di sviluppo</i>			
	2009	2015	2020	2009-2020
	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>t.m.a. %</i>
<i>Agricoltura</i>	5,6	5,9	6,0	0,5
<i>Industria</i>	130,5	142,4	153,4	1,5
<i>beni intermedi</i>	57,4	61,7	65,3	1,2
<i>non di base e altre</i>	73,1	80,7	88,1	1,7
<i>Terziario</i>	94,8	115,2	139,7	3,6
<i>Domestico</i>	68,9	75,9	85,9	2,0
<i>Totale consumi</i>	299,9	339,4	385,0	2,3
perdite di rete	20,4	22,6	25,0	1,9
ITALIA	320,3	362,1	410,0	2,3

¹⁹ 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.

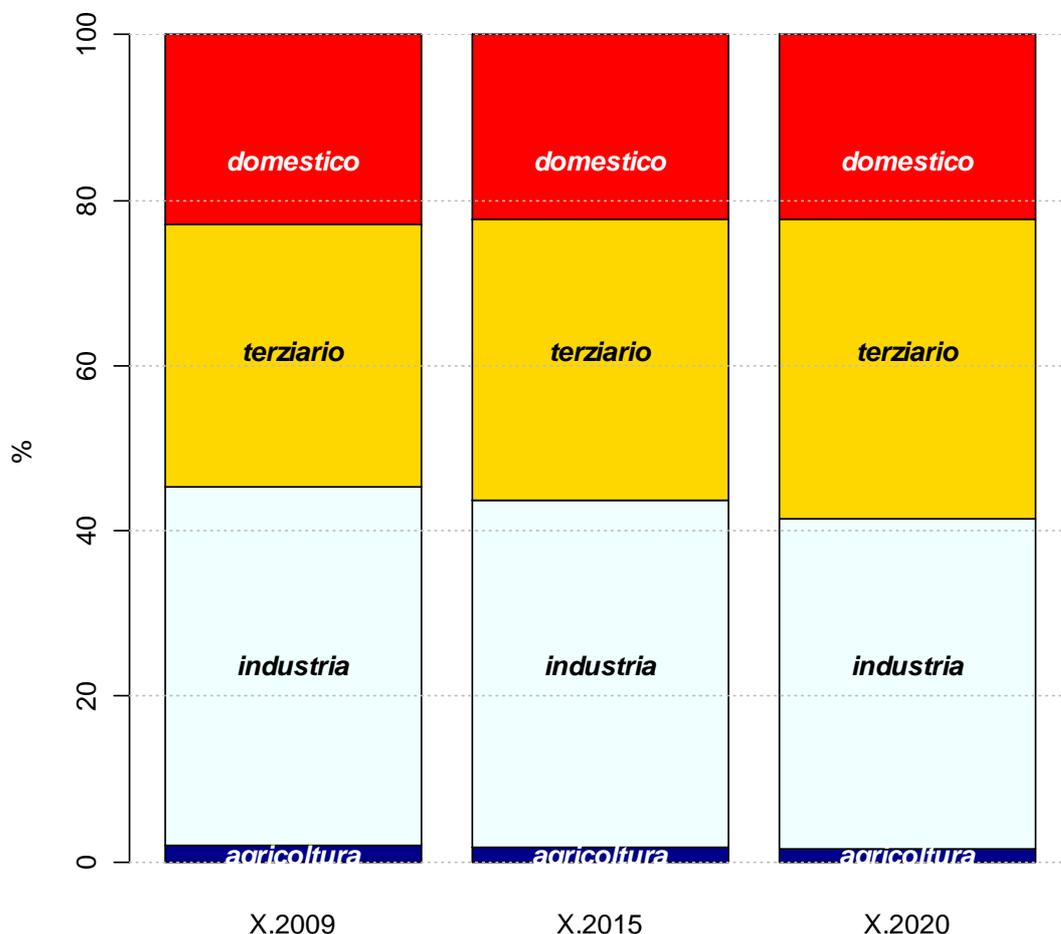
²⁰ Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

Figura 15 - Previsione dei consumi settoriali



Nella successiva figura è infine mostrata la medesima previsione dei consumi di energia elettrica evidenziando i cambiamenti nella struttura settoriale, espressa in termini percentuali (v. **Figura 16**). Come atteso, si osserva l'ampliamento della quota dei consumi del terziario a scapito di quelli del settore industriale, che rimane tuttavia quello più rilevante.

Figura 16 - La struttura percentuale dei consumi elettrici in previsione



8. Le previsioni della domanda nei Paesi ENTSO-E²¹

Nel presente paragrafo, si presenta il quadro delle previsioni della domanda elettrica nei Paesi europei, ricavato dal rapporto ENTSO-E “System Adequacy Forecast 2010-2025”, pubblicato il 1° gennaio 2010. Il rapporto ENTSO-E si basa su un processo di raccolta dati presso i Paesi membri avvenuto nella seconda metà del 2009. I dati qui riportati si riferiscono pertanto ai dati previsionali pubblicati lo scorso anno [v. Previsioni della domanda

²¹ Associazione dei 42 Transmission System Operators europei di 34 Paesi.

elettrica 2009 – 2019] e non sono pertanto direttamente confrontabili con i dati previsivi presentati nelle pagine precedenti, anche per i diversi intervalli di previsione sui quali sono basate le valutazioni dei CAGR. La rappresentazione fornita è comunque utile per un confronto tra le aspettative di sviluppo della domanda elettrica nei diversi Paesi europei.

La **Figura 17** mostra con immediatezza i tassi medi annui di crescita della domanda di energia elettrica nel periodo 2010 – 2015, evidenziando cromaticamente tre aggregati: i Paesi con tassi di crescita stimati superiori al +2,52% per anno, tra i quali si trovano Cipro, Slovenia, Bosnia-Erzegovina e Bulgaria, Paesi la cui crescita sarà compresa tra +1,26% (tasso di crescita medio dei paesi ENTSO-E) e +2,52%, tra i quali viene a trovarsi l'Italia, ed infine Paesi la cui crescita si fermerà al disotto del +1,26% per anno.

Figura 17 - Crescita della domanda elettrica nei Paesi ENTSO-E (2010-15)

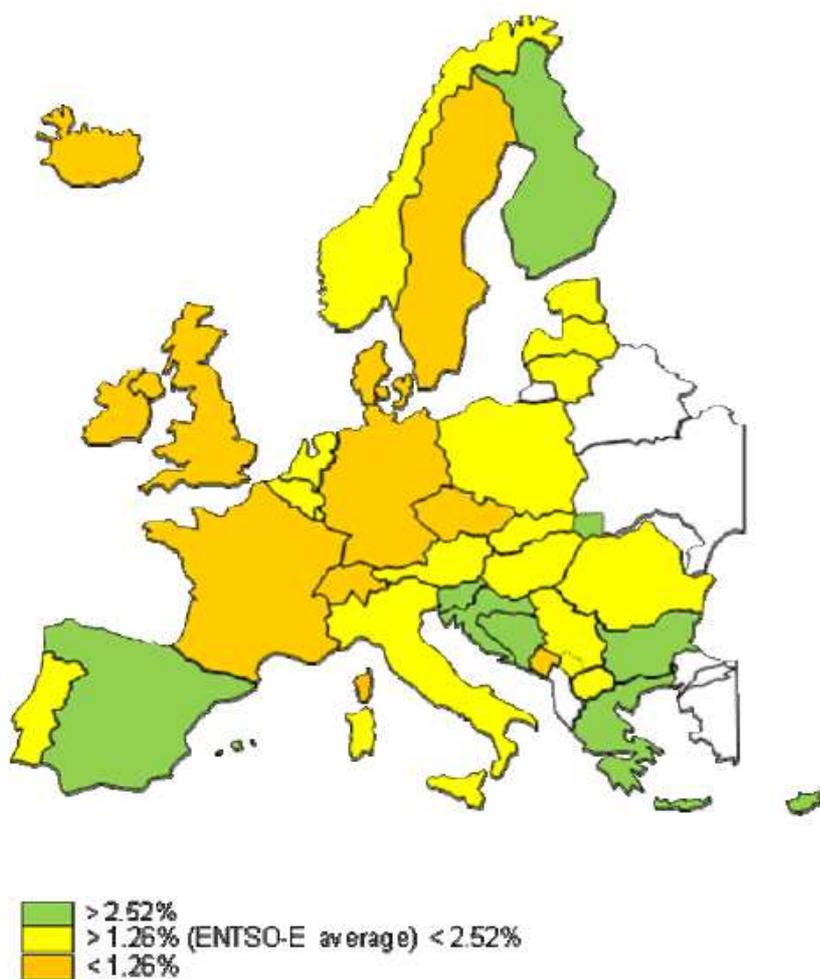


Figure 3.1.4: ENTSO-E energy consumption growth between 2010 and 2015

In **Tabella 11** è quindi riportato il tasso di crescita medio della domanda di energia elettrica di tutti i Paesi ENTSO-E nel periodo 2010-2020 e nei sottoperiodi 2010-2015 e 2015-2020.

Tabella 11 - Previsioni della domanda elettrica nei Paesi ENTSO-E

	2010 - 2015	2015 - 2020	2010 - 2020
tasso medio annuo di crescita dei consumi % (cagr %)	1,26%	1,65%	1,45%

Fonte: nostre elaborazioni su dati ENSO-E

9. Previsioni della domanda in potenza

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

In **Figura 18** è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo dal 1976 all'estate 2010.

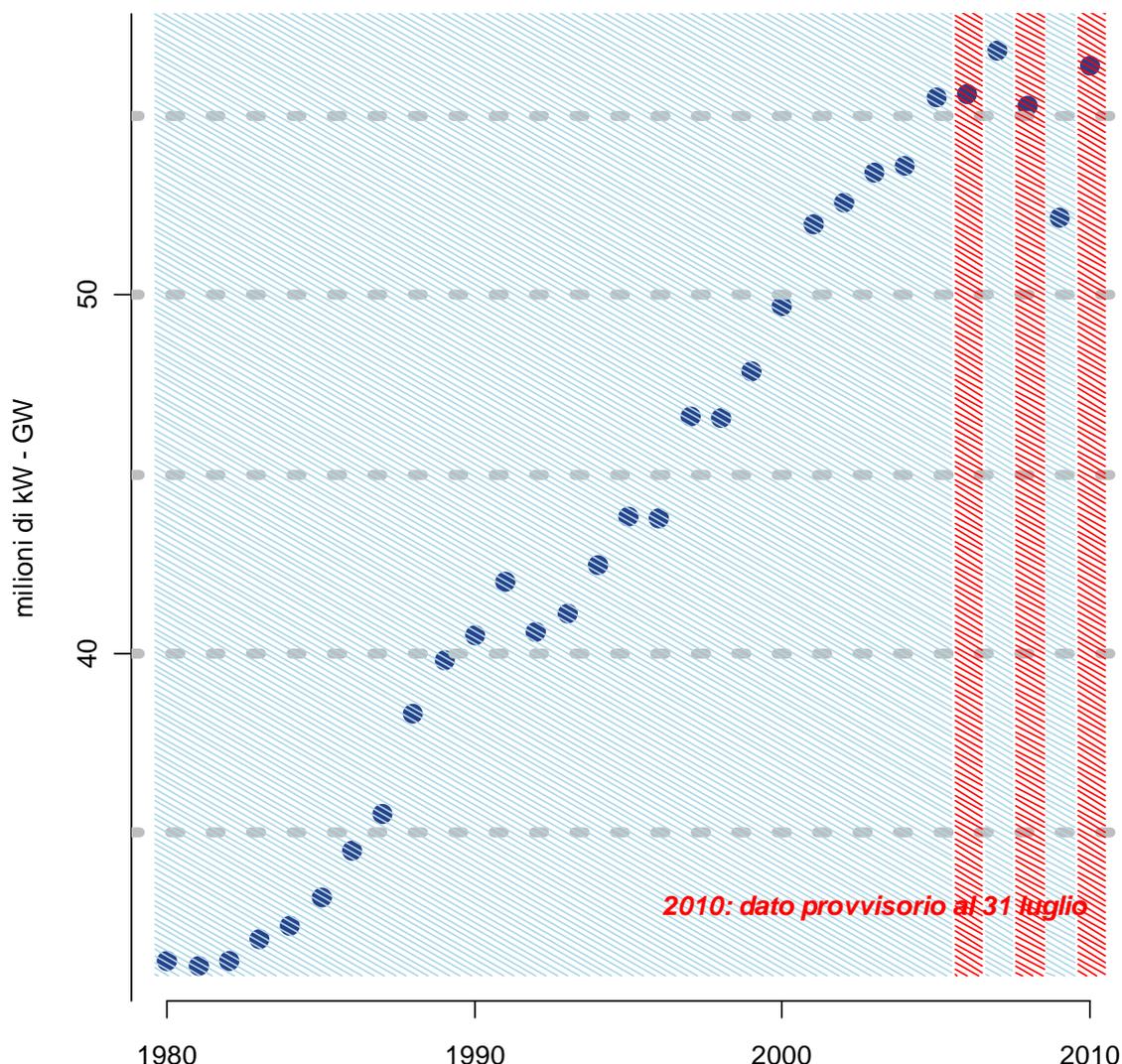
Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è verificata in periodo invernale²². Dal 2006, la punta si è verificata alternativamente, in estate negli anni pari o in inverno negli anni dispari (v. **Figura 18**, ove sono rappresentati in campo azzurro gli anni con punte invernali e in campo rosso gli anni con punte estive), a conferma della teoria che in questi anni la tendenza al superamento della punta estiva rispetto a quella invernale è sicuramente in atto ma non consolidata.

Nel luglio 2010 si è per ora raggiunto provvisoriamente un massimo pari 56.425 MW²³; tale valore di carico massimo riportato in figura, se non superato nei prossimi mesi invernali, costituirà il picco dell'anno.

²² Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

²³ Nel documento di previsione dello scorso anno, il valore di previsione fornito per il 2010, opzione relativa ad estate torrida era pari a 56,3 GW, con uno scostamento di soli 0,1 GW.

Figura 18 - Carico massimo sulla rete Italia – 1990 – 2010 (provvisorio)

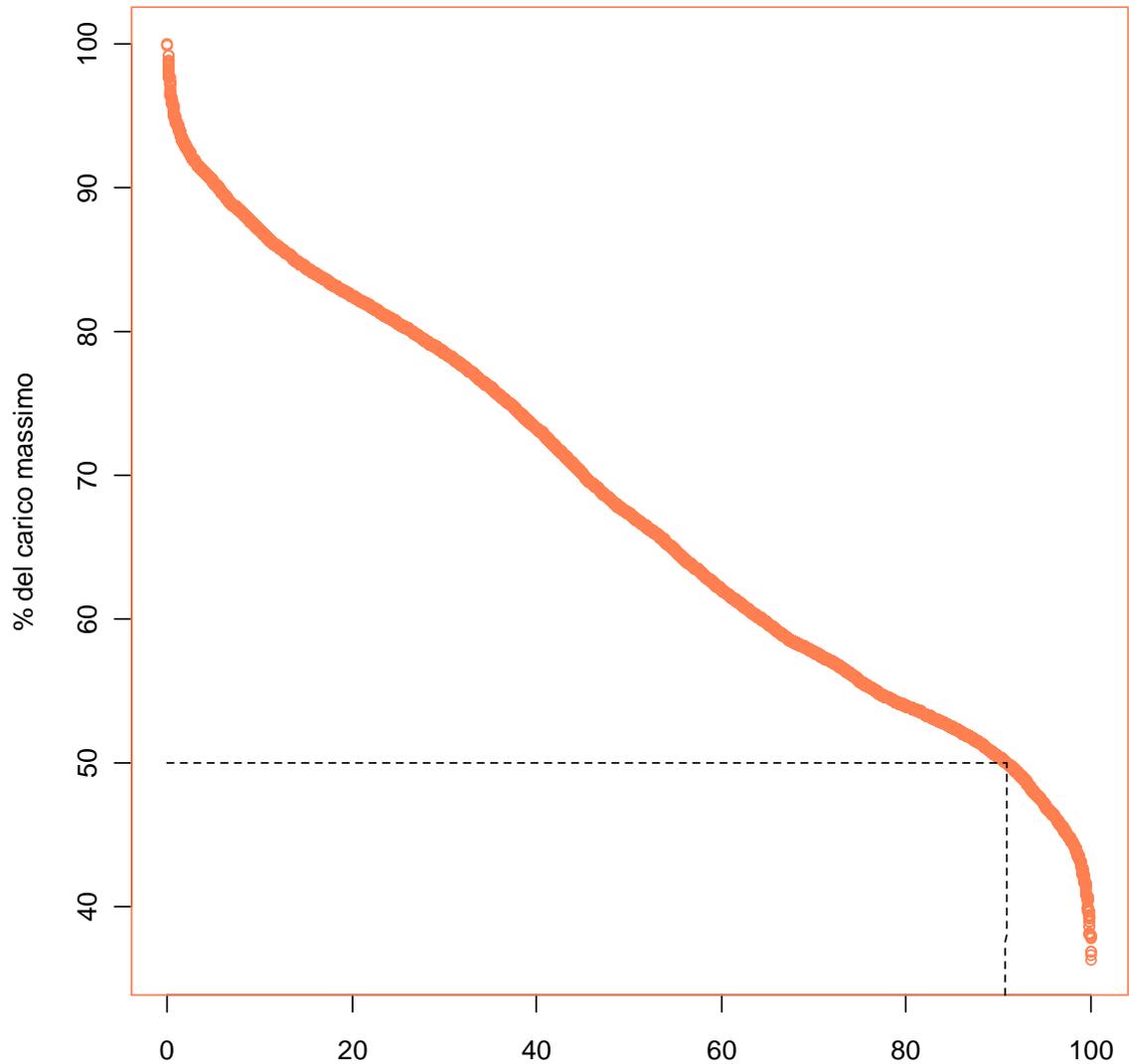


La successiva **Figura 19** mostra la curva monotona di durata del carico 2009 sulla rete italiana, basata sulla rilevazione oraria della potenza richiesta dal carico, espressa in percentuale rispetto al massimo carico annuo, di cui in precedenza. Si osserva che la domanda ha superato il 50% del carico massimo per circa il 91% delle ore dell'anno²⁴.

²⁴ Si tratta di un indicatore sintetico della modulazione del prelievo in potenza. Negli ultimi tre anni:

	il carico è superiore al 50% del carico massimo per una percentuale delle ore dell'anno minore o uguale al
2007	90,0%
2008	90,6%
2009	90,8%

Figura 19 - Curva di durata del carico sulla rete Italia - 2009



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".

9.1. L'evoluzione storica delle ore di utilizzazione

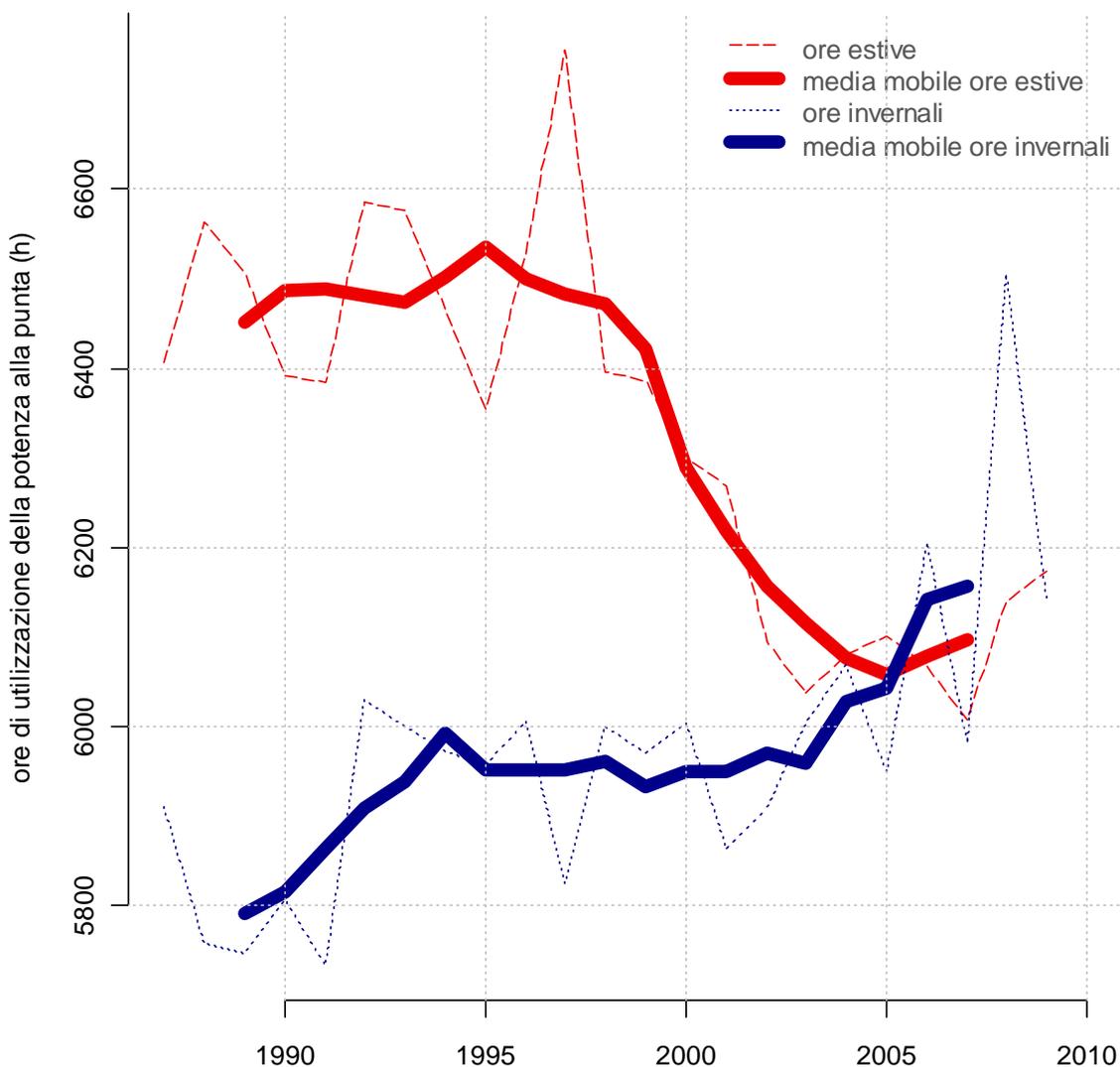
L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (v. **Figura 20**) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un primo massimo nel 1992 pari a circa 6'000 ore/anno (curva *ore invernali* a tratto sottile). A partire dal 1992 e fino al 2004, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile, a tratto più marcato) sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.000 ore/anno. Dal 2004 si sono avuti ripetuti nuovi picchi delle ore di utilizzazione della potenza invernale - l'ultimo dei quali nel 2008 con 6.505 ore - che hanno comportato lo spostamento della media mobile su valori decisamente superiori alle 6.000 ore/anno.

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

La rappresentazione nella figura delle medie mobili estive e invernali (curve continue a tratto grosso) consente di enfatizzare il fenomeno, rendendo evidenti le tendenze di fondo. Nella **Figura 20** sono pertanto riportate medie mobili

centrate a cinque termini delle ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale²⁵. Proprio osservando le medie mobili, si coglie il segnale dell'andamento di tipo asintotico che si manifesta negli ultimi due-tre anni ma che comunque vede prevalere, sia pure in misura ridotta, la media mobile delle **ore estive quale indicatore più gravoso** per il sistema elettrico.

Figura 20 - Ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva e invernale



²⁵ 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.

9.2. Metodologia di previsione

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

Occorre poi tenere conto in maniera cautelativa della variabilità delle ore di utilizzazione per ottenere la previsione prudenziale (cui corrispondono valori di potenza alla punta più elevati) detta convenzionalmente “inverno rigido” ed “estate torrida”. Si osserva che la variabilità del dato storico della punta nel periodo estivo è maggiore di quella della punta invernale²⁶.

9.3. 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 2020 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5’540 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 estiva del luglio 2010 (v. **Tabella 12**). Nella stessa tabella è riportata anche l’ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza, valutata in 70 GW, che è invece correlata all’ipotesi di inverno medio. Per l’anno 2016 le ipotesi di estate torrida ed inverno medio conducono ad una coppia di valori, rispettivamente 66 e 64 GW. Nella tabella si è ritenuto utile riportare, oltre al valore di consuntivo della potenza alla punta 2009, anche quello della elevata punta estiva del 2010, ancorché ovviamente non definitivo.

²⁶ 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 12 - Previsione della domanda in potenza: scenario di riferimento

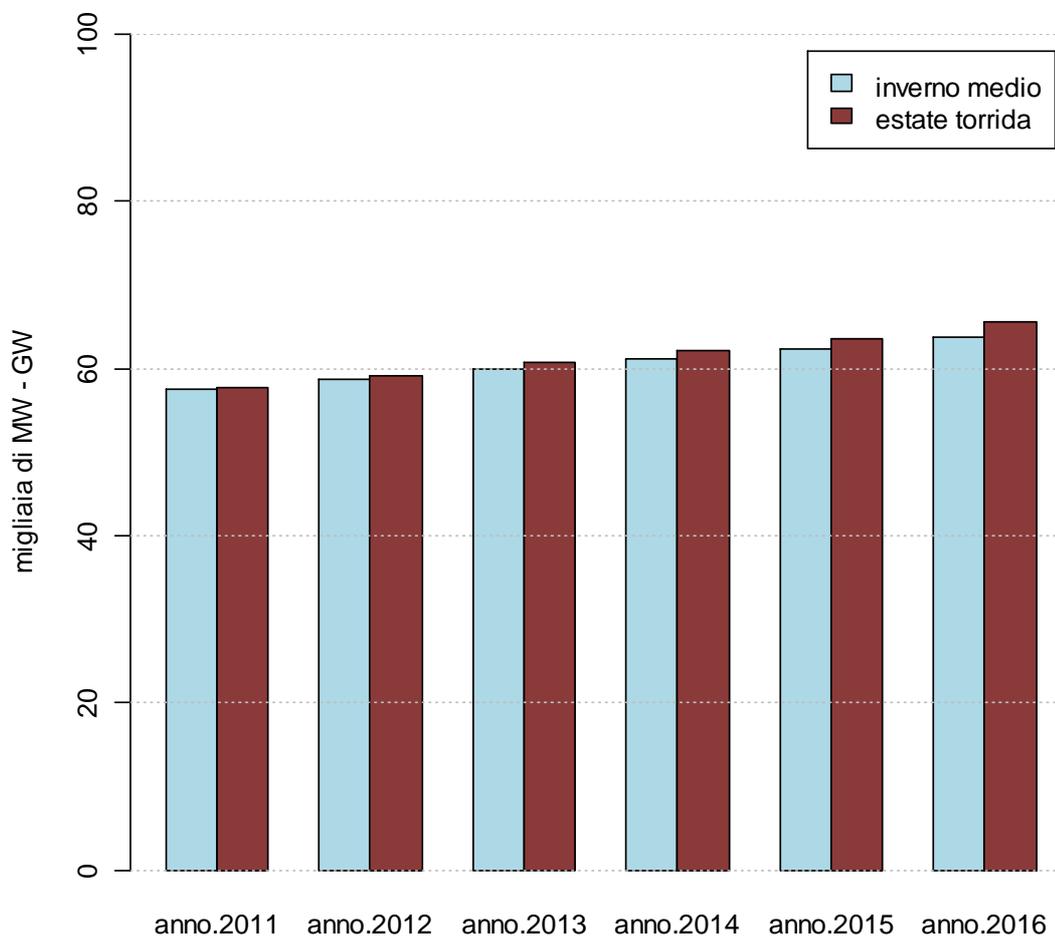
Anno	Carico
2009	51.873 MW
2010 provvisorio estate (*)	56.425 MW
2016 ipotesi bassa/alta	64/66 GW
2020 ipotesi bassa/alta	70/74 GW

(*) Dato riferito al 26 luglio 2010

Nelle due ipotesi considerate - inverno medio ed estate torrida, relative allo scenario di sviluppo considerato - si riporta infine (v. **Figura 21** e **Tabella 13**), al fine di soddisfare la richiesta di un dettaglio informativo su base annua - "a valere per un periodo non inferiore ai sei anni successivi"²⁷ - la previsione della domanda in potenza alla punta per ciascun anno nel periodo dal 2011 al 2016.

²⁷ Delibera 48/04, articolo 53, comma 4.

Figura 21 - Previsione della domanda in potenza 2011 - 2016 (GW)



Si ricorda che in **Figura 21** i due istogrammi rappresentati fanno riferimento allo scenario di sviluppo, declinato nelle due particolari configurazioni “climatiche” convenzionali estreme: l’inverno medio e l’estate torrida.

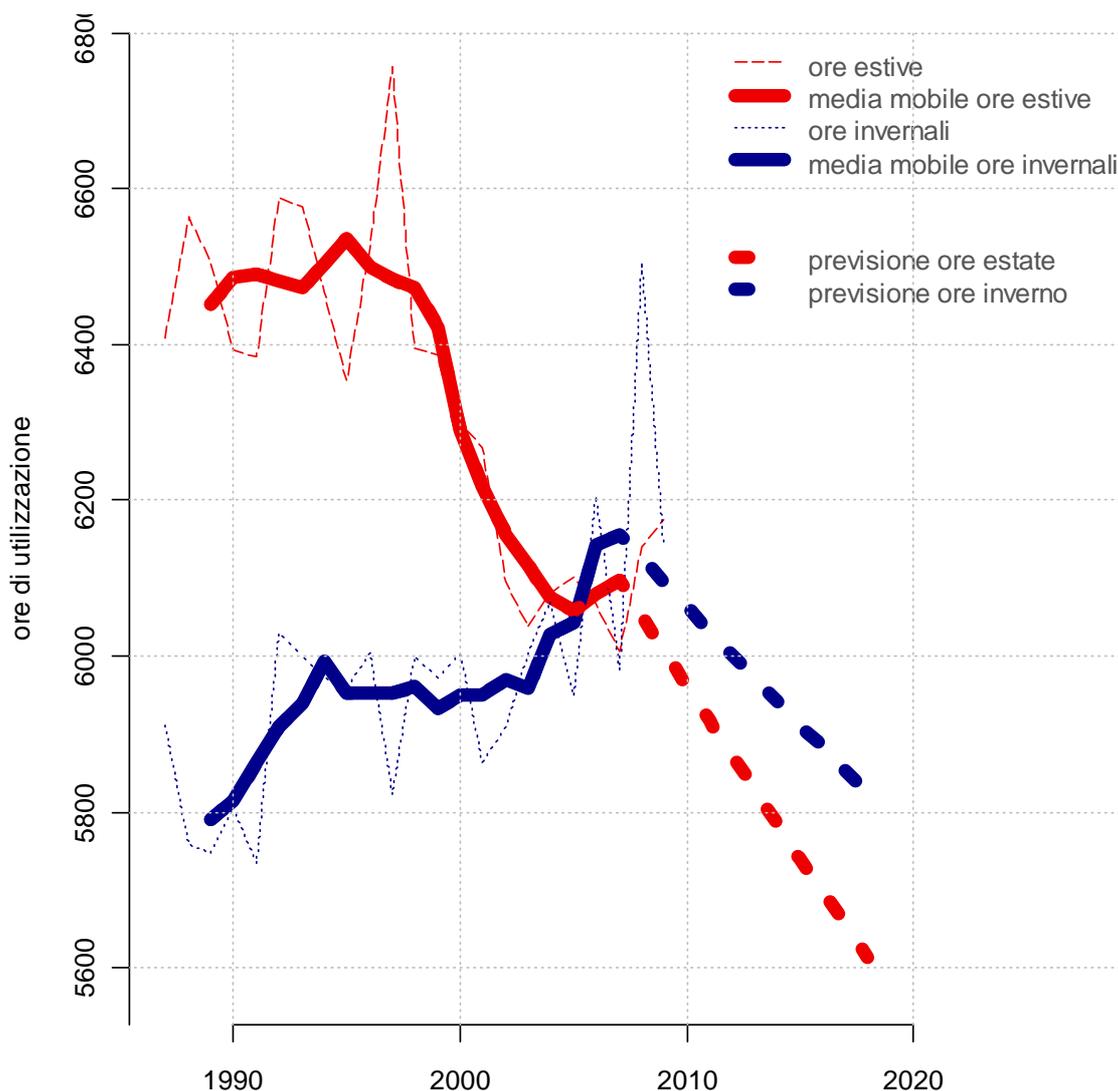
Tabella 13 - Previsione della domanda in potenza 2011- 2016

	inverno medio	estate torrida
	migliaia di MW (GW)	
2011	57,6	57,8
2012	58,7	59,2
2013	59,9	60,7
2014	61,1	62,1
2015	62,3	63,7
2016	63,9	65,6

I grafici delle seguenti **Figura 22** e **Figura 23** riassumono quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare in **Figura 22** 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 relativi alle situazioni più gravose (potenza più elevata/ore di utilizzazione più basse) necessarie alla previsione del carico massimo. Ciò in considerazione della variabilità delle ore di utilizzazione della punta osservata storicamente. Se si raffronta peraltro il grafico di **Figura 22** nella presente edizione con l'omologo grafico a suo tempo pubblicato nella edizione dello scorso anno, si osserva inoltre che il profilo delle ore di utilizzazione risente, accentuando la pendenza, dell'aumentata variabilità delle ore di utilizzazione della punta osservata negli anni più recenti

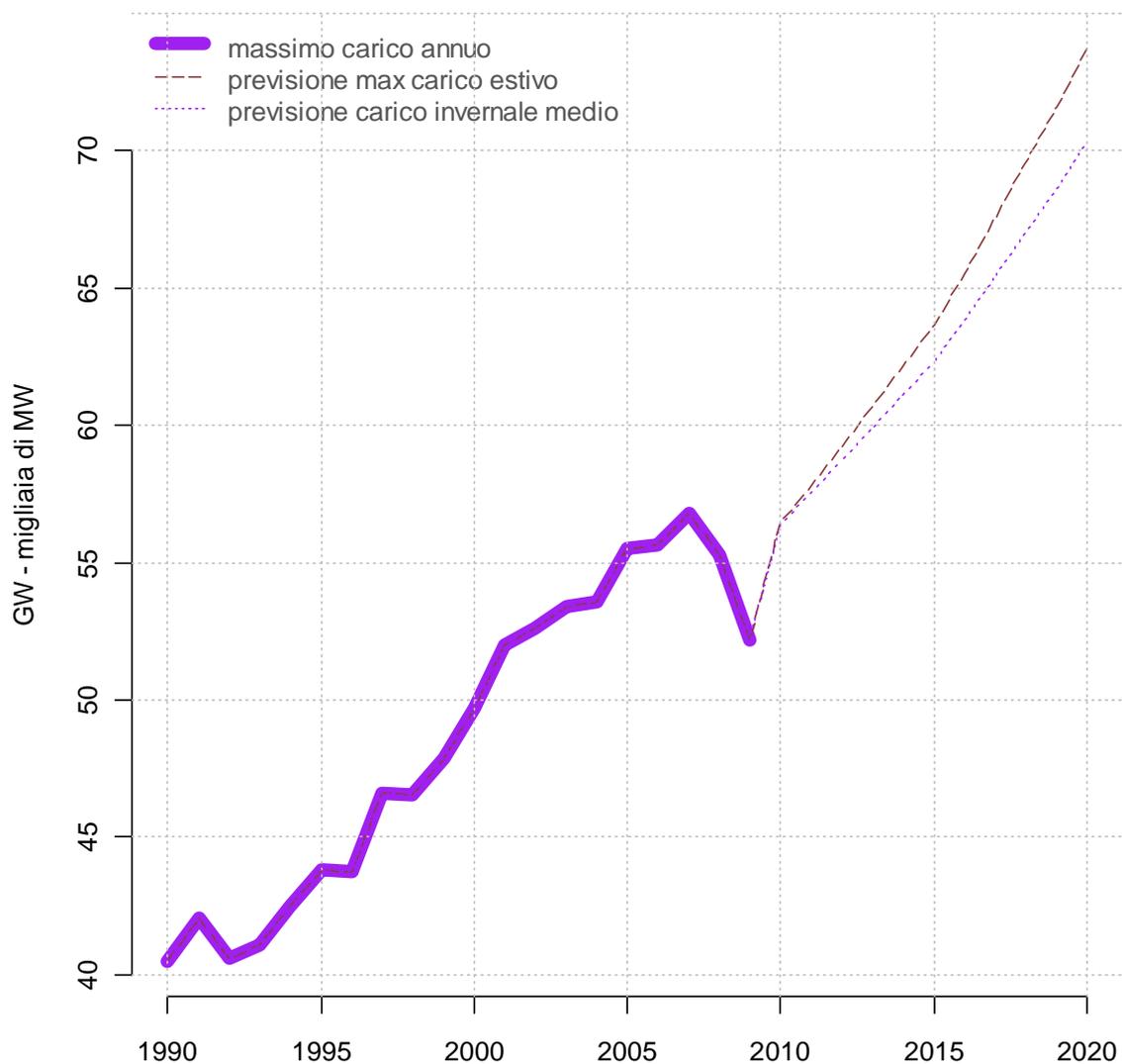
Figura 22 - Consumitivi e previsioni delle ore di utilizzazione della potenza



Coerentemente con i dati delle ore di utilizzazione del carico massimo di cui in figura precedente sono ricavati e riportati in **Figura 23** i valori che si riferiscono 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 carico²⁸.

²⁸ Nella figura si è riportato per precisione a tratto sottile (dato in previsione) anche il dato 2010. Tuttavia, considerato a tutti gli effetti come definitivo per l'anno in corso, non è un dato binomio come per tutti gli altri anni in previsione.

Figura 23 - Carico massimo annuo a consuntivo ed in previsione

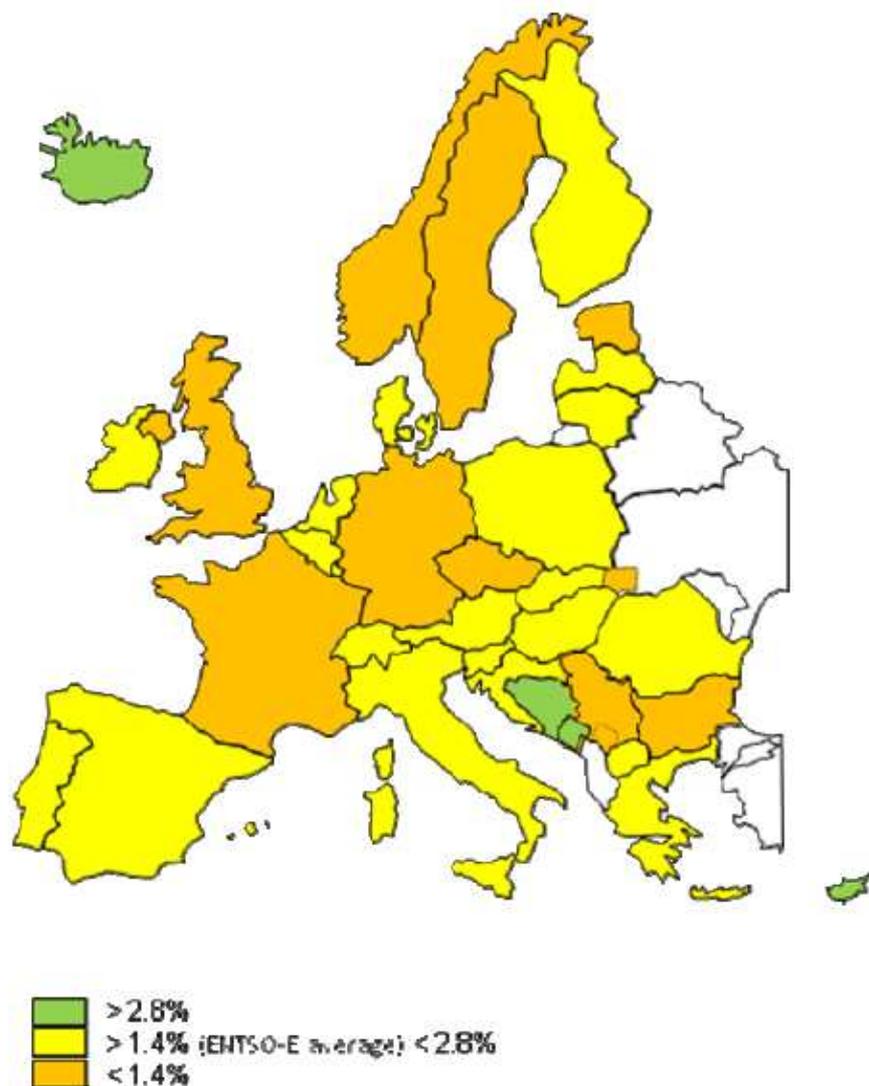


10. Le previsioni del carico nei Paesi ENTSO-E

Nel presente paragrafo, si presenta il quadro delle previsioni del carico nei Paesi europei, ricavato – in analogia a quanto fatto nel § 8 e con le medesime avvertenze di cui in precedenza - dal rapporto ENTSO-E “System Adequacy Forecast 2010-2025”, pubblicato il 1° gennaio 2010.

Nella **Figura 24** sono mostrati i tassi medi annui di crescita (CAGR) del carico nel periodo 2010 – 2020. I tassi più elevati sono previsti a Cipro (+4,7% per anno), Montenegro (+4,3% p.a.), Islanda (+3,4% p.a.) e Bosnia-Erzegovina (circa +3,2% p.a.)

Figura 24 - Crescita del carico nei Paesi ENTSO-E. 2010-2020



Nella **Tabella 14** è riportato il tasso di crescita medio del carico di tutti i Paesi ENTSO-E, nel periodo 2010 – 2020 e nei sottoperiodi 2010 – 2015 e 2015 – 2020.

Tabella 14 - Previsione del carico massimo nei Paesi ENTSO-E

			2010 - 2020
	2010 - 2015	2015 - 2020	
tasso medio annuo di crescita dei carichi % (cagr %)	1,49%	1,66%	1,57%
<i>Fonte: nostre elaborazioni su dati ENTSO-E</i>			

11. 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 pubblichi anche, per lo stesso periodo, una valutazione della capacità di produzione complessivamente necessaria alla copertura della domanda prevista, a garanzia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico e degli approvvigionamenti (cfr. Articolo 53, comma 5).

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

I sistemi elettrici sono infatti soggetti a guasti e più in generale ad alee (sul carico, dovute a fattori economici e climatici, e sul sistema di produzione²⁹ e trasmissione, per indisponibilità delle unità e degli elementi di rete): se ipoteticamente non esistessero alee il sistema sarebbe sempre perfettamente funzionante, a condizione di essere sufficientemente dimensionato.

Nella realtà i guasti sono inevitabili e bisognerebbe investire all’infinito per sopprimerli del tutto, poiché l’investimento marginale per ottenere una riduzione assegnata dei guasti cresce man mano che il livello dei guasti diminuisce. Occorre dunque mediare tra economia e affidabilità, accettando i guasti del

²⁹ In particolare le alee sulla produzione idroelettrica giocano un ruolo determinante.

sistema elettrico fino a che gli inconvenienti che ne risultano restino a un livello accettabile per i consumatori.

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

Le analisi svolte hanno permesso di stimare gli indici di affidabilità relativi a *Lack Of Power (LOP)* ed evidenziare il margine di riserva di sistema opportuno. In particolare sono stati calcolati indici di rischio³⁰ quali il *LOLE (Loss Of Load Expectation)* e il *LOLP (Loss Of Load Probability)*, nonché l'*EENS (Expected Energy Not Supply)*; in aggiunta è stata valutata la *Riserva di planning*³¹ necessaria per far fronte alla punta di carico.

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

Per contenere il valore di energia annua non fornita e garantire l'adeguata affidabilità del sistema italiano ($LOLP < 1\%$ e $LOP < 1 \cdot 10^{-5}$ p.u.), è stato necessario considerare nuova capacità di generazione oltre quella esistente e

³⁰ Normalmente utilizzati anche in ambito inter nazionale

³¹ Per riserva di planning si intende il margine di potenza necessario per far fronte alla punta con la affidabilità richiesta, al netto della potenza installata statisticamente comunque non disponibile alla punta (es. per accordi locali, arresti di lunga durata, indisponibilità per motivi di carattere idrologico, c.li eoliche, ...).

in costruzione, o autorizzata. In particolare per portare gli indici di rischio all'interno dei limiti imposti, è stato necessario ipotizzare la realizzazione di nuovi impianti di generazione fino a prevedere la necessità di una potenza media disponibile alla punta annuale pari a circa 89 GW all'anno 2020, con una riserva media di planning pari a circa il 22%³².

Intorno a questo risultato è stata anche effettuata una "sensitivity analysis" al fine di verificare la "stabilità" del dato in funzione dei possibili scenari di sviluppo della generazione che potranno verificarsi al 2020. In particolare è stato valutato il fabbisogno di potenza media disponibile alla punta annuale considerando sia l'ingresso nel sistema di produzione di nuovi impianti nucleari, sia la realizzazione di ulteriori impianti eolici e fotovoltaici ipotizzando per questi ultimi un trend di crescita in linea con le aspettative e con le tendenze in atto.

La "sensitivity analysis" ha evidenziato che:

- anche considerando la realizzazione delle c.li nucleari ad oggi ipotizzabili all'anno 2020, sarebbe garantita l'affidabilità del sistema con una riserva di planning invariata rispetto al caso base (che considerava nuova capacità di generazione di tipo convenzionale): gli indici di rischio LOLP, LOP e LOLE crescono leggermente (per i diversi periodi di manutenzione da considerare), restando comunque entro i limiti, e la potenza media disponibile alla punta annuale necessaria non varia;
- con una maggiore presenza di eolico e fotovoltaico, il sistema non è in grado di coprire il carico con il medesimo grado di affidabilità del caso di riferimento; per riportare il sistema sugli stessi livelli di affidabilità occorre ipotizzare l'inserimento a sistema di un ulteriore gruppo in ciclo combinato, con una potenza media disponibile alla punta annuale di circa 90 GW ed una riserva media di planning del 23%. Il modesto scostamento rispetto al caso di riferimento è maggiormente comprensibile se si pensa che "convenzionalmente" il contributo delle

³² Per potenza media disponibile alla punta annuale si intende la potenza delle centrali in grado di far fronte alle punte, tenuto conto del margine di potenza necessario, inclusa quindi la riserva di planning, ma al netto della potenza installata statisticamente comunque non disponibile.

c.li eoliche alla punta (e quindi alla riserva di planning e alla potenza media disponibile alla punta) è stimato pari a circa il 25% della potenza installata.

In definitiva si ritiene opportuno prevedere un **fabbisogno di potenza al 2020 di 90 GW**, in termini di potenza media disponibile alla punta annuale.

Considerando l'anno 2016, con considerazioni analoghe a quelle del lungo periodo si può stimare, sempre per il sistema di produzione, la necessità di una **potenza media disponibile alla punta annuale di circa 80 GW**.

In sintesi, la stima della disponibilità di **potenza media disponibile alla punta annuale** necessaria per far fronte alla domanda nei prossimi sei anni, dal 2011 al 2016, ed all'anno obiettivo 2020 è riportata nella **Tabella 15**.

Tabella 15- Fabbisogno Italia in potenza 2011 – 2020

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020
ITALIA (GW)	71	72	74	76	78	80	90

12. Conclusioni

In **Tabella 16** è infine riepilogato il processo di previsione della domanda elettrica, con l'evidenza del flusso informativo principale e delle cifre più significative emerse nel presente lavoro.

Tabella 16 - Quadro riepilogativo al 2020 del processo di previsione

previsione della domanda di energia elettrica	scenario di sviluppo		scenario di base
	410 TWh		370 TWh
previsione della domanda di potenza alla punta	inverno medio	estate torrida	
	70 GW	74 GW	
previsione del fabbisogno di generazione disponibile alla punta			
	90 GW		

Nel 2020 la domanda di energia elettrica in Italia raggiungerà i 410 miliardi di kWh nello scenario di sviluppo mentre lo scenario di base, ad intensità elettrica contenuta, è stato valutato in 370 miliardi di kWh.

Sulla base dello scenario di sviluppo, sono costruite le due ipotesi di previsione per lo stesso anno obiettivo della domanda di potenza alla punta, compresa tra i valori di 74 GW nella condizione di estate torrida che rappresenta la punta massima, e di 70 GW nella condizione di inverno medio.

Con riferimento alla punta massima, è infine individuato in 90 GW il valore di dimensionamento ottimo del parco di generazione disponibile alla punta, sulla base delle definizioni di cui ai precedenti paragrafi.

13. Bibliografia

- Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009 – a cura di TERNA <http://www.terna.it>
- Ministero dello sviluppo economico - Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 20 giugno 2009) – Roma, 30 giugno 2010
- Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario. Anni 2009 2019. (ottobre 2009) – a cura Terna www.terna.it.
- Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2009 – a cura TERNA
- Ministero dello sviluppo economico – Dipartimento per l'Energia – Statistiche ed analisi energetiche e minerarie - Bilanci Energetici Nazionali – anni vari
- EU Commission – Directorate General for Energy – EU Energy trends to 2030 – Update 2010 – Brussels 2010
- Direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006. Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea 4/2/2006.
- ETSO – Generation adequacy – An assessment of the interconnected European power systems 2008-2015 – Update to year 2007
- ISTAT – Nuova serie Contabilità nazionale, 13-8- 2010
- PROMETEIA – Banche dati e modelli regionali- Bologna, luglio 2010
- 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 2010, 2011 e 2012 - a cura di AU, Acquirente Unico – Roma, 30 novembre 2009
- EEA – Towards a resource-efficient transport system – TERM 2009 – Copenhagen 2010
- Unione Petrolifera – Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2010 – 2025 – Intervento dott.ssa Rita Pistacchio – Contributo alla Strategia Energetica Nazionale SEN – Roma, 23 giugno 2010 www.unionepetrolifera.it
- ENEA – Rapporto Energia e Ambiente 2008 – Analisi e scenari – Draft - Roma, luglio 2009
- UCTE – Operational Handbook- (20.7.2004) <http://www.ucte.org>
- Towards a low carbon future: European Strategic Energy Technology Plan 22.11.2007 – <http://europa.eu>
- Intensità elettrica dal 1975 al 2007. Esercizio di previsione al 2018 – a cura Terna – Statistiche - Roma, marzo 2009
- R Development Core Team (2010). 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>.
- US Energy Information Administration EIA – International Energy Outlook 2010 – Washington DC, July 2010
- IEA International Energy Agency – World Energy Outlook 2009 – Paris, 2009
- Per la banca dati sulle temperature medie mensili: <http://statistiche/temperature> (sito riservato)
- Ministero dell'Economia e delle Finanze - Relazione Unificata sull'Economia e la Finanza Pubblica per il 2010 – Maggio 2010 – <http://www.mef.gov.it>
- Commissione Europea – European Economic Forecasts – Spring 2010, <http://ec.europa.eu/>
- OECD Organisation for Economic Co-operation and Development – Economic Outlook No. 87 – May 2010, <http://www.oecd.org/>
- Centro Studi Confindustria – Scenari Economici – Giugno 2010; SIPI- Roma
- CER Centro Europa Ricerche – Rapporto n.2 – Luglio 2010, <http://www.centroeuroparicerche.it>
- FMI Fondo Monetario Internazionale – World Economic Outlook Update – Luglio 2010, <http://www.imf.org/>
- ref. Ricerche per l'economia e la finanza – Congiuntura ref. Previsioni – Luglio 2010, <http://www.ref-online.it/>
- CER, Prometeia, ref. – Rapporto di consenso elaborato per il Cnel – Luglio 2010, <http://www.centroeuroparicerche.it>
- Prometeia – Rapporto di previsione – Luglio 2010, <http://www.prometeia.it>
- Rossetti Valdalbero, D. – Scenari globali ed obiettivi europei – EU Commission DG Ricerca – Seminario per Contributo alla Strategia Energetica Nazionale SEN – Roma, 23 giugno 2010

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

Kempton, W. Tomic, J. – *Vehicle-to-grid power implementation: from stabilizing the grid to supporting large-scale renewable Energy* – *Journal of Power Science* 144 (2005)

Kempton, W. Tomic, J. – *Using fleet of electric-drive vehicles for grid support* - - *Journal to Power Science* 168 (2007)

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

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

G. Mauri – *Auto elettrica e reti intelligenti* – in *L’Energia elettrica* – Gennaio-Febbraio 2010

Murphy, D. et Al. – *Plugging in* – *Public Utilities Fortnightly* – June 2010

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

Forbes, A. – *An outlook of “unprecedented uncertainty”*- in *European Energy Review* – 21/9/2010

While the world burns – M. Tomasky – *The Guardian*, 23/7/2010

.

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

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

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

Titolo	Ten-year Network Development Plan 2010-2020	ENTSO-E Report System Adequacy Forecast 2010-2025
Autore e anno pubblicazione	Entso-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) - Giugno 2010	Entso-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) - 2010
Riferimenti	https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf	https://www.entsoe.eu/index.php?id=228&no_cache=1&sword_list[]=forecast
Descrizione	Lo sviluppo della rete a livello pan-europeo deve tener conto della nuova regolamentazione comunitaria e dei collegati Piani d'Azione Nazionali. Non essendo allora disponibili i PAN, il TYNDP fa riferimento al Rapporto Entso-e SAF. Si considera un periodo di dieci anni: 2010-2020.	Preparato su dati forniti dai TSO/corrispondenti nazionali a fine settembre 2009. Contiene l'analisi dell'adeguatezza del parco di generazione 2010-2025. Ambito ENTSO-E, regionale e nazionale.
Contenuto	Informazioni sui progetti di investimento di rilevanza europea; previsioni sul sistema di generazione; scenari per domanda di potenza. Tutto ciò a seguito della consultazione degli stakeholder.	Lo Scenario A considera gli impianti che sicuramente verranno realizzati nel periodo e quelli dismessi. Lo Scenario B considera anche gli impianti che ragionevolmente verranno realizzati. Nelle previsioni di carico e di consumo, molti TSO considerano l'influenza del GDP.
Risultati	Si ottiene uno scenario di tipo "bottom-up".	Scenario A - Conservativo e B - Migliore stima.

Titolo	Roadmap 2050 - Practical guide to a prosperous, low-carbon Europe	Energy [R]evolution 2010 - A sustainable global energy outlook
Autore e anno pubblicazione	European Climate Foundation (ECF). The Roadmap is based on extensive technical, economic and policy analyses conducted by five leading consultancies: Imperial College London, KEMA, McKinsey & Company, Oxford Economics, and the Office of Metropolitan Architecture, in addition to the involvement of utilities, transmission operators and NGOs (Terna appare tra i soggetti consultati per il primo volume).	Greenpeace, EREC (European Renewable Energy Council). Giugno 2010. Created on 13 April 2000, EREC is the organisation of the European renewable energy industry, trade and research associations. EREC represents an industry with an annual turnover of EUR 70 billion and providing over 550.000 jobs. The report was developed in conjunction with specialists from the Institute of Technical Thermodynamics at the German Aerospace Centre (DLR), the Dutch Institute Ecofys and more than 40 scientists and engineers from
Riferimenti	http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf	http://www.greenpeace.org/international/en/publications/reports/Energy-Revolution-A-Sustainable-World-Energy-Outlook/
Descrizione	It is a project in support of the climate and energy goals set by the EU's Heads of State and Government of reducing Europe's GHG emissions by 80-95% by 2050. I prezzi della CO2 si rifanno a quelli IEA-WEO 2009 (Vedi Appendice F). C'è un capitolo dedicato alla Trasmissione.2010-2050. EU27. Sebbene non compaiano i relativi dati, nell'articolazione regionale mostrata nell'Appendice A l'Italia viene considerata insieme a Malta.	Il Rapporto vuole dimostrare la possibilità di una forte riduzione dell'uso dei combustibili fossili, mantenendo la sicurezza energetica e nel contempo riducendo le emissioni di CO2, aumentando l'occupazione ed accrescendo la disponibilità di energia per le popolazioni ora deprivate. Il nucleare non cresce, ma va ad esaurimento. Ciò richiederà un profondo cambiamento nel modo in cui l'energia è prodotta, distribuita e consumata. Si considera il periodo 2010-2050. L'analisi considera macro-regioni e mondo.
Contenuto	The Roadmap examines several decarbonization scenarios for the power sector and, based on a back-casting methodology, sets out the near-term implications of this long-term commitment.	Three different kinds of scenarios are used here: a Reference scenario, reflecting a continuation of current trends and policies, and two Energy [R]evolution scenarios, which are designed to achieve a set of dedicated environmental policy targets. I tre scenari hanno in comune le ipotesi su popolazione e crescita economica (sono quelle IEA- WEO 2009), mentre differiscono riguardo all'intensità energetica.
Risultati	Scenario Baseline e tre "Decarbonized pathways scenarios".	Reference Scenario: l'intensità energetica globale si riduce circa dell'1,25% medio annuo (-56% tra 2007 e 2050). Energy [R]evolution Scenario: tra 2007 e 2050 riduzione del 73% per intensità energetica e del 50% rispetto al '90 delle emissioni legate al settore energetico. Advanced Energy [R]evolution Scenario - ulteriori misure di efficienza nel settore dei trasporti e riduzione di emissioni è dell' 80%.

Titolo	EU27 - Energy [R]evolution Scenario 2010
Autore e anno pubblicazione	Greenpeace, EREC (European Renewable Energy Council). Giugno 2010. Created on 13 April 2000, EREC is the organisation of the European renewable energy industry, trade and research associations. EREC represents an industry with an annual turnover of EUR 70 billion and providing over 550.000 jobs. The report was developed in conjunction with specialists from the Institute of Technical Thermodynamics at the German Aerospace Centre (DLR), the Dutch Institute Ecofys and more than 40 scientists and engineers from universities, institutes and the renewable energy industry around the world.
Riferimenti	http://www.energyblueprint.info/1233.0.html
Descrizione	E' uno studio dedicato all'Unione Europea. These scenarios by no means claim to predict the future; they simply describe three potential development pathways out of the broad range of possible 'futures'. The Energy [R]evolution scenarios are designed to indicate the efforts and actions required to achieve their ambitious objectives and to illustrate the options we have at hand to change our energy supply system into one that is sustainable.
Contenuto	Three different kinds of scenarios are used here to characterise the wide range of possible pathways for a future energy supply system: a Reference scenario, reflecting a continuation of current trends and policies, and two Energy [R]evolution scenarios, which are designed to achieve a set of dedicated environmental policy targets. I tre scenari hanno in comune le ipotesi su popolazione e crescita economica (sono quelle IEA- WEO 2009), mentre differiscono riguardo all'intensità energetica.
Risultati	Under the Reference scenario, total primary energy demand in EU 27 increases by 3% from the current 73,880 PJ/a to 75,920 PJ/a in 2050. The energy demand in 2050 under the basic Energy [R]evolution scenario decreases by 39%, and 38% in the advanced case, compared to current consumption. Under the advanced Energy [R]evolution scenario, electricity demand in the industrial, residential and service sectors are expected to decrease after 2015. Efficiency measures in industry and other sectors avoid the generation of about 1,335 TWh/a (1,410 TWh/a in the Energy [R]evolution scenario) compared to the Reference scenario.