

**RELAZIONE IN ESITO ALL'ISTRUTTORIA CONOSCITIVA  
SULL'EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI CONNESSIONE ALLA RETE  
DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA  
PARTE DEI GESTORI DI RETE**

**1. Premessa**

A seguito dei numerosi esposti e segnalazioni pervenuti all'Autorità da parte di operatori e di associazioni di categoria che evidenziano presunte criticità nello svolgimento dell'iter di connessione in alcune aree, con particolare riferimento alle connessioni in bassa e media tensione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, con la deliberazione VIS 42/11, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva in ambito nazionale in relazione all'erogazione del servizio di connessione alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica da parte dei gestori di rete, relativamente ai seguenti provvedimenti:

- deliberazione n. 281/05, nel caso di richieste di connessione alla rete di media, alta e altissima tensione presentate fino al 31 dicembre 2008;
- deliberazione n. 89/07, nel caso di richieste di connessione alla rete di bassa tensione presentate fino al 31 dicembre 2008;
- Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 (TICA) e Allegato B alla deliberazione ARG/elt 125/10, nel caso di richieste di connessione alla rete presentate dall'1 gennaio 2009 e fino al 31 dicembre 2010, indipendentemente dal livello di tensione a cui sarà erogato il servizio;
- Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 come modificato dalla deliberazione ARG/elt 125/10 (TICA modificato), nel caso di richieste di connessione alla rete presentate a decorrere dall'1 gennaio 2011 e fino al 30 aprile 2011, indipendentemente dal livello di tensione a cui sarà erogato il servizio.

Obiettivo dell'istruttoria conoscitiva è approfondire, in via generale e ulteriore rispetto a quanto disposto dall'articolo 38 del TICA modificato<sup>1</sup>, la situazione relativa alle connessioni alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento agli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Ai fini dell'approfondimento di cui sopra l'Autorità ha previsto che venissero acquisite informazioni e dati utili anche alla predisposizione di eventuali successivi interventi di competenza dell'Autorità. Tutte le informazioni richieste sono riferite allo stato delle connessioni al 30 aprile 2011.

Già con il documento per la consultazione DCO 37/11 (di seguito: DCO 37/11)<sup>2</sup>, al quale si rimanda, l'Autorità ha evidenziato che ad oggi, in Italia, a fronte di quasi 250.000 preventivi di connessione alle reti di distribuzione e trasmissione accettati per 196 GW di potenza, solo 42 GW sono relativi ad impianti già connessi. Dei restanti 154 GW, ben 140 GW (attribuiti a 22.000 preventivi) sono relativi ad impianti che non hanno ancora ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione ed esercizio, ma che comunque continuano ad impegnare capacità sulle reti, generando il problema della saturazione virtuale. In più, si nota che sono ancora validi più di 1.000 preventivi, per più di 50 GW, accettati prima del 2009, relativi ad impianti che non hanno ancora ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione ed esercizio ma che comunque occupano capacità sulle reti da almeno 3 anni.

---

<sup>1</sup> L'articolo 38 del TICA modificato ha previsto obblighi informativi in capo ai gestori di rete al fine di monitorare, seppur a livello generale, l'applicazione delle disposizioni dell'Autorità in materia di connessioni, nonché la presenza di preventivi accettati a cui non sta facendo seguito l'effettiva realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica.

<sup>2</sup> Con il DCO 37/11, l'Autorità, ha proposto la revisione dei meccanismi finalizzati a migliorare l'accesso e l'utilizzo delle reti elettriche di trasmissione e distribuzione, evitando il proliferare del fenomeno della saturazione virtuale delle reti attraverso meccanismi che responsabilizzino il richiedente la connessione.

## 2. Informazioni richieste

Al fine di raccogliere gli elementi necessari per valutare le modalità di erogazione del servizio di connessione degli impianti di produzione, l'Autorità, nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva, ha richiesto informazioni ai gestori di rete con più di 100.000 clienti e alle principali associazioni dei produttori di energia elettrica (in particolare da fonti rinnovabili). Qualora necessario, l'istruttoria potrebbe riguardare successivamente anche i gestori di rete con meno di 100.000 clienti.

### 2.1 Informazioni richieste ai gestori di rete con più di 100.000 clienti

Sono state richieste ai gestori di rete le informazioni elencate nel seguito, differenziate tra richieste di nuova connessione e richieste di modifica della connessione esistente.

1. Con riferimento alle richieste di connessione presentate ai sensi della deliberazione n. 281/05:
  - a) il numero totale di richieste di Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) pervenute;
  - b) il numero totale di STMG rilasciate;
  - c) il tempo medio di definizione della STMG, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
  - d) il numero di STMG che sono state definite in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
  - e) il numero totale di STMG accettate;
  - f) il numero totale di richieste di Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD) pervenute;
  - g) il numero totale di STMD rilasciate;
  - h) il tempo medio di definizione della STMD, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
  - i) il numero di STMD che sono state definite in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
  - j) il numero totale di STMD accettate;
  - k) il tempo medio di realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
  - l) il numero di connessioni già realizzate alla data del 30 aprile 2011;
  - m) il numero di connessioni non ancora ultimate alla data del 30 aprile 2011;
  - n) il numero di connessioni che sono state realizzate in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
  - o) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per i ritardi di cui alla precedente lettera n), in termini di numero e di entità.
  - p) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per i ritardi di cui alla precedente lettera n), in termini di numero e di entità.
  
2. Con riferimento alle richieste di connessione presentate ai sensi della deliberazione n. 89/07:
  - a) il numero totale di richieste di preventivo pervenute;
  - b) il numero totale di preventivi rilasciati;
  - c) il tempo medio di definizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
  - d) il numero di preventivi che sono stati definiti in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
  - e) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per ritardi di cui alla precedente lettera d), in termini di numero e di entità;
  - f) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per ritardi di cui alla precedente lettera d), in termini di numero e di entità;
  - g) il numero totale di preventivi accettati;
  - h) il numero di preventivi accettati che ricadono nella casistica dei lavori semplici;
  - i) il numero di preventivi accettati che ricadono nella casistica dei lavori complessi;
  - j) il tempo medio di realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;

- k) il numero di connessioni relative a lavori semplici realizzate in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
  - l) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per i ritardi di cui alla precedente lettera k), in termini di numero e di entità;
  - m) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per i ritardi di cui alla precedente lettera k), in termini di numero e di entità;
  - n) il tempo medio di realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
  - o) il numero di connessioni relative a lavori complessi realizzate in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
  - p) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per i ritardi di cui alla precedente lettera o), in termini di numero e di entità;
  - q) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per i ritardi di cui alla precedente lettera o), in termini di numero e di entità;
  - r) il numero di connessioni già realizzate alla data del 30 aprile 2011;
  - s) il numero di connessioni non ancora ultimate alla data del 30 aprile 2011.
3. Con riferimento alle connessioni in bassa e media tensione ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 (distinguendo tra le richieste di connessione inviate ai gestori di rete fino al 31 dicembre 2010 e quelle inviate a partire dall'1 gennaio 2011):
- a) il numero totale di richieste di preventivo pervenute;
  - b) il numero totale di preventivi rilasciati;
  - c) il tempo medio di definizione del preventivo per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione e al lordo delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
  - d) il numero di preventivi di cui alla precedente lettera c) che sono stati definiti in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
  - e) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per ritardi di cui alla precedente lettera d), in termini di numero e di entità;
  - f) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per ritardi di cui alla precedente lettera d), in termini di numero e di entità;
  - g) il tempo medio di definizione del preventivo per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione e al lordo delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
  - h) il numero di preventivi di cui alla precedente lettera g) che sono stati definiti in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
  - i) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per ritardi di cui alla precedente lettera h), in termini di numero e di entità;
  - j) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per ritardi di cui alla precedente lettera h), in termini di numero e di entità;
  - k) il tempo medio di definizione del preventivo per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione e al lordo delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
  - l) il numero di preventivi di cui alla precedente lettera k) che sono stati definiti in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
  - m) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per ritardi di cui alla precedente lettera l), in termini di numero e di entità;
  - n) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per ritardi di cui alla precedente lettera l), in termini di numero e di entità;
  - o) il tempo medio di aggiornamento del preventivo, qualora necessario, a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni;

- p) il numero di preventivi di cui alla precedente lettera o) che sono stati aggiornati in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
- q) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per ritardi di cui alla precedente lettera p), in termini di numero e di entità;
- r) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per ritardi di cui alla precedente lettera p), in termini di numero e di entità;
- s) il numero totale di preventivi accettati;
- t) il numero di preventivi accettati che ricadono nella casistica dei lavori semplici;
- u) il numero di preventivi accettati che ricadono nella casistica dei lavori complessi;
- v) il tempo medio di realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
- w) il numero di connessioni relative a lavori semplici realizzate in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
- x) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per i ritardi di cui alla precedente lettera w), in termini di numero e di entità;
- y) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per i ritardi di cui alla precedente lettera w), in termini di numero e di entità;
- z) il tempo medio di realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
- aa) nel caso di lavori complessi, il tempo medio intercorrente fra la data di ricevimento della comunicazione del richiedente la connessione relativa all'avvenuto completamento dei lavori sul punto di connessione (opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione) e la data di completamento della connessione, al lordo delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
- bb) nel caso di lavori complessi, il tempo medio intercorrente fra la data di completamento della connessione e la data di attivazione della connessione, al lordo delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
- cc) il numero di connessioni relative a lavori complessi realizzate in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
- dd) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per i ritardi di cui alla precedente lettera cc), in termini di numero e di entità;
- ee) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per i ritardi di cui alla precedente lettera cc), in termini di numero e di entità;
- ff) il tempo medio di realizzazione della connessione nel caso in cui l'impianto per la connessione implichi interventi su infrastrutture in alta tensione, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
- gg) il numero di connessioni nel caso in cui l'impianto per la connessione implichi interventi su infrastrutture in alta tensione realizzate in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
- hh) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per i ritardi di cui alla precedente lettera gg), in termini di numero e di entità;
- ii) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per i ritardi di cui alla precedente lettera gg), in termini di numero e di entità;
- jj) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per i ritardi di presentazione delle eventuali richieste di autorizzazione in capo al gestore di rete, in termini di numero e di entità;
- kk) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per i ritardi di presentazione delle eventuali richieste di autorizzazione in capo al gestore di rete, in termini di numero e di entità;
- ll) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per i ritardi nella messa a disposizione delle informazioni necessarie al richiedente per la predisposizione della

documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo, in termini di numero e di entità;

- mm) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per i ritardi nella messa a disposizione delle informazioni necessarie al richiedente per la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo, in termini di numero e di entità;
- nn) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, per i ritardi nell'invio al richiedente degli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi, in termini di numero e di entità;
- oo) gli indennizzi automatici complessivamente erogati, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, per i ritardi nell'invio al richiedente degli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi, in termini di numero e di entità;
- pp) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, per i ritardi nell'effettuazione del collaudo per la messa in esercizio dell'impianto di rete per la connessione, in termini di numero e di entità;
- qq) gli indennizzi automatici complessivamente erogati, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, per i ritardi nell'effettuazione del collaudo per la messa in esercizio dell'impianto di rete per la connessione, in termini di numero e di entità;
- rr) il numero complessivo di richieste di indennizzo automatico avanzate dai richiedenti la connessione per le quali non si è proceduto all'erogazione dell'indennizzo, distinte fra indennizzi non dovuti e indennizzi dovuti ma non ancora erogati;
- ss) il numero di connessioni già realizzate alla data del 30 aprile 2011;
- tt) il numero di connessioni non ancora ultimate alla data del 30 aprile 2011.

4. Con riferimento alle connessioni in alta e altissima tensione ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 (distinguendo tra le richieste di connessione inviate ai gestori di rete fino al 31 dicembre 2010 e quelle inviate a partire dall'1 gennaio 2011):

- a) il numero totale di richieste di preventivo pervenute;
- b) il numero totale di preventivi rilasciati;
- c) il tempo medio di definizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
- d) il numero di preventivi di cui alla precedente lettera c) che sono stati definiti in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
- e) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per ritardi di cui alla precedente lettera d), in termini di numero e di entità;
- f) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per ritardi di cui alla precedente lettera d), in termini di numero e di entità;
- g) il numero totale di preventivi accettati;
- h) il numero totale di richieste di STMD pervenute;
- i) il numero totale di STMD rilasciate;
- j) il tempo medio di definizione della STMD, al netto delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
- k) il numero di STMD di cui alla precedente lettera j) che sono state definite in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
- l) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per ritardi di cui alla precedente lettera k), in termini di numero e di entità;
- m) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per ritardi di cui alla precedente lettera k), in termini di numero e di entità;

- n) il numero totale di STMD accettate;
- o) il tempo medio di realizzazione della connessione, al netto e al lordo delle interruzioni consentite dalla medesima deliberazione;
- p) il numero di connessioni realizzate in ritardo e i relativi giorni medi di ritardo;
- q) gli indennizzi automatici da erogare complessivamente per i ritardi di cui alla precedente lettera p), in termini di numero e di entità;
- r) gli indennizzi automatici complessivamente erogati per i ritardi di cui alla precedente lettera p), in termini di numero e di entità;
- s) il numero di connessioni già realizzate alla data del 30 aprile 2011;
- t) il numero di connessioni non ancora ultimate alla data del 30 aprile 2011.

È stato richiesto che le informazioni di cui ai precedenti punti, distinte per area territoriale (con dettaglio almeno regionale), debbano riferirsi a richieste di connessione inviate dall'1 gennaio 2008 e debbano evidenziare, per le prestazioni che non sono state eseguite alla data del 30 aprile 2011, il numero delle prestazioni che sono in ritardo e i tempi medi dei medesimi ritardi alla predetta data.

## 2.2 Informazioni richieste alle associazioni dei produttori di energia elettrica

E' stato anche richiesto alle principali associazioni dei produttori di energia elettrica di fornire i dati aggregati su base regionale, relativi ad eventuali presunte disapplicazioni ovvero errate applicazioni delle disposizioni previste dai provvedimenti oggetto dell'istruttoria conoscitiva, differenziati per singolo provvedimento e per singoli gestori di rete.

## **3. Informazioni ricevute**

### 3.1 Premessa

I gestori di rete con più di 100.000 clienti ai quali è stata inviata la richiesta di informazioni sono:

- A2A Reti Elettriche S.p.A. (di seguito: A2A);
- Acea Distribuzione S.p.A. (di seguito: Acea);
- ACEGAS-APS S.p.A. (di seguito: ACEGAS-APS);
- AEM Torino Distribuzione S.p.A. (di seguito: AEM);
- AGSM Distribuzione S.p.A. (di seguito: AGSM);
- Azienda Energetica Reti S.p.A. (di seguito: AER);
- Deval S.p.A. (di seguito: Deval);
- Enel Distribuzione S.p.A. (di seguito: Enel);
- Hera S.p.A. (di seguito: Hera);
- Set Distribuzione S.p.A. (di seguito: Set);
- Terna S.p.A. (di seguito: Terna).

Si evidenzia che tutti i gestori di rete hanno risposto alla richiesta di informazioni, ma per la maggior parte di essi si è resa necessaria un'ulteriore richiesta di chiarimenti e/o integrazione relativamente ad alcuni punti delle informazioni inviate precedentemente.

Le principali associazioni dei produttori di energia elettrica, alle quali è stata inviata la richiesta di fornire le informazioni relative ad eventuali presunte disapplicazioni ovvero errate applicazioni delle disposizioni previste dai provvedimenti oggetto dell'istruttoria conoscitiva, sono:

- ANEV;
- APER;
- Assoelettrica;
- Assosolare;

- Federpern;
- Federutility;
- GIFI-ANIE.

Si evidenzia che nessuna tra le predette associazioni, ha inviato informazioni relativamente all'oggetto dell'istruttoria conoscitiva.

L'analisi delle informazioni ricevute è stata effettuata distinguendo tra i singoli provvedimenti oggetto dell'istruttoria conoscitiva e, nel caso del TICA e del TICA modificato, differenziando tra connessioni in bassa e media tensione e connessioni in alta e altissima tensione.

Inoltre l'analisi di alcune informazioni ricevute è stata condotta differenziando tra i singoli gestori di rete, mentre per tutte le informazioni ricevute l'analisi è stata condotta secondo i seguenti ambiti territoriali:

- Nord, comprendente la Valle d'Aosta, il Piemonte, la Lombardia, la Liguria, il Veneto, il Trentino Alto Adige, il Friuli Venezia Giulia e l'Emilia Romagna;
- Centro, comprendente la Toscana, il Lazio, l'Umbria, le Marche, il Molise e l'Abruzzo;
- Sud, comprendente la Campania, la Basilicata, la Puglia, la Calabria, la Sicilia e la Sardegna.

### 3.2 Deliberazione n. 281/05 – Connessioni in media, alta e altissima tensione

La tabella 1 riporta i dati relativi alle richieste di connessione pervenute ai sensi della deliberazione n. 281/05.

Richieste di connessione presentate ai sensi della deliberazione n. 281/05				
	Nord	Centro	Sud	Totale
Numero di richieste di STMG pervenute	965	673	6.102	<b>7.740</b>
Numero di STMG rilasciate	963	672	6.071	<b>7.706</b>
Numero di STMG accettate	858	585	5.430	<b>6.873</b>
Numero di richieste di STMD pervenute	687	303	1.486	<b>2.476</b>
Numero di STMD rilasciate	681	293	1.407	<b>2.381</b>
Numero di STMD accettate	678	292	1.403	<b>2.373</b>
Numero di connessioni già realizzate alla data del 30 aprile 2011	631	195	755	<b>1.581</b>
Numero di connessioni non ancora ultimate alla data del 30 aprile 2011	47	97	648	<b>792</b>

*Tabella 1*

Dalla tabella 1 emerge una forte differenza, in termini di numero di richieste di connessione pervenute, tra Nord, Centro e Sud. Si ritiene che tale differenza, poiché buona parte delle richieste è relativa ad impianti da connettere alle reti di media e alta tensione (in gran parte eolici), sia da attribuire alla diversa disponibilità delle fonti rinnovabili al Sud piuttosto che nelle altre zone d'Italia.

Analizzando i dati della tabella 1 si nota che, a fronte di 7.706 STMG rilasciate, 6.873 STMG sono state accettate (l'89%); di queste ultime, solo per 2.373 (il 35%) è stata accettata anche la STMD e per 1.581 di queste ultime (il 67%) è stata realizzata la connessione entro la data del 30 aprile 2011. Pertanto solo al 31% delle STMG rilasciate fa seguito l'accettazione della STMD.

I tempi medi di messa a disposizione della STMG riscontrati sono i seguenti:

- A2A, 33 giorni;
- Acea, 31 giorni;
- ACEGAS-APS, 13 giorni;
- AEM, 8 giorni per la rete di Parma e 20 giorni per la rete di Torino;
- AER, 32 giorni;
- Deval, 93 giorni;
- Enel, tra 40 e 75 giorni con una distribuzione costante tra tutte le regioni;



- Hera, 64 giorni;
- Set, 12 giorni;
- Terna, tra 59 e 88 giorni con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne il caso particolare della Liguria con tempi medi pari a 17 giorni.

I tempi medi di messa a disposizione della STMD riscontrati sono i seguenti:

- A2A, 33 giorni;
- Acea, 71 giorni;
- ACEGAS-APS, 13 giorni;
- AEM, 12 giorni per la rete di Parma e 39 giorni per la rete di Torino;
- AER, 44 giorni;
- Deval, 74 giorni;
- Enel, tra 12 e 58 giorni con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne i casi della Sardegna con tempi medi pari a 77 giorni e delle regioni del Nord in cui si sono riscontrati mediamente tempistiche più contenute;
- Hera, 64 giorni;
- Set, 10 giorni;
- Terna, tra 39 e 59 giorni con una distribuzione costante tra tutte le regioni.

I tempi medi di realizzazione della connessione riscontrati sono i seguenti:

- A2A, 34 giorni;
- Acea, 12 giorni;
- ACEGAS-APS, 5 giorni;
- AEM, 32 giorni per la rete di Parma e 7 giorni per la rete di Torino;
- AER, 22 giorni;
- Deval, 34 giorni;
- Enel, tra 30 e 82 giorni con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne i casi della Basilicata con tempi medi pari a 7 giorni e della Sardegna con tempi medi pari a 143 giorni;
- Hera, 42 giorni;
- Set, 20 giorni;
- Terna, mediamente 13 mesi con una distribuzione costante tra tutte le regioni.

Si noti che la deliberazione n. 281/05 non aveva definito tempistiche vincolanti, ma solo i principi sulla base dei quali i gestori di rete hanno implementato le proprie Modalità e Condizioni Contrattuali, recanti anche il dettaglio delle procedure e delle tempistiche.

Si rileva anche che le forti differenze, in termini di tempistiche medie, tra i diversi gestori di rete dipendono dalla tipologia delle aree geografiche (aree cittadine, piuttosto che rurali o montuose) interessate dalla connessione.

La tabella 2 riporta i dati relativi ai ritardi relativi alle richieste di connessione pervenute ai sensi della deliberazione n. 281/05.

Ritardi per richieste di connessione presentate ai sensi della deliberazione n. 281/05			
Gestore di rete	Numero STMG emesse	Numero STMG messe a disposizione in ritardo	Percentuale ritardi
A2A	16	1	6,25%
Acea	12	1	8,33%
ACEGAS-APS	2	0	0,00%
AEM	5	0	0,00%
AER	11	0	0,00%
Deval	13	3	23,08%
Enel	6.758	20	0,30%
Hera	12	0	0,00%
Set	10	0	0,00%
Terna	867	0	0,00%
<b>Totale</b>	<b>7.706</b>	<b>25</b>	<b>0,32%</b>
Gestore di rete	Numero STMD emesse	Numero STMD messe a disposizione in ritardo	Percentuale ritardi
A2A	16	3	18,75%
Acea	12	1	8,33%
ACEGAS-APS	2	0	0,00%
AEM	5	0	0,00%
AER	11	0	0,00%
Deval	8	2	25,00%
Enel	2.279	19	0,83%
Hera	12	1	8,33%
Set	9	0	0,00%
Terna	27	0	0,00%
<b>Totale</b>	<b>2.381</b>	<b>26</b>	<b>1,09%</b>
Gestore di rete	Numero connessioni realizzate	Numero connessioni realizzate in ritardo	Percentuale ritardi
A2A	16	0	0,00%
Acea	11	0	0,00%
ACEGAS-APS	2	0	0,00%
AEM	4	0	0,00%
AER	11	0	0,00%
Deval	4	0	0,00%
Enel	1.503	1	0,07%
Hera	12	0	0,00%
Set	9	0	0,00%
Terna	9	0	0,00%
<b>Totale</b>	<b>1.581</b>	<b>1</b>	<b>0,06%</b>

Tabella 2

I tempi medi di ritardo riscontrati sono:

- tra 1 e 38 giorni, nel caso di ritardo nella messa a disposizione della STMG, con il caso particolare di Enel nella Sardegna con una STMG messa a disposizione con 131 giorni di ritardo;
- tra 3 e 54 giorni, nel caso di ritardo nella messa a disposizione della STMD, con il caso particolare di Acea con una STMD messa a disposizione con 217 giorni di ritardo;
- pari a 10 giorni nel caso di ritardo nella realizzazione della connessione.

Tali ritardi sono comunque riferiti a un numero molto contenuto di casi, come si evince, per ogni gestore di rete, dalla tabella 2.

L'unico indennizzo automatico erogato è associato all'unico ritardo nella realizzazione della connessione da parte di Enel nelle Marche. Si noti che la deliberazione n. 281/05 prevedeva l'erogazione di indennizzi automatici solo nel caso di ritardi nella realizzazione della connessione.

### 3.3 Deliberazione n. 89/07 - Connessioni in bassa tensione

La tabella 3 riporta i dati relativi alle richieste di connessione pervenute ai sensi della deliberazione n. 89/07.

Richieste di connessione presentate ai sensi della deliberazione n. 89/07				
	Nord	Centro	Sud	Totale
Numero di richieste di preventivo pervenute	15.594	7.395	10.753	<b>33.742</b>
Numero di preventivi rilasciati	15.585	7.380	10.742	<b>33.707</b>
Numero di preventivi accettati	14.243	6.400	8.133	<b>28.776</b>
Numero di preventivi accettati che ricadono nella casistica dei lavori semplici	13.843	5.884	7.363	<b>27.090</b>
Numero di preventivi accettati che ricadono nella casistica dei lavori complessi	400	516	770	<b>1.686</b>
Numero di connessioni già realizzate alla data del 30 aprile 2011	14.177	6.258	7.606	<b>28.041</b>
Numero di connessioni non ancora ultimate alla data del 30 aprile 2011	66	142	527	<b>735</b>

Tabella 3

Le richieste di connessione presentate ai sensi della deliberazione n. 89/07 sono prevalentemente riferite a impianti fotovoltaici, la cui fonte primaria presenta una distribuzione più omogenea sul territorio nazionale rispetto alle altre fonti rinnovabili e che, a seguito della definizione dei primi strumenti incentivanti, hanno avuto una maggiore diffusione al Nord piuttosto che nelle regioni del Centro-Sud.

Analizzando i dati della tabella 3 si nota che, a fronte di 28.776 preventivi accettati (27.090 relativi a lavori semplici e 1.686 relativi a lavori complessi), per 28.041 è stata realizzata la connessione entro la data del 30 aprile 2011. Inoltre, dalle informazioni fornite, si evidenzia che la maggior parte delle richieste di connessione (mediamente circa il 95% del totale) presentate ai sensi della deliberazione n. 89/07 si riferiscono a richieste di adeguamento della connessione esistente.

I tempi medi di messa a disposizione del preventivo riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 17 giorni lavorativi;
- Acea, 19 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS, 15 giorni lavorativi;
- AEM, 9 giorni lavorativi per la rete di Parma e 7 giorni lavorativi per la rete di Torino;
- AER, 19 giorni lavorativi;
- AGSM, 9 giorni lavorativi;
- Deval, 22 giorni lavorativi;
- Enel, tra 9 e 14 giorni lavorativi con una distribuzione costante tra tutte le regioni;
- Hera, 22 giorni lavorativi;
- Set, 11 giorni lavorativi.

La deliberazione n. 89/07 prevede che il tempo di messa a disposizione del preventivo sia pari al massimo a 20 giorni lavorativi. Pertanto, dai dati sopra riportati si evince che tutti i gestori di rete, tranne Deval e Hera, hanno tempi medi di messa a disposizione del preventivo inferiori a quelli definiti dalla deliberazione n. 89/07. Nei casi in cui i tempi medi sono superiori a quelli definiti dalla deliberazione n. 89/07 si riscontra che il numero di giorni lavorativi eccedenti quelli definiti dalla deliberazione n. 89/07 è mediamente pari a 2 giorni lavorativi.

I tempi medi di realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 15 giorni lavorativi;
- Acea, 5 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS, 7 giorni lavorativi;
- AEM, 5 giorni lavorativi per la rete di Parma e 9 giorni lavorativi per la rete di Torino;
- AER, 19 giorni lavorativi;
- AGSM, 15 giorni lavorativi;
- Deval, 11 giorni lavorativi;

- Enel, tra 5 e 11 giorni lavorativi con una distribuzione costante tra tutte le regioni;
- Hera, 28 giorni lavorativi;
- Set, 8 giorni lavorativi.

La deliberazione n. 89/07 prevede che il tempo di realizzazione della connessione, nel caso di lavori semplici, sia pari al massimo a 30 giorni lavorativi. Dai dati sopra riportati si evince che tutti i gestori di rete hanno tempi medi di realizzazione della connessione, nel caso di lavori semplici, inferiori a quelli definiti dalla deliberazione n. 89/07.

I tempi medi di realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 11 giorni lavorativi;
- Acea, 10 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS, 70 giorni lavorativi;
- AEM, 20 giorni lavorativi per la rete di Parma e per la rete di Torino;
- AER, 28 giorni lavorativi;
- AGSM, 18 giorni lavorativi;
- Deval, 31 giorni lavorativi;
- Enel, tra 21 e 40 giorni lavorativi con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne i casi del Molise con tempi medi pari a 8 giorni lavorativi, della Campania con tempi medi pari a 48 giorni lavorativi e della Puglia con tempi medi pari a 63 giorni lavorativi;
- Hera, 34 giorni lavorativi;
- Set, 16 giorni lavorativi.

La deliberazione n. 89/07 prevede che il tempo di realizzazione della connessione, nel caso di lavori complessi, sia pari al massimo a 120 giorni lavorativi. Dai dati sopra riportati si evince che tutti i gestori di rete hanno tempi medi di realizzazione della connessione, nel caso di lavori complessi, ben al di sotto di quelli definiti dalla deliberazione n. 89/07. La tabella 4 riporta i dati relativi ai ritardi relativi alle richieste di connessione pervenute ai sensi della deliberazione n. 89/07.

Ritardi per richieste di connessione presentate ai sensi della deliberazione n. 89/07			
Gestore di rete	Numero preventivi emessi	Numero preventivi messi a disposizione in ritardo	Percentuale ritardi
A2A	444	110	24,77%
Acea	608	50	8,22%
ACEGAS-APS	30	5	16,67%
AEM	107	0	0,00%
AER	137	0	0,00%
AGSM	46	5	10,87%
Deval	48	7	14,58%
Enel	31.501	381	1,21%
Hera	278	5	1,80%
SET	508	3	0,59%
<b>Totale</b>	<b>33.707</b>	<b>566</b>	<b>1,68%</b>
Gestore di rete	Numero connessioni realizzate	Numero connessioni realizzate in ritardo nel caso di lavori semplici	Percentuale ritardi
A2A	437	19	4,35%
Acea	550	0	0,00%
ACEGAS-APS	30	0	0,00%
AEM	91	0	0,00%
AER	137	0	0,00%
AGSM	44	2	4,55%
Deval	44	0	0,00%
Enel	25.940	36	0,14%
Hera	276	0	0,00%
SET	492	1	0,20%
<b>Totale</b>	<b>28.041</b>	<b>58</b>	<b>0,21%</b>
Gestore di rete	Numero connessioni realizzate	Numero connessioni realizzate in ritardo nel caso di lavori complessi	Percentuale ritardi
A2A	437	0	0,00%
Acea	550	0	0,00%
ACEGAS-APS	30	0	0,00%
AEM	91	0	0,00%
AER	137	0	0,00%
AGSM	44	0	0,00%
Deval	44	0	0,00%
Enel	25.940	0	0,00%
Hera	276	0	0,00%
SET	492	0	0,00%
<b>Totale</b>	<b>28.041</b>	<b>0</b>	<b>0,00%</b>

Tabella 4

I tempi medi di ritardo riscontrati sono:

- nel caso di ritardo nella messa a disposizione del preventivo, variabili tra 5 e 20 giorni lavorativi, ad eccezione di Enel in Abruzzo e in Sicilia con ritardi medi pari a 28 giorni lavorativi, di ACEGAS-APS con ritardi medi pari a 30 giorni lavorativi e di Enel in Basilicata con tempi medi pari a 33 giorni lavorativi;
- nel caso di ritardo nella realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici, variabili tra 4 e 19 giorni lavorativi, ad eccezione di Enel in Lombardia con ritardi medi pari a 33 giorni lavorativi, di Enel in Sardegna con ritardi medi pari a 67 giorni lavorativi e di Enel in Sicilia con ritardi medi pari a 105 giorni lavorativi.

Gli indennizzi automatici per i ritardi sopra descritti sono riportati nella tabella 5, differenziando tra totale di indennizzi automatici da erogare e il totale degli indennizzi automatici già erogati.

Indennizzi automatici per richieste di connessione presentate ai sensi della deliberazione n. 89/07			
Ritardo messa a disposizione del preventivo			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
A2A	6.600	0	0%
Acea	3.000	3.000	100%
ACEGAS-APS	300	300	100%
AEM	0	0	-
AER	0	0	-
AGSM	300	300	100%
Deval	420	420	100%
Enel	56.876	53.876	95%
Hera	300	0	0%
SET	180	180	100%
<b>Totale</b>	<b>67.976</b>	<b>58.076</b>	<b>85%</b>
Ritardo realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
A2A	1.175	0	0%
Acea	0	0	-
ACEGAS-APS	0	0	-
AEM	0	0	-
AER	0	0	-
AGSM	210	210	100%
Deval	0	0	-
Enel	6.660	5.485	82%
Hera	0	0	-
SET	60	60	100%
<b>Totale</b>	<b>8.105</b>	<b>5.755</b>	<b>71%</b>
Ritardo realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
A2A	0	0	-
Acea	0	0	-
ACEGAS-APS	0	0	-
AEM	0	0	-
AER	0	0	-
AGSM	0	0	-
Deval	0	0	-
Enel	0	0	-
Hera	0	0	-
SET	0	0	-
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>

Tabella 5

### 3.4 TICA – Connessioni in bassa e media tensione

La tabella 6 riporta i dati relativi alle richieste di connessione in bassa e media tensione pervenute ai sensi del TICA.

Richieste di connessione in bassa e media tensione presentate ai sensi del TICA				
	Nord	Centro	Sud	Totale
Numero di richieste di preventivo pervenute	115.993	44.460	59.249	<b>219.702</b>
Numero di preventivi rilasciati	115.642	43.876	58.653	<b>218.171</b>
Numero di preventivi accettati	109.727	40.540	51.265	<b>201.532</b>
Numero di preventivi accettati che ricadono nella casistica dei lavori semplici	102.335	37.334	48.326	<b>187.995</b>
Numero di preventivi accettati che ricadono nella casistica dei lavori complessi	7.392	3.206	2.939	<b>13.537</b>
Numero di connessioni già realizzate alla data del 30 aprile 2011	100.856	32.590	38.441	<b>171.887</b>
Numero di connessioni non ancora ultimate alla data del 30 aprile 2011	8.871	7.950	12.824	<b>29.645</b>

Tabella 6

Dai dati sopra riportati emergono le medesime considerazioni già riportate nei paragrafi precedenti in merito alla numerosità delle richieste di connessione nelle diverse zone d'Italia.

Analizzando i dati della tabella 6 si nota che, a fronte di 201.532 preventivi accettati (187.995 relativi a lavori semplici e 13.537 relativi a lavori complessi), per 171.887 è stata realizzata la connessione entro la data del 30 aprile 2011, mentre per i rimanenti 29.645 preventivi non è ancora stata ultimata la connessione con riferimento alla medesima data. Inoltre, dalle informazioni fornite, si evidenzia che la maggior parte delle richieste di connessione (mediamente circa l'80% del totale) presentate ai sensi del TICA per connessioni in bassa e media tensione si riferiscono a richieste di adeguamento della connessione esistente.

I tempi medi di messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste fino a 100 kW riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 17 giorni lavorativi;
- Acea, 15 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS, 18 giorni lavorativi;
- AEM, 10 giorni lavorativi per la rete di Parma e 14 giorni lavorativi per la rete di Torino;
- AER, 15 giorni lavorativi;
- AGSM, 10 giorni lavorativi;
- Deval, 17 giorni lavorativi;
- Enel, tra 12 e 17 giorni lavorativi con una distribuzione costante tra tutte le regioni;
- Hera, 44 giorni lavorativi;
- Set, 14 giorni lavorativi.

Il TICA prevede che il tempo di messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste fino a 100 kW sia pari al massimo a 20 giorni lavorativi. Dai dati sopra riportati si evince che tutti i gestori di rete, tranne Hera, hanno tempi medi di messa a disposizione del preventivo inferiori a quelli definiti dal TICA. Con riferimento a Hera si nota che i tempi medi per la definizione del preventivo sono più del doppio del tempo definito dal TICA (44 giorni lavorativi rispetto ai 20 previsti).

I tempi medi di messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste maggiori di 100 kW e fino a 1.000 kW riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 28 giorni lavorativi;
- Acea, 12 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS, 19 giorni lavorativi;
- AEM, 16 giorni lavorativi per la rete di Parma e 19 giorni lavorativi per la rete di Torino;
- AER, 26 giorni lavorativi;
- AGSM, 19 giorni lavorativi;
- Deval, 39 giorni lavorativi;
- Enel, tra 36 e 42 giorni lavorativi con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne i casi della Puglia con tempi medi pari a 47 giorni lavorativi e della Basilicata con tempi medi pari a 57 giorni lavorativi;
- Hera, 76 giorni lavorativi;
- Set, 19 giorni lavorativi.

Il TICA prevede che il tempo di messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste maggiori di 100 kW e fino a 1.000 kW sia pari al massimo a 45 giorni lavorativi. Dai dati sopra riportati si evince che tutti i gestori di rete, tranne Enel (in Puglia e Basilicata) ed Hera, hanno tempi medi di messa a disposizione del preventivo inferiori a quelli definiti dal TICA. Con riferimento ai casi in cui i tempi medi sono superiori a quelli definiti dal TICA, si riscontra che, nel caso di Enel, il numero medio di giorni lavorativi di ritardo è pari a 2 e 12 giorni lavorativi

(rispettivamente in Puglia e in Basilicata) mentre, nel caso di Hera, è mediamente pari a 31 giorni lavorativi.

I tempi medi di messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste maggiori di 1.000 kW riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 23 giorni lavorativi;
- Acea, 24 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS, 11 giorni lavorativi;
- AEM, 23 giorni lavorativi per la rete di Parma e 25 giorni lavorativi per la rete di Torino;
- AER, 49 giorni lavorativi;
- AGSM, 6 giorni lavorativi;
- Deval, 48 giorni lavorativi;
- Enel, tra 48 e 58 giorni lavorativi con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne i casi della Puglia con tempi medi pari a 62 giorni lavorativi e della Basilicata con tempi medi pari a 71 giorni lavorativi;
- Hera, 79 giorni lavorativi;
- Set, 35 giorni lavorativi.

Il TICA prevede che il tempo di messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste maggiori di 1.000 kW sia pari al massimo a 60 giorni lavorativi. Dai dati sopra riportati si nota che tutti i gestori di rete, tranne Enel (per Puglia e Basilicata) ed Hera, hanno tempi medi di messa a disposizione del preventivo inferiori a quelli definiti dal TICA. Con riferimento ai casi in cui i tempi medi sono superiori a quelli definiti dal TICA, si riscontra che, nel caso di Enel, il numero medio di giorni lavorativi di ritardo è pari a 2 e 11 giorni lavorativi (rispettivamente in Puglia e in Basilicata) mentre nel caso di Hera è pari a 19 giorni lavorativi.

I tempi medi di realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 17 giorni lavorativi;
- Acea, 6 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS, 5 giorni lavorativi;
- AEM, 10 giorni lavorativi per la rete di Parma e per la rete di Torino;
- AER, 28 giorni lavorativi;
- AGSM, 5 giorni lavorativi;
- Deval, 13 giorni lavorativi;
- Enel, tra 11 e 19 giorni lavorativi con una distribuzione costante tra tutte le regioni;
- Hera, 37 giorni lavorativi;
- Set, 12 giorni lavorativi.

Il TICA prevede che il tempo di realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici sia pari al massimo a 30 giorni lavorativi. Dai dati sopra riportati si evince che tutti i gestori di rete, tranne Hera, hanno tempi medi di realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici inferiori a quelli definiti dal TICA. Con riferimento a Hera, si riscontra che il numero medio di giorni lavorativi di ritardo è pari a 7 giorni lavorativi.

I tempi medi di realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 22 giorni lavorativi;
- Acea, 11 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS non risulta aver realizzato connessioni riconducibili a lavori complessi;
- AEM, 15 giorni lavorativi per la rete di Parma e 16 giorni lavorativi per la rete di Torino;
- AER, 42 giorni lavorativi;
- AGSM, 7 giorni lavorativi;
- Deval, 37 giorni lavorativi;

- Enel, tra 37 e 64 giorni lavorativi con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne i casi della Liguria con tempi medi pari a 27 giorni lavorativi e della Calabria con tempi medi pari a 32 giorni lavorativi;
- Hera, 76 giorni lavorativi;
- Set, 15 giorni lavorativi.

Il TICA prevede che il tempo di realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi sia pari al massimo a 90 giorni lavorativi. Dai dati sopra riportati si evince che tutti i gestori di rete hanno tempi medi di realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi al di sotto di quelli definiti dal TICA. La tabella 7 riporta i dati relativi ai ritardi relativi alle richieste di connessione in bassa e media tensione pervenute ai sensi del TICA.

Ritardi per richieste di connessione presentate ai sensi del TICA			
Gestore di rete	Numero preventivi emessi	Numero preventivi messi a disposizione in ritardo per potenze in immissione richieste fino a 100 kW	Percentuale ritardi
A2A	1.611	266	16,51%
Acea	2.319	186	8,02%
ACEGAS-APS	203	57	28,08%
AEM	561	22	3,92%
AER	1.028	3	0,29%
AGSM	381	7	1,84%
Deval	454	69	15,20%
Enel	205.869	549	0,27%
Hera	1.711	228	13,33%
SET	4.034	34	0,84%
<b>Totale</b>	<b>218.171</b>	<b>1.421</b>	<b>0,65%</b>
Gestore di rete	Numero preventivi emessi	Numero preventivi messi a disposizione in ritardo per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW	Percentuale ritardi
A2A	1.611	2	0,12%
Acea	2.319	0	0,00%
ACEGAS-APS	203	0	0,00%
AEM	561	2	0,36%
AER	1.028	0	0,00%
AGSM	381	1	0,26%
Deval	454	4	0,88%
Enel	205.869	1.134	0,55%
Hera	1.711	36	2,10%
SET	4.034	0	0,00%
<b>Totale</b>	<b>218.171</b>	<b>1.179</b>	<b>0,54%</b>
Gestore di rete	Numero preventivi emessi	Numero preventivi messi a disposizione in ritardo per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW	Percentuale ritardi
A2A	1.611	0	0,00%
Acea	2.319	0	0,00%
ACEGAS-APS	203	0	0,00%
AEM	561	1	0,18%
AER	1.028	0	0,00%
AGSM	381	0	0,00%
Deval	454	1	0,22%
Enel	205.869	113	0,05%
Hera	1.711	7	0,41%
SET	4.034	0	0,00%
<b>Totale</b>	<b>218.171</b>	<b>122</b>	<b>0,06%</b>
Gestore di rete	Numero connessioni realizzate	Numero connessioni realizzate in ritardo nel caso di lavori semplici	Percentuale ritardi
A2A	1.505	44	2,92%
Acea	1.979	15	0,76%
ACEGAS-APS	144	0	0,00%
AEM	501	6	1,20%
AER	924	0	0,00%
AGSM	260	0	0,00%
Deval	404	6	1,49%
Enel	161.196	303	0,19%
Hera	1.254	40	3,19%
SET	3.720	8	0,22%
<b>Totale</b>	<b>171.887</b>	<b>422</b>	<b>0,25%</b>
Gestore di rete	Numero connessioni realizzate	Numero connessioni realizzate in ritardo nel caso di lavori complessi	Percentuale ritardi
A2A	1.505	0	0,00%
Acea	1.979	0	0,00%
ACEGAS-APS	144	0	0,00%
AEM	501	2	0,40%
AER	924	0	0,00%
AGSM	260	0	0,00%
Deval	404	0	0,00%
Enel	161.196	28	0,02%
Hera	1.254	0	0,00%
SET	3.720	0	0,00%
<b>Totale</b>	<b>171.887</b>	<b>30</b>	<b>0,02%</b>

Tabella 7



I tempi medi di ritardo riscontrati sono:

- nel caso di ritardo nella messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, compresi tra 1 e 21 giorni lavorativi, ad eccezione di Hera ed AER con ritardi medi pari a 25 giorni lavorativi e AGSM con ritardi medi pari a 30 giorni lavorativi;
- nel caso di ritardo nella messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste maggiori di 100 kW e fino a 1.000 kW, compresi tra 2 e 27 giorni lavorativi, ad eccezione di Enel nel Friuli Venezia Giulia con ritardi medi pari a 35 giorni lavorativi, di Enel nella Basilicata con ritardi medi pari a 51 giorni lavorativi e di Enel nell'Emilia Romagna con ritardi medi pari a 79 giorni lavorativi;
- nel caso di ritardo nella messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste maggiori di 1.000 kW, compresi tra 2 e 14 giorni lavorativi, ad eccezione dei casi particolari di Enel in Puglia con ritardi medi pari a 25 giorni lavorativi, di Enel in Basilicata con ritardi medi pari a 50 giorni lavorativi e di Hera con ritardi medi pari a 67 giorni lavorativi;
- nel caso di ritardo nella realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici, compresi tra 2 e 23 giorni lavorativi, ad eccezione di Enel nelle Marche con ritardi medi pari a 31 giorni lavorativi e di Enel in Campania con ritardi medi pari a 79 giorni lavorativi;
- nel caso di ritardo nella realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi, compresi tra 1 e 18 giorni lavorativi, ad eccezione di Enel in Veneto con ritardi medi pari a 35 giorni lavorativi e di Enel in Sicilia con ritardi medi pari a 39 giorni lavorativi.

Gli indennizzi automatici per i ritardi sopra descritti sono riportati nella tabella 8, differenziando tra totale di indennizzi automatici da erogare e il totale di questi indennizzi automatici già erogati.

Indennizzi automatici per richieste di connessione in bassa e media tensione presentate ai sensi del TICA			
Ritardo messa a disposizione preventivo per potenze in immissione richieste fino a 100 kW			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
A2A	77.870	13.110	17%
Acea	19.000	19.000	100%
ACEGAS-APS	1.140	1.140	100%
AEM	2.080	2.080	100%
AER	1.500	1.500	100%
AGSM	600	600	100%
Deval	10.220	4.460	44%
Enel	168.340	136.380	81%
Hera	55.690	45.550	82%
SET	4.020	4.020	100%
<b>Totale</b>	<b>340.460</b>	<b>227.840</b>	<b>67%</b>
Ritardo messa a disposizione preventivo per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
A2A	600	600	100%
Acea	0	0	-
ACEGAS-APS	0	0	-
AEM	120	120	100%
AER	0	0	-
AGSM	40	40	100%
Deval	260	180	69%
Enel	906.380	677.980	75%
Hera	10.140	5.680	56%
SET	0	0	-
<b>Totale</b>	<b>917.540</b>	<b>684.600</b>	<b>75%</b>
Ritardo messa a disposizione preventivo per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
A2A	0	0	-
Acea	0	0	-
ACEGAS-APS	0	0	-
AEM	120	120	100%
AER	0	0	-
AGSM	0	0	-
Deval	140	140	100%
Enel	79.900	66.900	84%
Hera	7.120	260	4%
SET	0	0	-
<b>Totale</b>	<b>87.280</b>	<b>67.420</b>	<b>77%</b>
Ritardo realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
A2A	8.220	0	0%
Acea	2.660	2.660	100%
ACEGAS-APS	0	0	-
AEM	1.585	1.585	100%
AER	0	0	-
AGSM	0	0	-
Deval	180	0	0%
Enel	121.638	106.009	87%
Hera	10.908	4.760	44%
SET	820	760	93%
<b>Totale</b>	<b>146.011</b>	<b>115.774</b>	<b>79%</b>
Ritardo realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
A2A	0	0	-
Acea	0	0	-
ACEGAS-APS	0	0	-
AEM	200	200	100%
AER	0	0	-
AGSM	0	0	-
Deval	0	0	-
Enel	67.089	58.986	88%
Hera	0	0	-
SET	0	0	-
<b>Totale</b>	<b>67.289</b>	<b>59.186</b>	<b>88%</b>

Tabella 8

### 3.5 TICA – Connessioni in alta e altissima tensione

La tabella 9 riporta i dati relativi alle richieste di connessione in alta e altissima tensione pervenute ai sensi del TICA.

Richieste di connessione in alta e altissima tensione presentate ai sensi del TICA				
	Nord	Centro	Sud	Totale
Numero di richieste di preventivo pervenute	143	282	1.245	<b>1.670</b>
Numero di preventivi rilasciati	137	258	1.178	<b>1.573</b>
Numero di preventivi accettati	108	216	948	<b>1.272</b>
Numero di richieste di STMD pervenute	18	25	24	<b>67</b>
Numero di STMD rilasciate	17	24	22	<b>63</b>
Numero di STMD accettate	16	23	19	<b>58</b>
Numero di connessioni già realizzate alla data del 30 aprile 2011	8	5	6	<b>19</b>
Numero di connessioni non ancora ultimate alla data del 30 aprile 2011	8	18	13	<b>39</b>

Tabella 9

Dai dati sopra riportati emergono le medesime considerazioni già riportate nei paragrafi precedenti in merito alla numerosità delle richieste di connessione nelle diverse zone d'Italia.

Analizzando i dati della tabella 9 si nota che, a fronte di 1.272 preventivi accettati, solo per 58 è stata accettata anche la STMD e per 19 di queste ultime è stata realizzata la connessione entro la data del 30 aprile 2011. Inoltre, dalle informazioni fornite si evidenzia che la maggior parte delle richieste di connessione (mediamente circa il 75% del totale) presentate ai sensi del TICA per connessioni in alta e altissima tensione si riferiscono a richieste di nuova connessione.

I tempi medi di messa a disposizione del preventivo riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 49 giorni;
- Deval, 24 giorni;
- Enel, tra 26 e 61 giorni con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne i casi dell'Umbria con tempi medi pari a 15 giorni e della Basilicata con tempi medi pari a 67 giorni;
- Hera, 56 giorni;
- Terna, tra 68 e 89 giorni con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne i casi dell'Abruzzo con tempi medi pari a 30 giorni e dell'Umbria con tempi medi pari a 45 giorni.

I tempi medi di messa a disposizione della STMD riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 49 giorni;
- Deval non risulta aver ricevuto richieste di rilascio di STMD;
- Enel, tra 24 e 29 giorni con una distribuzione costante tra tutte le regioni;
- Hera, 63 giorni;
- Terna, tra 30 e 77 giorni con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne i casi della Sardegna con tempi medi pari a 13 giorni e della Basilicata con tempi medi pari a 19 giorni.

I tempi medi di realizzazione della connessione riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 7 giorni;
- Deval non risulta aver realizzato connessioni in alta e altissima tensione;
- Enel, circa 30 giorni con una distribuzione costante tra tutte le regioni;
- Hera non risulta aver realizzato connessioni in alta e altissima tensione;
- Terna, mediamente 14 mesi con una distribuzione costante tra tutte le regioni.

Con riferimento ai ritardi, sono stati riscontrati solo 26 ritardi nella messa a disposizione del preventivo da parte di Enel, con tempi medi tra 14 e 48 giorni.

Gli indennizzi automatici per i ritardi sopra descritti sono pari a € 20.600, di cui € 11.820 già erogati.

### 3.6 TICA modificato – Connessioni in bassa e media tensione

In relazione al TICA modificato, si rileva che i dati riportati sono relativi ai soli primi quattro mesi di applicazione del provvedimento.

La tabella 10 riporta i dati relativi alle richieste di connessione in bassa e media tensione pervenute ai sensi del TICA modificato.

Richieste di connessione in bassa e media tensione presentate ai sensi del TICA modificato				
	Nord	Centro	Sud	Totale
Numero di richieste di preventivo pervenute	25.961	10.624	16.227	52.812
Numero di preventivi rilasciati	21.215	7.819	12.504	41.538
Numero di preventivi accettati	13.882	4.328	6.979	25.189
Numero di preventivi accettati che ricadono nella casistica dei lavori semplici	13.345	4.113	6.667	24.125
Numero di preventivi accettati che ricadono nella casistica dei lavori complessi	537	215	312	1.064
Numero di connessioni già realizzate alla data del 30 aprile 2011	5.655	1.648	2.844	10.147
Numero di connessioni non ancora ultimate alla data del 30 aprile 2011	8.227	2.680	4.135	15.042

Tabella 10

Analizzando i dati della tabella 10 si nota che, a fronte di 25.189 preventivi accettati (24.125 relativi a lavori semplici e 1.064 relativi a lavori complessi), per 10.147 è stata realizzata la connessione entro la data del 30 aprile 2011, mentre per i rimanenti 15.042 preventivi non è ancora stata ultimata la connessione con riferimento alla medesima data. Inoltre, dalle informazioni fornite si evidenzia che la maggior parte delle richieste di connessione (mediamente più dell'80% del totale) presentate ai sensi del TICA modificato per connessioni in bassa e media tensione si riferiscono a richieste di adeguamento della connessione esistente.

I tempi medi di messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste fino a 100 kW riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 16 giorni lavorativi;
- Acea, 15 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS, 11 giorni lavorativi;
- AEM, 11 giorni lavorativi per la rete di Parma e 16 giorni lavorativi per la rete di Torino;
- AER, 14 giorni lavorativi;
- AGSM, 14 giorni lavorativi;
- Deval, 16 giorni lavorativi;
- Enel, tra 15 e 18 giorni lavorativi con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne i casi della Liguria con tempi medi pari a 12 giorni lavorativi e della Basilicata con tempi medi pari a 24 giorni lavorativi;
- Hera, 37 giorni lavorativi;
- Set, 12 giorni lavorativi.

Il TICA modificato prevede che il tempo di messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste fino a 100 kW sia pari al massimo a 20 giorni lavorativi. Dai dati sopra riportati si evince che tutti i gestori di rete, tranne Hera ed Enel in Basilicata, hanno tempi medi di messa a disposizione del preventivo inferiori a quelli definiti dal TICA modificato. Con riferimento ai casi in cui i tempi medi sono superiori a quelli definiti dal TICA modificato, si riscontra che nel caso di Enel il numero di giorni lavorativi medi di ritardo è pari a 4 giorni lavorativi mentre nel caso di Hera è pari a 17 giorni lavorativi.

I tempi medi di messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste maggiori di 100 kW e fino a 1.000 kW riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 29 giorni lavorativi;
- Acea, 16 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS, 13 giorni lavorativi;
- AEM, 15 giorni lavorativi per la rete di Parma e 20 giorni lavorativi per la rete di Torino;
- AER, 22 giorni lavorativi;
- AGSM, 23 giorni lavorativi;
- Deval non presenta richieste di connessione per potenze in immissione richieste maggiori di 100 kW e fino a 1.000 kW;
- Enel, tra 28 e 44 giorni lavorativi con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne il caso del Molise con tempi medi pari a 62 giorni lavorativi;
- Hera, 51 giorni lavorativi;
- Set, 11 giorni lavorativi.

Il TICA modificato prevede che il tempo di messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste maggiori di 100 kW e fino a 1.000 kW sia pari al massimo a 45 giorni lavorativi. Dai dati sopra riportati si evince che tutti i gestori di rete, tranne Enel per il Molise ed Hera, hanno tempi medi di messa a disposizione del preventivo inferiori a quelli definiti dal TICA modificato. Con riferimento ai casi in cui i tempi medi sono superiori a quelli definiti dal TICA modificato, si riscontra che, nel caso di Enel, il numero medio di giorni lavorativi di ritardo è pari a 17 giorni lavorativi mentre, nel caso di Hera, è pari a 6 giorni lavorativi.

I tempi medi di messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste maggiori di 1.000 kW riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 23 giorni lavorativi;
- Acea, 17 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS, 23 giorni lavorativi;
- AEM non presenta richieste di connessione per potenze in immissione richieste maggiori di 1.000 kW;
- AER non presenta richieste di connessione per potenze in immissione richieste maggiori di 1.000 kW;
- AGSM, 6 giorni lavorativi;
- Deval, 16 giorni lavorativi;
- Enel, tra 41 e 60 giorni lavorativi con una distribuzione circa costante tra tutte le regioni;
- Hera non presenta richieste di connessione per potenze in immissione richieste maggiori di 1.000 kW;
- Set, 17 giorni lavorativi.

Il TICA modificato prevede che il tempo di messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste maggiori di 1.000 kW sia pari al massimo a 60 giorni lavorativi. Dai dati sopra riportati si evince che tutti i gestori di rete hanno tempi medi di messa a disposizione del preventivo inferiori o pari a quelli definiti dal TICA modificato.

I tempi medi di realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 14 giorni lavorativi;
- Acea, 5 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS, 8 giorni lavorativi;
- AEM, 5 giorni lavorativi per la rete di Parma e per la rete di Torino;
- AER, 25 giorni lavorativi;
- AGSM, 5 giorni lavorativi;
- Deval, 9 giorni lavorativi;

- Enel, tra 7 e 17 giorni lavorativi con una distribuzione costante tra tutte le regioni;
- Hera, 33 giorni lavorativi;
- Set, 9 giorni lavorativi.

Il TICA modificato prevede che il tempo di realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici sia pari al massimo a 30 giorni lavorativi. Dai dati sopra riportati si evince che tutti i gestori di rete, tranne Hera, hanno tempi medi di realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici inferiori a quelli definiti dal TICA modificato. Con riferimento a Hera, si riscontra che il numero medio di giorni lavorativi di ritardo è pari a 3 giorni lavorativi.

I tempi medi di realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi riscontrati (al netto delle interruzioni consentite dalla regolazione) sono i seguenti:

- A2A, 2 giorni lavorativi;
- Acea, 22 giorni lavorativi;
- ACEGAS-APS non risulta aver realizzato connessioni riconducibili a lavori complessi;
- AEM, 17 giorni lavorativi per la rete di Parma mentre non risulta aver realizzato connessioni riconducibili a lavori complessi per la rete di Torino;
- AER, 39 giorni lavorativi;
- AGSM, 12 giorni lavorativi;
- Deval, 32 giorni lavorativi;
- Enel, tra 7 e 18 giorni lavorativi con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne i casi della Liguria con tempi medi pari a 2 giorni lavorativi, del Molise con tempi medi pari a 27 giorni lavorativi e del Friuli Venezia Giulia con tempi medi pari a 34 giorni lavorativi;
- Hera, 7 giorni lavorativi;
- Set, 13 giorni lavorativi.

Il TICA modificato prevede che il tempo di realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi sia pari al massimo a 90 giorni lavorativi. Dai dati sopra riportati si evince che tutti i gestori di rete hanno tempi medi di realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi inferiori a quelli definiti dal TICA modificato.

La tabella 11 riporta i dati relativi ai ritardi relativi alle richieste di connessione in bassa e media tensione pervenute ai sensi del TICA modificato.

Ritardi per richieste di connessione presentate ai sensi del TICA modificato			
Gestore di rete	Numero preventivi emessi	Numero preventivi messi a disposizione in ritardo per potenze in immissione richieste fino a 100 kW	Percentuale ritardi
A2A	465	3	0,65%
Acea	372	21	5,65%
ACEGAS-APS	84	1	1,19%
AEM	112	7	6,25%
AER	173	0	0,00%
AGSM	75	5	6,67%
Deval	142	14	9,86%
Enel	38.589	39	0,10%
Hera	279	27	9,68%
SET	1.247	4	0,32%
<b>Totale</b>	<b>41.538</b>	<b>121</b>	<b>0,29%</b>
Gestore di rete	Numero preventivi emessi	Numero preventivi messi a disposizione in ritardo per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW	Percentuale ritardi
A2A	465	0	0,00%
Acea	372	0	0,00%
ACEGAS-APS	84	0	0,00%
AEM	112	0	0,00%
AER	173	0	0,00%
AGSM	75	0	0,00%
Deval	142	0	0,00%
Enel	38.589	1	0,00%
Hera	279	3	1,08%
SET	1.247	0	0,00%
<b>Totale</b>	<b>41.538</b>	<b>4</b>	<b>0,01%</b>
Gestore di rete	Numero preventivi emessi	Numero preventivi messi a disposizione in ritardo per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW	Percentuale ritardi
A2A	465	0	0,00%
Acea	372	0	0,00%
ACEGAS-APS	84	0	0,00%
AEM	112	0	0,00%
AER	173	0	0,00%
AGSM	75	0	0,00%
Deval	142	0	0,00%
Enel	38.589	0	0,00%
Hera	279	0	0,00%
SET	1.247	0	0,00%
<b>Totale</b>	<b>41.538</b>	<b>0</b>	<b>0,00%</b>
Gestore di rete	Numero connessioni realizzate	Numero connessioni realizzate in ritardo nel caso di lavori semplici	Percentuale ritardi
A2A	220	3	1,36%
Acea	107	0	0,00%
ACEGAS-APS	38	0	0,00%
AEM	46	0	0,00%
AER	0	0	0,00%
AGSM	30	0	0,00%
Deval	43	0	0,00%
Enel	9.120	0	0,00%
Hera	83	6	7,23%
SET	460	0	0,00%
<b>Totale</b>	<b>10.147</b>	<b>9</b>	<b>0,09%</b>
Gestore di rete	Numero connessioni realizzate	Numero connessioni realizzate in ritardo nel caso di lavori complessi	Percentuale ritardi
A2A	220	0	0,00%
Acea	107	0	0,00%
ACEGAS-APS	38	0	0,00%
AEM	46	0	0,00%
AER	0	0	0,00%
AGSM	30	0	0,00%
Deval	43	0	0,00%
Enel	9.120	0	0,00%
Hera	83	0	0,00%
SET	460	0	0,00%
<b>Totale</b>	<b>10.147</b>	<b>0</b>	<b>0,00%</b>

Tabella 11

I tempi medi di ritardo riscontrati:

- nel caso di ritardo nella messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, sono compresi tra 1 e 12 giorni lavorativi;
- nel caso di ritardo nella messa a disposizione del preventivo per potenze in immissione richieste maggiori di 100 kW e fino a 1.000 kW, sono compresi tra 4 e 8 giorni lavorativi;
- nel caso di ritardo nella realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici, sono compresi tra 5 e 7 giorni lavorativi.

Gli indennizzi automatici per i ritardi sopra descritti sono riportati nella tabella 12, differenziando tra totale di indennizzi automatici da erogare e il totale di questi indennizzi automatici già erogati.

Indennizzi automatici per richieste di connessione in bassa e media tensione presentate ai sensi del TICA modificato			
Ritardo messa a disposizione preventivo per potenze in immissione richieste fino a 100 kW			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
AZA	80	80	100%
Acea	1.880	1.880	100%
ACEGAS-APS	20	20	100%
AEM	1.240	1.240	100%
AER	0	0	-
AGSM	920	920	100%
Deval	1.920	140	7%
Enel	5.320	4.120	77%
Hera	2.600	100	4%
SET	920	0	0%
<b>Totale</b>	<b>14.900</b>	<b>8.500</b>	<b>57%</b>
Ritardo messa a disposizione preventivo per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
AZA	0	0	-
Acea	0	0	-
ACEGAS-APS	0	0	-
AEM	0	0	-
AER	0	0	-
AGSM	0	0	-
Deval	0	0	-
Enel	160	0	0%
Hera	140	80	57%
SET	0	0	-
<b>Totale</b>	<b>300</b>	<b>80</b>	<b>27%</b>
Ritardo messa a disposizione preventivo per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
AZA	0	0	-
Acea	0	0	-
ACEGAS-APS	0	0	-
AEM	0	0	-
AER	0	0	-
AGSM	0	0	-
Deval	0	0	-
Enel	0	0	-
Hera	0	0	-
SET	0	0	-
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
Ritardo realizzazione della connessione nel caso di lavori semplici			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
AZA	280	0	0%
Acea	0	0	-
ACEGAS-APS	0	0	-
AEM	0	0	-
AER	0	0	-
AGSM	0	0	-
Deval	0	0	-
Enel	0	0	-
Hera	740	0	0%
SET	0	0	-
<b>Totale</b>	<b>1.020</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
Ritardo realizzazione della connessione nel caso di lavori complessi			
Gestore di rete	Indennizzi automatici da erogare [€]	Indennizzi automatici già erogati [€]	Percentuale indennizzi automatici già erogati [%]
AZA	0	0	-
Acea	0	0	-
ACEGAS-APS	0	0	-
AEM	0	0	-
AER	0	0	-
AGSM	0	0	-
Deval	0	0	-
Enel	0	0	-
Hera	0	0	-
SET	0	0	-
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>

Tabella 12



### 3.7 TICA modificato – Connessioni in alta e altissima tensione

La tabella 13 riporta i dati relativi alle richieste di connessione in alta e altissima tensione pervenute ai sensi del TICA modificato.

Richieste di connessione in alta e altissima tensione presentate ai sensi del TICA modificato				
	Nord	Centro	Sud	Totale
Numero di richieste di preventivo pervenute	21	34	153	<b>208</b>
Numero di preventivi rilasciati	12	22	77	<b>111</b>
Numero di preventivi accettati	12	21	75	<b>108</b>
Numero di richieste di STMD pervenute	0	0	2	<b>2</b>
Numero di STMD rilasciate	0	0	2	<b>2</b>
Numero di STMD accettate	0	0	2	<b>2</b>
Numero di connessioni già realizzate alla data del 30 aprile 2011	0	0	0	<b>0</b>
Numero di connessioni non ancora ultimate alla data del 30 aprile 2011	0	0	2	<b>2</b>

*Tabella 13*

Analizzando i dati della tabella 13 si nota che, a fronte di 108 preventivi accettati, solo per 2 è stata accettata anche la STMD e non è stata realizzata alcuna connessione entro la data del 30 aprile 2011. Inoltre, dalle informazioni fornite, si evidenzia che la maggior parte delle richieste di connessione (mediamente circa il 75% del totale) presentate ai sensi del TICA modificato per connessioni in alta e altissima tensione si riferiscono a richieste di nuova connessione.

I tempi medi di messa a disposizione del preventivo riscontrati sono i seguenti:

- Enel, 61 giorni (la Sardegna è l'unica regione interessata);
- Terna, tra 43 e 93 giorni con una distribuzione costante tra tutte le regioni, tranne i casi della Lombardia con tempi medi pari a 16 giorni e della Valle d'Aosta con tempi medi pari a 36 giorni.

I tempi medi di messa a disposizione della STMD riscontrati sono i seguenti:

- Enel non risulta aver ricevuto richieste di rilascio di STMD;
- Terna, 15 giorni (la Puglia è l'unica regione interessata).

Con riferimenti ai ritardi, sono stati riscontrati solo 18 ritardi nella messa a disposizione del preventivo da parte di Terna, con ritardi medi pari a 6 giorni.

## 4. Ulteriori informazioni ricevute e/o analizzate

### 4.1 Coordinamento tra gestori di rete ai sensi dell'articolo 17 del TICA

L'Autorità, oltre le informazioni descritte nel paragrafo 2, ha richiesto ai gestori di rete con più di 100.000 clienti di dare evidenza delle azioni poste in essere nei casi in cui si sia reso necessario il coordinamento con altri gestori di rete ai sensi dell'articolo 17 del TICA.

L'unico gestore di rete che ha fornito tali informazioni è stato Enel secondo cui il coordinamento messo in atto con Terna si è svolto principalmente nelle seguenti forme:

- incontri periodici, sia a livello territoriale che di sede centrale, per l'esame congiunto di singole richieste di connessione e/o di una pluralità di richieste ricadenti in una medesima area geografica, in tutti i casi di potenziale coinvolgimento di entrambi i gestori di rete;
- invio a Terna di informative periodiche (semestrali o annuali) sulle richieste di connessione per impianti di potenza maggiore di 1 MW o di 10 MW, fornite di volta in volta secondo le indicazioni di Terna;

- invio a Terna, dal 2009 per le regioni più critiche e dal 2010 per tutto il territorio nazionale, di comunicazioni periodiche contenenti la situazione aggiornata, per regione e con riferimento alla media ed alta tensione, delle richieste di connessione e dei preventivi in corso.

Enel ha evidenziato che è stato necessario avviare il coordinamento con altri gestori di rete sia nel caso di singole richieste di connessione che nel caso di richieste di connessione in aree considerate critiche.

Nel caso di singole richieste di connessione si potevano presentare le due fattispecie seguenti:

- la soluzione di connessione più adeguata era sulla rete di un diverso gestore di rete: in questo caso è stato messo in atto uno scambio di informazioni e di dati, su richiesta del gestore di rete destinatario della domanda di connessione e, successivamente all'accettazione del preventivo, il gestore di rete alla cui rete era previsto l'allacciamento diventava l'interlocutore per il richiedente;
- la soluzione di connessione era sulla rete di Enel ma con interventi previsti anche sulla rete di un altro gestore di rete: in questo caso il coordinamento proseguiva durante le fasi successive alla messa a disposizione del preventivo (fasi di progettazione, svolgimento degli iter autorizzativi, esecuzione delle opere).

Nel caso di richieste in aree considerate critiche, a partire dal 2009, a causa della molteplicità di richieste e della conseguente progressiva saturazione della rete, si è reso necessario iniziare a prevedere soluzioni comuni a più richiedenti, anche per impianti di piccola e media taglia, come, ad esempio, potenziamenti di cabine primarie esistenti oppure realizzazione di nuove cabine primarie.

In tali casi la gestione delle richieste è avvenuta sulla base dell'applicazione di "finestre temporali", di ampiezza variabile a seconda della criticità dell'area e del numero di richieste. A chiusura di tali "finestre temporali", Enel formalizzava la richiesta di soluzione tecnica e/o di coordinamento a Terna o altro gestore di rete, per gli interventi da prevedere sulla rete di quest'ultimo. Veniva inoltre data informativa ai richiedenti circa l'avvio o l'esito del coordinamento.

A seguito del riscontro di Terna o altro gestore di rete, venivano inviati i preventivi di connessione ai richiedenti, completi di tutti gli interventi necessari per la connessione dei singoli impianti.

Tale modalità di coordinamento messa in atto da parte di Enel era stata già comunicata all'Autorità nel maggio 2010, descrivendo le procedure di coordinamento con Terna e indicando alcune comunicazioni scambiate tra i gestori di rete, con i relativi dati trasmessi.

#### 4.2 Criticità riscontrate dai gestori di rete e derivanti dall'applicazione della regolazione in materia di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica

L'Autorità, oltre le informazioni descritte nel paragrafo 2, ha richiesto infine ai gestori di rete con più di 100.000 clienti di dare evidenza delle eventuali criticità riscontrate dai medesimi gestori di rete e derivanti dall'applicazione della regolazione in materia di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica e oggetto dell'istruttoria conoscitiva.

Gli unici gestori di rete che hanno fornito tali informazioni sono stati ACEGAS-APS ed Enel.

ACEGAS-APS segnala il verificarsi in particolari periodi temporali (ad esempio nei periodi di cambio del valore degli incentivi previsti dalla normativa vigente oppure quando un operatore del settore realizza contemporaneamente un numero elevato di impianti) della presentazione di un numero elevato di richieste di connessione concentrate nello stesso intervallo temporale spesso molto ristretto, comportando quindi estreme difficoltà nel predisporre tutti i preventivi nei tempi previsti dalla regolazione vigente.

Enel segnala che la principale causa di criticità nella gestione del processo di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica è attribuibile al numero delle richieste di connessione

ricevute e alla loro crescita esponenziale in un arco temporale relativamente breve con forte concentrazione in corrispondenza delle scadenze previste per l'accesso agli incentivi previsti dalla normativa vigente. Gli elevati volumi delle richieste di connessione hanno rappresentato un evento che non ha precedenti nei diversi decenni di attività di Enel e ha determinato un'enorme pressione sull'intera organizzazione.

Enel ha inoltre segnalato diverse criticità relative alle diverse deliberazioni oggetto dell'istruttoria conoscitiva.

Con riferimento alla deliberazione n. 281/05, Enel segnala che le problematiche riscontrate sono prevalentemente riferibili alla difficoltà di gestione dei volumi di richieste di connessione, in particolare per la connessione alla rete in media tensione, che hanno subito un notevole incremento nel periodo 2006-2008. Per tali casi, la deliberazione n. 281/05 non prevedeva una regolazione in grado di consentire la gestione di richieste plurime ricadenti nella stessa area.

Tuttavia, Enel segnala che l'iter procedurale definito dalla deliberazione n. 281/05 si è dimostrato sufficientemente efficace dal punto di vista dello sviluppo del sistema elettrico, considerando che:

- trasferiva correttamente segnali di costo e complessità ai richiedenti la connessione;
- il punto di connessione era individuato dal gestore di rete per connessioni sia in media che in alta tensione, evitando la socializzazione di costi per impianti di esclusivo interesse del produttore non utilizzabili proficuamente per lo sviluppo della rete.

Considerando quanto sopra descritto, Enel evidenzia che il sistema complessivo presentava comunque un meccanismo che tendeva a bilanciare le numerose richieste di connessione quando si verificavano nella stessa area, perché la saturazione di un'area comportava un segnale nei confronti dei richiedenti la connessione di aggravio dei costi dovuto all'incremento del livello di complessità delle soluzioni di connessione individuate.

Con riferimento alla deliberazione n. 89/07, Enel segnala che la prima e più importante criticità riscontrata è stata l'entrata in vigore della deliberazione con decorrenza immediata, che non ha concesso ai gestori di rete il tempo necessario per mettere a punto gli applicativi informatici indispensabili per una gestione efficiente delle attività. La messa a punto dell'applicativo è stata di conseguenza attuata in un periodo in cui la deliberazione era già vigente.

Enel segnala inoltre che tale criticità si è manifestata nei riguardi di un numero di richieste di connessione che, per l'oggetto stesso della deliberazione (connessioni alle reti in bassa tensione), ha assunto da subito dimensioni rilevanti, anche in relazione alla rimozione dei segnali di complessità e costo associati alla singola connessione, per effetto del corrispettivo di connessione a *forfait* stabilito dalla deliberazione.

Con riferimento al TICA per connessioni in bassa e media tensione, Enel segnala che l'elemento di maggiore criticità è associato al volume notevole (in termini di numero e di potenza) di richieste di connessione pervenute. Secondo Enel, le criticità derivano da:

- l'estensione del corrispettivo di connessione a *forfait* alle richieste per connessioni in media tensione, che ha eliminato il trasferimento di ogni segnale di complessità associato ad ogni elemento di costo;
- l'aver sottratto al gestore di rete la facoltà di determinare, per le connessioni in media tensione, il punto di connessione, che ai sensi del TICA deve essere ubicato al confine della proprietà del richiedente (conseguenza della previsione che non è presente l'impianto di utenza per la connessione nella soluzione tecnica di connessione), limitando ulteriormente il segnale di costo nel corrispettivo di connessione;
- l'obbligo di connessione ad un determinato livello di tensione in dipendenza della potenza in immissione richiesta, che ha incoraggiato il frazionamento intenzionale delle richieste di connessione in virtù non solo della percezione di maggiore rapidità delle procedure autorizzative (eventuali procedure semplificate per l'impianto di produzione, che non

eliminavano tuttavia la necessità di iter autorizzativi più complessi per interventi di connessione o di potenziamento sulla rete) ma anche dell'apparente semplificazione dell'iter di connessione (ad esempio, contando sui tempi brevi di connessione di singoli impianti a livelli di tensione più bassi, senza tenere conto della complessità degli interventi sulla rete a livelli di tensione superiori);

- l'assenza del pagamento di un corrispettivo iniziale nel caso di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, che ha reso possibile il proliferare di volumi di iniziative contemporanee intraprese anche da soggetti non sempre in grado di condurle concretamente tutte in parallelo.

Enel evidenzia che i primi tre fattori sopra elencati, tutti assenti nella deliberazione n. 281/05 e tutti inseriti nel TICA, uniti alla previsione sopra indicata nell'ultimo alinea, hanno contribuito alla crescita esponenziale di richieste di connessione alla rete in media tensione e al fenomeno della "prenotazione" di potenze di connessione ingenti, anche a fini speculativi.

Enel segnala che una seconda serie di criticità è stata determinata dall'assenza di una regolazione in materia di gestione delle connessioni plurime e delle condizioni di saturazione di rete.

Infine Enel evidenzia che una terza causa di criticità riscontrata nell'attuazione dei processi delineati dal TICA è legata alla varietà e articolazione di casi che la realtà ha presentato e per i quali non risultavano presenti specifiche disposizioni nell'ambito della regolazione.

Con riferimento al TICA per connessioni in alta e altissima tensione, Enel segnala che le principali criticità riscontrate sono costituite essenzialmente dalla necessità di coordinamento pressoché sistematico tra gestori di rete (distributore e Terna).

Con riferimento al TICA modificato, Enel segnala che il TICA modificato non ha introdotto ulteriori elementi procedurali di criticità, se non nell'aumento del numero degli adempimenti oggetto di standard, con particolare riferimento alle connessioni in bassa e media tensione, e nell'incremento del numero di comunicazioni da scambiare tra il gestore della rete e i richiedenti la connessione.

Enel evidenzia che la sospensione, a seguito di ricorso al TAR Lombardia, delle garanzie finanziarie che erano associate alla "prenotazione" della capacità di rete, ha parzialmente vanificato il contributo della disposizione alla risoluzione delle congestioni di rete, in quanto lo strumento rimasto in vigore (*open season* nelle aree critiche) non ha un impatto economico diretto sui richiedenti la connessione. In ogni caso, l'introduzione dell'*open season* e del coordinamento tra i richiedenti in caso di opere comuni costituiscono indubbiamente un miglioramento rispetto alla situazione precedente.

Infine Enel rileva che, con riferimento alla fase di attivazione della connessione, la deliberazione ARG/elt 51/11 ha determinato un incremento degli scambi di comunicazione tra gestore di rete e richiedente nonché la necessità di approntare nuovi canali di comunicazione e aggiornare i sistemi informatici, senza concedere tempi per i necessari adeguamenti.

#### 4.3 Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete con più di 100.000 clienti

Nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva sono state analizzate le Modalità e condizioni contrattuali (MCC) predisposte dai gestori di rete con più di 100.000 clienti e pubblicate sui relativi siti *internet*. Dall'analisi si è riscontrato che:

- alcuni gestori di rete non hanno ancora adeguato le proprie MCC al TICA modificato;
- alcuni gestori di rete hanno inserito nelle MCC e nei moduli per la presentazione della richiesta di connessione alcune condizioni e informazioni e/o documentazioni da fornire non previste dalla regolazione vigente.

## 5. Verifiche ispettive

Parallelamente all'avvio dell'istruttoria conoscitiva sull'erogazione del servizio di connessione alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica da parte dei gestori di rete, l'Autorità, con la deliberazione VIS 44/11, ha approvato il programma di verifiche ispettive nei confronti di due gestori di rete in materia di erogazione del servizio di connessione alla rete elettrica di impianti di produzione, da attuare nel periodo intercorrente fra la data di entrata in vigore della medesima deliberazione (28 marzo 2011, data di pubblicazione sul sito *internet* dell'Autorità) e il 31 dicembre 2011.

Come precisato dall'Allegato A alla medesima deliberazione, le operazioni di verifica hanno ad oggetto la corretta applicazione delle condizioni che devono essere applicate dai gestori di rete ai fini dell'erogazione del servizio di connessione alla rete elettrica di impianti di produzione e che si riferiscono alle medesime deliberazioni oggetto dell'istruttoria conoscitiva.

Le operazioni di verifica hanno inoltre ad oggetto quanto previsto dall'articolo 18 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 181/10 che ha definito, in accordo con quanto previsto dall'articolo 15, comma 1, lettera c), del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 6 agosto 2010, recante "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", nuovi indennizzi nei casi in cui il mancato rispetto dei tempi per la connessione da parte del gestore di rete comporti la perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante.

Le operazioni di verifica nell'anno 2011 hanno interessato Acea ed Enel.

Le due verifiche ispettive, entrambe riferite alle richieste di connessione ricevute a decorrere dall'1 gennaio 2008, sono state effettuate per mezzo:

1. di un controllo procedurale utilizzando una *check-list* da compilare in sede di verifica ispettiva in contraddittorio con la parte;
2. della visione e acquisizione di elementi documentali e informativi, relativi all'iter di connessione;
3. dell'estrazione di dati dal sistema informatico del gestore di rete.

Con riferimento al punto 1., nel corso delle verifiche ispettive è stata compilata da ogni gestore di rete la *check-list*, proposta dal Nucleo ispettivo. Ogni *check-list* ha riguardato la richiesta di:

- informazioni generali sull'organizzazione del gestore di rete, ai fini dell'erogazione del servizio di connessione degli impianti di produzione, e delle relative procedure adottate dalla medesima società;
- informazioni e relativi tempi medi, con riferimento ai diversi provvedimenti dell'Autorità oggetto della verifica ispettiva, per l'erogazione del servizio di connessione degli impianti di produzione, comprensivi degli eventuali tempi medi di ritardo per le singole prestazioni;
- informazioni relative al numero e all'importo degli indennizzi automatici, previsti dai diversi provvedimenti dell'Autorità oggetto della verifica ispettiva, e alle procedure adottate dal gestore di rete e alle relative tempistiche per l'erogazione dei medesimi indennizzi;
- informazioni relative al numero di richieste di restituzione della garanzia precedentemente resa per le connessioni in aree critiche o su linee critiche, presentate ai sensi della deliberazione ARG/elt 9/11, e al numero delle garanzie eventualmente già restituite con i relativi tempi medi di restituzione;
- informazioni relative al numero e all'importo degli ulteriori indennizzi per impianti fotovoltaici, previsti dalla deliberazione ARG/elt 181/10.

Con riferimento al punto 2., nel corso della verifica ispettiva il gestore di rete ha fornito al Nucleo ispettivo elementi documentali e informativi, relativi all'iter di connessione, in particolare copie delle MCC e di documenti aziendali relativi alla gestione del processo di connessione.

Con riferimento al punto 3., il Nucleo ispettivo ha provveduto:

- a scegliere, a campione, alcune richieste di connessione in funzione del numero complessivo delle richieste pervenute, differenziando per deliberazione di riferimento;
- a individuare ed analizzare le richieste di connessione per le quali sono pervenuti agli Uffici dell'Autorità comunicazioni di presunti disservizi nell'erogazione del servizio di connessione;
- a scegliere, a campione, alcune pratiche di connessione oggetto di indennizzo automatico.

I campioni individuati come sopra definito sono oggetto di analisi e di approfondimenti da parte degli Uffici dell'Autorità.

Nel caso di Enel, il punto 3. ha interessato, in sede di prima verifica ispettiva, la Distribuzione Territoriale Rete Puglia e Basilicata e la Distribuzione Territoriale Rete Triveneto.

La verifica ispettiva presso Acea si è conclusa con esito positivo non avendo riscontrato significative anomalie.

La verifica ispettiva presso Enel, e in particolare l'analisi della documentazione acquisita, è tuttora in corso.

## **6. Conclusioni**

L'istruttoria conoscitiva evidenzia il forte aumento del numero delle richieste di connessione di impianti di produzione di energia elettrica e delle conseguenti connessioni riscontrate negli ultimi anni. Ciò ha comportato, da un lato, l'esigenza di continui adeguamenti della regolazione vigente, al fine di standardizzare le condizioni procedurali ed economiche nel caso delle numerose connessioni in bassa e media tensione; dall'altro, l'esigenza da parte dei gestori di rete di adeguare i propri sistemi informatici al fine di gestire la numerosità di richieste.

Per questo motivo, l'Autorità, con il TICA modificato, ha previsto che i gestori di rete con almeno 100.000 clienti predispongano, entro il 31 dicembre 2011, un portale informatico finalizzato alla gestione dell'iter di connessione. Ciò al fine di rendere lo scambio di informazioni e/o documenti tra richiedente e gestore di rete molto più efficiente ed efficace con indubbi vantaggi per l'intero processo di connessione. Ad oggi appare che il portale informatico sia già stato implementato da alcuni gestori di rete, tra cui Enel che ha dato evidenza all'Autorità dell'avvenuta attivazione in data 7 ottobre 2011.

Considerato l'elevato numero delle richieste di connessione, dai dati riportati nella presente relazione appare che mediamente gli interventi regolatori siano stati efficaci, apportando rilevanti efficientamenti negli iter di connessione e che l'operato dei gestori di rete è aderente a quanto previsto dalla regolazione, pur avendo evidenziato alcune anomalie, di seguito sintetizzate, che richiedono interventi o approfondimenti successivi.

### 6.1 Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete con più di 100.000 clienti

Dall'analisi delle Modalità e condizioni contrattuali (MCC) predisposte dai gestori di rete con più di 100.000 clienti e pubblicate sui relativi siti *internet* si è riscontrato che:

- alcuni gestori di rete non hanno ancora adeguato le proprie MCC al TICA modificato;
- alcuni gestori di rete hanno inserito nelle MCC e nei moduli per la presentazione della richiesta di connessione alcune condizioni e informazioni e/o documentazioni da fornire non previste dalla regolazione vigente.

L'Autorità provvederà a segnalare entrambe le incongruenze rilevate ai singoli gestori di rete interessati ai fini di apportare le modifiche necessarie.

### 6.2 Ritardi nell'erogazione delle prestazioni in materia di connessioni

Dai dati esposti emerge che, in alcuni casi, si sono registrati ritardi nell'emissione del preventivo o nella realizzazione della connessione. Nel caso di ritardi, sono stati erogati indennizzi automatici o ne è stata prevista la prossima erogazione. Pertanto non si intende definire ulteriori seguiti, anche se è opportuno il continuo monitoraggio affinché il ritardo non si configuri come un diniego di connessione. Tuttavia, la documentazione acquisita, essendo su base aggregata, non consente un puntuale riscontro tra il singolo caso di ritardo e il corrispondente indennizzo, né permette di rilevare eventuali ritardi non riconosciuti come tali dai gestori di rete a cui, pertanto, non ha fatto seguito l'erogazione degli indennizzi automatici. Al fine di approfondire tali aspetti, si rimanda a quanto proposto nel paragrafo 6.5.

### 6.3 Tempistiche di erogazione degli indennizzi automatici

Dai dati esposti emerge che, in alcuni casi, vi sono indennizzi automatici da erogare ma non ancora erogati. Ciò lascia presupporre la presenza di tempistiche differenziate tra gestori di rete e, in alcuni casi, piuttosto prolungate nell'erogazione degli indennizzi a seguito dell'evidenza del ritardo.

Al riguardo, si evidenzia che la regolazione vigente non prevede specifiche tempistiche entro cui erogare gli indennizzi a seguito del termine della prestazione erogata in ritardo. Poiché tale problema era già emerso per effetto di segnalazioni da parte di produttori, l'Autorità, nel DCO 37/11 (a cui si rimanda), ha già proposto di introdurre delle tempistiche certe per l'erogazione degli indennizzi automatici previsti dal TICA modificato. In particolare, l'Autorità ha proposto che:

- gli indennizzi siano corrisposti dal gestore di rete al richiedente entro 30 giorni solari dalla data di effettuazione della prestazione richiesta;
- l'entità dell'indennizzo aumenti del 50% in caso di mancata corresponsione dell'indennizzo automatico da parte del gestore di rete entro le tempistiche di cui al precedente periodo;
- l'entità dell'indennizzo triplichi nel caso in cui il ritardo nell'erogazione dell'indennizzo superi i 90 giorni solari;
- l'indennizzo debba comunque essere corrisposto entro 7 mesi dalla data di effettuazione della prestazione richiesta.

Tenendo conto degli esiti della presente istruttoria, l'Autorità intende estendere le predette modalità di erogazione degli indennizzi automatici anche alle pratiche di connessione in corso, prevedendo una tempistica entro cui erogare tutti gli indennizzi automatici riferiti a prestazioni già completate in ritardo alla data di entrata in vigore del provvedimento.

### 6.4 Preventivi di connessioni accettati per i quali le connessioni non sono ancora state completate al 30 aprile 2011

Dai dati esposti emerge che vi è una grande differenza tra il numero di preventivi accettati e il numero di connessioni effettivamente realizzate (oltre che tra le relative capacità di rete prenotate ed effettivamente utilizzate). Ciò è particolarmente evidente nel caso delle pratiche di connessione avviate ai sensi delle deliberazioni n. 281/05 e n. 89/07, alcune delle quali risultano ancora vigenti seppur non completate, nonostante il fatto che tali provvedimenti non sono più applicabili per nuove richieste di connessione a far data dall'1 gennaio 2009. E' quindi possibile l'esistenza di preventivi accettati e tuttora vigenti a cui non farà seguito l'effettiva realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica. Tale tema è già stato ampiamente affrontato nel DCO 37/11 (al quale si rimanda), ove sono anche state proposte possibili soluzioni.

### 6.5 Analisi puntuali delle pratiche di connessione

La relazione presenta il quadro generale che deriva dall'analisi dei dati aggregati inviati dai singoli gestori di rete nel corso dell'istruttoria conoscitiva. Rimane ferma l'esigenza di valutare analisi più dettagliate circa l'operato dei singoli gestori di rete, raccogliendo e analizzando puntualmente una serie di pratiche di connessione scelte a campione. Solo in questo modo è infatti possibile capire come viene applicata nel dettaglio la regolazione vigente, evidenziando eventuali ritardi non riconosciuti come tali dai gestori di rete a cui, pertanto, non fa seguito l'erogazione degli indennizzi automatici o evidenziando l'eventuale applicazione di corrispettivi non previsti o difformi.

Per questo motivo la presente istruttoria evidenzia la necessità di proseguire, nei prossimi anni, il programma di verifiche ispettive presso i gestori di rete in materia di erogazione del servizio di connessione alla rete elettrica di impianti di produzione (già avviato nel 2011), analizzando nel dettaglio alcune pratiche di connessione scelte a campione. Le analisi di dettaglio possono anche essere opportune per affinare, qualora ne emergano le esigenze, la regolazione vigente affinché possa contribuire a migliorare la gestione delle connessioni.