

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Villanova (nel comune di Cepegatti, Pescara) e Lastva (Montenegro). Trattandosi di un'interconnessione con uno Stato non appartenente all'Unione europea, la richiesta della società Monita Interconnector è

stata considerata come una richiesta di esenzione dalla disciplina che prevede l'accesso di terzi, di cui all'art. 1-*quinquies*, comma 6, della legge 27 ottobre 2003, n. 290.

Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati all'ingrosso e al dettaglio

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Le risultanze del monitoraggio dei mercati, compiuto ai sensi del *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del Mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM)*²⁰, hanno evidenziato come, nel corso del primo semestre 2016:

- alcuni utenti del dispacciamento, titolari di unità di consumo o di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, abbiano adottato strategie di programmazione non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previsione che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento, ai sensi dell'art. 14, comma 6, della delibera 111/06;
- alcuni utenti del dispacciamento, titolari di unità di produzione abilitate alla presentazione di offerte sull'MSD (c.d. "unità

abilitate"), che erano usualmente disacciate in esito ai mercati dell'energia, abbiano registrato un programma di immissione al termine dell'MI pari a zero, ascrivibile, in parte, alla riduzione dei prezzi che si è osservata nei mesi primaverili sui mercati dell'energia e che ha messo fuori mercato alcune di queste unità e, in parte, al fatto che i relativi utenti del dispacciamento sembravano aver adottato sui mercati sopracitati una strategia di trattenimento fisico (assenza di offerte) o economico (offerte a prezzi superiori a quelli di mercato). Terna, al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete elettrica locale, ha dovuto disporre l'avviamento, sull'MSD, di alcune delle suddette unità di produzione, accettando le offerte di minimo presentate dai relativi utenti del dispacciamento a prezzi significativamente elevati, con impatto sul valore del corrispettivo per l'approvvigionamento di risorse nell'MSD (c.d. *uplift*). L'accettazione sistematica delle offerte al minimo ha reso maggiormente prevedibile il

²⁰ Allegato A alla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

segno di sbilanciamento, con ciò favorendo l'adozione da parte degli utenti del dispacciamento, titolari di unità di consumo e di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, di strategie di programmazione non coerenti, che hanno amplificato gli effetti negativi sul funzionamento dei mercati elettrici.

Pertanto, con la delibera 342/2016/E/eel, l'Autorità ha avviato procedimenti per l'adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di misure di regolazione asimmetrica, nei confronti degli utenti del dispacciamento che hanno messo in atto le condotte sopra descritte, volti a promuovere la concorrenza e a garantire il buon funzionamento dei mercati.

In attesa dello svolgimento dei predetti procedimenti prescrittivi, l'Autorità ha, inoltre, intimato agli utenti del dispacciamento di porre fine, da subito, ad ogni condotta finalizzata all'adozione di strategie di programmazione non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza e di comportamenti d'offerta tali da alterare il regolare processo di formazione dei prezzi nei mercati elettrici, in quanto potenzialmente configurabili come violazioni del divieto di manipolazione di mercato, previsto dall'art. 5 del regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT).

A seguito delle segnalazioni del GME e di Terna, che hanno evidenziato variazioni nel comportamento di offerta di altri utenti del dispacciamento, con la delibera 459/2016/E/eel l'Autorità ha avviato nuovi procedimenti individuali nei confronti di tali soggetti.

Con la delibera 6 settembre 2016, 477/2016/E/eel, l'Autorità ha segnalato all'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) la potenziale violazione della disciplina della concorrenza da parte di alcuni utenti del dispacciamento titolari di unità produttive abilitate all'MSD. Il 29 settembre 2016, l'AGCM ha così avviato due istruttorie nei confronti, rispettivamente, delle società Enel Produzione e Sorgenia, per accertare l'eventuale violazione dell'art. 3, lettera a), della legge 10 ottobre 1990, n. 287, e/o dell'art. 102, lettera a), del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea.

Con la delibera 28 dicembre 2016, 813/2016/E/eel, l'Autorità ha chiuso, con un provvedimento di archiviazione, i primi 12 procedimenti avviati con la delibera 342/2016/E/eel, per l'accertamento di eventuali condotte di programmazione non diligente. In dieci casi le risultanze istruttorie hanno evidenziato come, dall'adozione di condotte non diligenti, gli utenti del dispacciamento non avessero in realtà conseguito benefici economici e come, quindi, non ci fossero

i presupposti per un'azione prescrittiva, ferma restando la sanzionabilità delle suddette condotte. Negli altri due casi, in seguito all'acquisizione di specifici elementi fattuali, è stato riscontrato un comportamento conforme alla regolazione.

Nel mese di marzo 2017, l'Autorità ha adottato i primi provvedimenti prescrittivi nei confronti di utenti del dispacciamento titolari di punti in prelievo, finalizzati alla restituzione degli importi dai medesimi indebitamente conseguiti, tramite la regolazione economica dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio, in quanto frutto di condotte di programmazione non diligente. Tali importi andranno a riduzione del corrispettivo *uplift*, e quindi a beneficio della generalità dei clienti finali. Il circuito di restituzione è stato peraltro anticipato nella delibera 14 ottobre 2016, 575/2016/R/eel, la quale, anche in attuazione dell'ordinanza del TAR Lombardia n. 1185/2016, ha stabilito che gli importi eventualmente recuperati da Terna, in forza dei provvedimenti prescrittivi, nonché delle misure di regolazione asimmetrica poste in essere a seguito dei procedimenti avviati con le delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel, fossero immediatamente contabilizzati nel calcolo del corrispettivo *uplift*. Ciò per consentirne l'immediato e automatico riconoscimento a tutti gli utenti del dispacciamento e, per loro tramite, a tutti i clienti finali sia del mercato tutelato sia del mercato libero.

In merito alle ipotesi di violazione dell'art. 5 del REMIT, l'Autorità ha valutato che non sussistessero i presupposti per la violazione della suddetta fattispecie. Infatti, dal punto di vista economico le condotte di programmazione non diligente possono configurarsi quali arbitraggi di prezzo (intertemporali) tra l'MGP e il Mercato di bilanciamento in tempo reale (MB), considerando gli sbilanciamenti come parte integrante di quest'ultimo mercato. Inoltre, è emerso che le opportunità di arbitraggio sono state incentivate dalle modalità di calcolo del segno di sbilanciamento macrozonale e dalla conseguente determinazione del prezzo di sbilanciamento, alle cui criticità l'Autorità ha fatto fronte provvisoriamente con le delibere 444/2016/R/eel e 800/2016/R/eel, nelle more di una revisione organica della disciplina degli sbilanciamenti; infine, l'arbitraggista risultava controinteressato alla propagazione a ritroso (da MSD/MB a MGP) del segnale di prezzo di sbilanciamento distorto, che avrebbe annullato il differenziale di prezzo da cui avrebbe tratto profitto. In conclusione, le condotte in esame, a livello del singolo utente del dispacciamento, non hanno determinato alterazioni dei prezzi dei mercati MGP e MSD/MB. Tuttavia, la chiusura dei singoli procedimenti prescrittivi non ha precluso l'avvio di altrettanti procedimenti

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

sanzionatori per la violazione della disciplina del dispacciamento.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

Come ogni anno, anche nel 2016, l'Autorità ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati oggetto del monitoraggio del mercato al dettaglio, pubblicandone l'elenco sul proprio sito internet: risultano, dunque, obbligati complessivamente 121 soggetti. Con riferimento al settore dell'energia elettrica, si tratta di 13 distributori e 58 venditori; di questi, nove distributori e tre venditori operano esclusivamente nel settore dell'energia elettrica, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica sia gas naturale.

Nel corso dell'anno, è proseguita la raccolta sistematica dei dati di

base funzionali sia alla redazione del *Rapporto Annuale sul monitoraggio retail*, che riporta gli indici misurati, sia all'analisi riguardo all'evoluzione delle condizioni di funzionamento dei mercati della vendita al dettaglio, con particolare riferimento al grado di apertura e ai livelli di concorrenzialità e trasparenza, nonché al grado di partecipazione e soddisfazione dei clienti finali.

Nel 2016 si sono svolte 18 raccolte dati relative al monitoraggio *retail*; di queste ben quattro²¹ sono iniziate nel corso dell'anno e hanno riguardato le attività di monitoraggio delle fatture di chiusura per la cessazione della fornitura di energia elettrica e di gas naturale definite con la delibera 10 marzo 2016, 100/2016/R/com.

Per una illustrazione esaustiva si rimanda al capitolo 7.

Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

Intimazione ad adempiere agli obblighi di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di media tensione previsti dalla delibera 84/2012/R/eel

Con la delibera 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel, l'Autorità ha stabilito che fossero effettuati degli interventi urgenti sugli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, al fine di evitare potenziali impatti rilevanti sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico e sui costi connessi alla medesima gestione.

Nel mese di ottobre 2016, Terna ha trasmesso l'elenco aggiornato degli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione

inadempienti alle prescrizioni della citata delibera 84/2012/R/eel. In particolare, sono risultati 1.069 gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione ancora non adeguati (su un totale di 18.393 impianti), per una relativa potenza totale pari a circa 960 MW (su un totale di circa 15,5 GW). Si tratta per lo più di impianti fotovoltaici (568 impianti), parti di ASSPC (823 impianti).

Con la delibera 27 ottobre 2016, 613/2016/E/eel, in assenza di elementi informativi e documentali idonei a dimostrare una oggettiva impossibilità dei titolari di tali impianti di adempiere agli obblighi prescritti dalla citata delibera 84/2012/R/eel ed in considerazione dell'interesse primario di garantire la sicurezza della rete elettrica, l'Autorità ha intimato ai produttori interessati di provvedere agli adeguamenti richiesti entro e non oltre:

²¹ Si tratta delle raccolte di monitoraggio sulle fatture di chiusura.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- il 31 gennaio 2017, nel caso degli impianti di produzione di potenza superiore a 50 kW connessi alle reti di media tensione;
- il 31 marzo 2017, nel caso degli impianti di produzione di potenza fino a 50 kW connessi alle reti di media tensione.

Inoltre, il summenzionato provvedimento ha imposto al GSE, qualora non avesse già provveduto, di sospendere, con effetto immediato, l'erogazione degli incentivi e l'efficacia delle convenzioni di scambio sul posto e di ritiro dedicato, nei confronti degli impianti di produzione non adeguati, fino all'avvenuto adeguamento degli stessi.

Infine, allo scopo di preservare la sicurezza del sistema elettrico, è stato previsto che gli impianti di produzione che, ai 31 gennaio 2017 e ai 31 marzo 2017, nonostante l'intimazione, fossero risultati inadempienti, avrebbero dovuto essere disconnessi dalla rete elettrica. In particolare:

- nel caso di impianti di produzione non facenti parte di ASSPC, il gestore di rete avrebbe effettuato la disattivazione della connessione;
- nel caso di impianti di produzione facenti parte di ASSPC, il produttore avrebbe dovuto aprire in modo permanente l'interruttore del dispositivo di generatore, dandone comunicazione al gestore di rete per le opportune verifiche. In caso contrario, il gestore di rete ne darà comunicazione all'Autorità ai fini dell'adozione dei provvedimenti sanzionatori di competenza.

Entrata in vigore delle nuove disposizioni delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21

A seguito della pubblicazione, alla fine del mese di luglio 2016, della Variante V2 alla norma CEI 0-16 e della nuova edizione della norma CEI 0-21, con la delibera 22 dicembre 2016, 786/2016/R/eel, l'Autorità:

- ha previsto che le nuove disposizioni tecniche, derivanti dalla norma europea CEI EN 50438 e recepite nella norma CEI 0-21, trovino applicazione con le richieste di connessione presentate, ai sensi del TICA, dall'1 luglio 2017;
- ha esplicitato che, nel caso di richieste di connessione presentate, ai sensi del TICA, fino al 30 giugno 2017, sia comunque possibile applicare, su istanza del richiedente, le disposizioni previste dalla nuova edizione della norma CEI 0-21, qualora i dispositivi e/o i sistemi di accumulo degli impianti di produzione

siano conformi e certificati secondo le disposizioni della nuova edizione della norma CEI 0-21;

- ha definito le tempistiche entro le quali devono essere effettuate le verifiche periodiche del sistema di protezione di interfaccia con cassetta prova relè, secondo le disposizioni previste dalle norme CEI 0-16 e CEI 0-21;
- ha previsto di richiedere al CEI, nell'ambito del Protocollo d'intesa sottoscritto dall'Autorità, una semplificazione della norma CEI 0-21, anche alla luce del quadro tecnico normativo europeo, eventualmente distinguendo tra gli impianti di produzione *plug and play* e gli altri impianti, salvaguardando la sicurezza e la prestazione dei servizi di rete essenziali per evitare criticità sulle reti pubbliche.

Definizione delle modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che accedono all'incentivazione tramite le tariffe fisse onnicomprensive, di cui al decreto interministeriale 23 giugno 2016

Il decreto interministeriale 23 giugno 2016 ha definito le modalità e le relative tariffe per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dagli impianti fotovoltaici. In particolare, il decreto assegna all'Autorità il compito di:

- definire le modalità con le quali trovino copertura sulle componenti tariffarie dell'energia elettrica le risorse necessarie per l'erogazione degli incentivi;
- individuare le modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione incentivati con la tariffa onnicomprensiva ai sensi del medesimo decreto interministeriale, stabilendo altresì le modalità di cessione al mercato della medesima energia elettrica da parte del GSE.

Con la delibera 14 luglio 2016, 404/2016/R/efr, l'Autorità:

- ha definito le modalità di ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, per la quale sono erogate le tariffe fisse onnicomprensive e le modalità di cessione al mercato della medesima energia elettrica da parte del GSE. Tali modalità sono analoghe a quelle già previste

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

dalla delibera 2 agosto 2012, 343/2012/R/efr, in attuazione del precedente decreto interministeriale 6 luglio 2012;

- ha previsto che i corrispettivi di sbilanciamento sostenuti dal GSE, in relazione all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, per la quale vengono erogate le tariffe fisse onnicomprensive, siano posti in capo ai produttori che accedono alle medesime tariffe secondo le identiche modalità previste nel caso di ritiro dedicato;
- ha stabilito che la differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica, ai sensi del citato decreto, e i conseguenti ricavi sia posta in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A₃.

Innovazioni regolatorie relative all'operato del GSE

L'Autorità ha approvato due provvedimenti relativi all'operato del GSE. In particolare:

- con la delibera 26 maggio 2016, 266/2016/R/eel, oltre ad approvare il corrispettivo riconosciuto al GSE a copertura dei costi di funzionamento relativi all'anno 2015, ha previsto, a decorrere dall'anno 2015, che:
 - i costi di funzionamento del GSE che trovano copertura diretta, tramite la componente tariffaria A₃, siano esclusivamente quelli che non rientrano nell'ambito di applicazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 24 dicembre 2014²²;
 - eventuali maggiori costi di funzionamento del GSE, afferenti alle attività sottoposte dal regime prefigurato dall'art. 25 del decreto legge n. 91/14 e non già coperti dalle tariffe definite dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014, siano transitoriamente coperti dalla componente tariffaria A₃, salvo recupero a seguito di successive revisioni delle predette tariffe;

- i costi relativi alle attività del comparto "altri servizi specializzati", i costi per il *data warehouse* previsto dal TIMM, nonché i costi vivi sostenuti dal GSE per le attività richieste dall'Autorità in avvalimento siano posti a carico della componente tariffaria A₃, poiché non coperti dalle tariffe previste dal menzionato decreto ministeriale 24 dicembre 2014;
- con la delibera 9 marzo 2017, 128/2017/R/eel, sono stati razionalizzati sia i flussi dei dati relativi ai meccanismi di incentivazione ed ai regimi amministrati gestiti dal GSE sia i flussi dei dati di misura al medesimo GSE. Nello specifico, tale provvedimento:
 - razionalizza, semplifica ed aggiorna i dati e le informazioni che il GSE è tenuto a inviare all'Autorità nonché le relative tempistiche, al fine di tenere conto delle innovazioni normative e regolatorie nel frattempo intercorse e per facilitare la piena applicazione dei principi contenuti nel TIMM;
 - prevede che il GSE predisponga un Piano di lavoro, al fine di consentire l'utilizzo del *data warehouse* previsto dal TIMM, previa centralizzazione, all'interno del medesimo GSE, dei database afferenti ai diversi strumenti incentivanti e ai regimi commerciali speciali e previo completamento dell'interoperabilità tra i medesimi e il sistema GAUDI;
 - razionalizza e uniforma le disposizioni relative alla messa a disposizione del GSE dei dati di misura dell'energia elettrica immessa e prodotta dagli impianti di produzione ammessi a beneficiare dei meccanismi di incentivazione e dei regimi commerciali speciali gestiti dal GSE, senza modificare le tempistiche attualmente vigenti. Tali disposizioni saranno oggetto di successiva revisione, a seguito di opportune valutazioni, in ordine alla gestione centralizzata dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta e dell'energia elettrica immessa, anche al fine di uniformare le tempistiche della messa a disposizione del GSE dei dati di misura a quelle già attualmente previste ai fini del *settlement*.

²² Il citato decreto ha definito, tra l'altro, le tariffe per la copertura dei costi sostenuti dal GSE per le proprie attività di gestione, verifica e controllo, inerenti ai meccanismi di incentivazione e sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Progetti pilota e sperimentazioni

Sperimentazione tariffaria per le pompe di calore utilizzate come unico sistema di riscaldamento

Come già illustrato nella *Relazione Annuale 2015*, con la delibera 205/2014/R/eel l'Autorità aveva dato piena attuazione, dall'1 luglio 2014, alla sperimentazione tariffaria per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento per la propria abitazione di residenza. L'iniziativa ha riscosso un discreto interesse tra le famiglie italiane.

Al 15 ottobre 2016, dopo circa 28 mesi dall'avvio, le adesioni sono state oltre 10.000, evidenziando dunque un trend medio di circa 11 nuove adesioni al giorno.

Nei mesi di giugno e dicembre 2016, si sono svolte la quarta e la quinta edizione della raccolta dei dati previste dalla delibera 205/2014/R/eel, con le quali l'Autorità ha ricevuto dalle imprese di distribuzione gli aggiornamenti delle banche dati relative ai dati anagrafici e di prelievo elettrico dei clienti che risultavano aver aderito alla sperimentazione. Le prime elaborazioni compiute sui dati relativi ai clienti che avevano aderito al progetto fino al 15 ottobre 2016 hanno consentito di evidenziare alcune interessanti caratteristiche:

- più del 60% degli impianti è stato installato nel triennio 2014-2016 e, dunque, nel corso del periodo in cui era attiva la possibilità di aderire alla sperimentazione;
- il 70% degli impianti risulta installato nelle zone climatiche più fredde (E ed F) e più del 60% nelle regioni del Nord Italia. La tavola 2.3 elenca le prime nove regioni con maggiore frequenza di installazione;
- poco meno del 60% dei clienti aderenti ha dichiarato di avere installato in casa anche un impianto fotovoltaico, che contribuisce, quindi, ad alimentare la pompa di calore.

L'elevato numero di famiglie aderenti e l'orizzonte pluriennale di monitoraggio quartorario dei prelievi di energia elettrica hanno reso particolarmente ponderosa la banca dati complessiva, derivata dall'unione delle prime cinque edizioni della raccolta dati associata alla sperimentazione. Sono, dunque, state avviate le attività di verifica e di consolidamento dei contenuti di tale banca dati, al fine di poter successivamente procedere ad un'analisi statistica inerente, tra l'altro, ai volumi di energia elettrica mediamente

TAV. 2.3

Ripartizione percentuale tra le regioni italiane delle pompe di calore aderenti alla sperimentazione tariffaria alla data del 15 ottobre 2016^(A)

REGIONE	QUOTA
Lombardia	20%
Veneto	19%
Emilia Romagna	11%
Piemonte	7%
Toscana	7%
Lazio	5%
Sardegna	5%
Puglia	4%
Trentino Alto Adige	4%

(A) Non vengono elencate le regioni con quote inferiori al 3%.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

consumata su base annua, prima e dopo l'installazione della pompa di calore

Sperimentazione di sistemi di accumulo dell'energia elettrica

Nel corso del 2016 è proseguita l'implementazione dei progetti pilota di accumulo di Terna, relativamente:

- ai progetti c.d. *energy intensive*, approvati con la delibera 21 febbraio 2013, 66/2013/R/eel, attraverso l'installazione di capacità di accumulo per 34,8 MW totali in zone caratterizzate dalla presenza di impianti eolici e da conseguenti congestioni di rete, nella regione Campania;
- ai progetti di accumulo di tipo elettrochimico con caratteristiche *power intensive*, in Sicilia e Sardegna, approvati nell'ambito del Piano per la sicurezza del sistema elettrico 2012 e ammessi al trattamento incentivante con la delibera 7 febbraio 2013, 43/2013/R/eel, con una capacità di accumulo fino a 16 W totali.

Le attività di monitoraggio sono state svolte dagli Uffici dell'Autorità e dalla Commissione di esperti allo scopo istituita dall'Autorità; i risultati delle sperimentazioni sono stati raccolti in due edizioni del *Rapporto Annuale* (una per i progetti c.d. *energy intensive* e una per quelli c.d. *power intensive*), disponibili in un'apposita sezione del sito web di Terna, realizzata a fine 2016.

Per quanto riguarda gli accumuli *energy intensive* o SANC (Sistemi di accumulo non convenzionali), i primi tre progetti pilota di sistemi di accumulo (A1 e A2 Ginestra SANC, B1 Flumeri SANC per complessivi 18 MW) sono stati resi disponibili all'esercizio da Terna alla fine del 2014, ma criticità di esercizio non preventivabili e conseguenti adattamenti hanno impedito il loro pieno utilizzo per alcuni mesi. A causa di tale utilizzo parziale ed al fine di allineare il periodo di sperimentazione per tutti i sei progetti pilota, Terna ha proposto di posticipare l'inizio del biennio di sperimentazione a fine 2015. Le tavole 2.4 e 2.5 sintetizzano, rispettivamente, le caratteristiche principali dei primi tre progetti avviati a fine 2014 (A1, A2 e B1) e i risultati principali del periodo di esercizio gennaio 2015 – agosto 2015 per i progetti A1 e A2 di Ginestra.

PROGETTO	ENERGY INTENSIVE
Progetti disponibili al pre esercizio a fine dicembre 2014	A1 Ginestra SANC A2 Ginestra SANC B1 Flumeri SANC
Porzioni di rete critiche	A1 e A2 rete 150 kV "Benevento 2 - Montefalcone - Celle San Vito" B1 rete 150 kV "Benevento - Bisaccia 380"
Tecnologia	NaS (Sodio-Zolfo)
Potenza massima di carica/scarica (totale)	18 MW
Capacità di accumulo netta (totale)	120 MWh
Tempo di <i>full charge</i>	circa 10 ore
Tempo di <i>full discharge</i>	circa 7,5 ore
Rendimento energetico atteso delle batterie per un ciclo carica/scarica all'80%	Maggiore di 84%
Rendimento energetico complessivo atteso del sistema in condizioni standard di utilizzo per congestioni di rete	Circa 75%
Vita tecnica attesa	4.500 cicli completi
Temperatura di esercizio	305-350 °C
Costo di investimento (totale)	Circa 80 milioni di euro

TAV. 2.4

Principali caratteristiche dei primi tre progetti pilota avviati a fine 2014

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

TAV. 2.5

Risultati dei progetti A1 e A2
Ginestra SANC
GENNAIO-AGOSTO 2015

PROGETTO	ENERGY INTENSIVE A1 E A2 GINESTRA
Potenza massima di carica/scarica	12 MW
Capacità di accumulo netta	80 MWh
Durata intero periodo gennaio-agosto	5.856 h
Perdite intero periodo gennaio-agosto	4.169 MWh
Durata sottoperiodo di funzionamento 11 maggio – 31 agosto ^(A)	2.712 h
Ore di completa disponibilità dell'intero impianto	106 h
Ore di disponibilità equivalente a piena potenza dell'impianto	945 h
Durata di asservimento a mancata produzione eolica (MPE) evitata	136 h
Mancata produzione eolica (MPE) evitata	438 GWh

Per quanto riguarda gli accumuli *power intensive*, Terna ha messo in esercizio circa il 75% della capacità massima prevista nei siti di Codrongianos e Ciminna. Le principali caratteristiche tecniche sono riportate nella tavola 2.6. I costi complessivi sostenuti da Terna, a fine 2015 per i due impianti, ammontano a circa il 70% del valore complessivo (pari a 50 milioni di euro).

Le attività di sperimentazione sono state condotte prevedendo l'esecuzione di test *in situ* e presso laboratori italiani accreditati, e prevedendo di dedicare le unità di accumulo *in situ* a periodi di esercizio in asservimento di esigenze reali di rete. Le attività sono, quindi, finalizzate a valutare le performance reali dei sistemi di accumulo in varie condizioni di funzionamento, in modo da individuare il migliore mix di tecnologie idoneo per le differenti applicazioni utili al contesto italiano e da integrare nel modo migliore le tecnologie nei sistemi centrali di conduzione e di dispacciamento del gestore di rete.

Sperimentazioni e progetti pilota: ricarica dei veicoli elettrici

Il 31 dicembre 2015 si sono conclusi i progetti pilota per la sperimentazione della ricarica pubblica dei veicoli elettrici, avviati con la delibera 13 luglio 2011, ARG/elt 96/11. Erano stati definiti tre modelli di assetto industriale del servizio di ricarica, di cui il primo (modello distributore) prevedeva che lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica fosse condotto dall'impresa distributrice nella propria area di concessione, a specificate condizioni (separazione contabile dell'attività di ricarica e requisito *multivendor* per i singoli punti di ricarica ovvero la facoltà di selezionare il venditore di energia elettrica all'atto della transazione di ricarica); gli altri due modelli erano basati su di un nuovo soggetto imprenditoriale operante nel settore della ricarica per i veicoli elettrici, il *service provider* (operatore del servizio di ricarica), diverso dall'impresa distributrice locale, che

TAV. 2.6

Principali caratteristiche
tecniche dei progetti pilota
power intensive (a dicembre
2015)

PROGETTO	TIPOLOGIA	POTENZA INSTALLATA [MW]	ENERGIA [MWh]
Codrongianos sistemi 1, 4, 5, 6 e 7	Lithium-based	5,2	4,68
Codrongianos sistemi 2 e 3	Zebra	2,2	6,15
Ciminna sistemi 1, 3, 4 e 5	Lithium-based	3,9	3,71
Ciminna sistema 2	Zebra	1,2	4,15

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

potesse operare in regime di esclusiva, a seguito di gara o concessione dell'ente locale (modello *service provider* in esclusiva), o in regime di concorrenza, come avviene attualmente per le stazioni di rifornimento dei carburanti per autotrazione, ivi incluse quelle per la distribuzione di gas naturale (modello *service provider* in concorrenza)²³.

Successivamente²⁴, sono stati selezionati cinque progetti pilota, di cui uno per il modello distributore, due per il modello *service provider* in esclusiva e due per il modello *service provider* in concorrenza. Uno dei due progetti selezionati per il modello *service provider* in esclusiva è stato successivamente escluso per non aver iniziato le attività²⁵. I progetti selezionati potevano usufruire, fino al 2015, di una agevolazione (espressa in euro all'anno per punto di prelievo dedicato alla ricarica di veicoli elettrici). Complessivamente, le sperimentazioni hanno determinato un ammontare complessivo di agevolazioni pari a 992.264 €.

I progetti sviluppati sono i seguenti: progetto Enel Distribuzione-Hera, attivo a Pisa, Genova, Milano, Emilia Romagna, Perugia, Bari (modello distributore); progetto A2A, attivo a Milano e Brescia (modello *service provider* in esclusiva) e progetto Enel Energia, attivo a Milano e a Roma; progetto Class Onlus, attivo in varie zone della Lombardia (modello *service provider* in concorrenza).

Nell'ambito dei quattro progetti pilota sono stati installati e

gestiti circa 500 punti di ricarica (situazione al 31 dicembre 2015), con caratteristiche di ricarica c.d. "lenta", poiché questa era la tecnologia di ricarica disponibile al momento della realizzazione dei progetti.

La tavola 2.7 fornisce alcuni elementi quantitativi sull'energia in gioco: la transazione media di ricarica è stata di poco superiore a 6 kWh/ricarica; in alcuni progetti è stato possibile stimare che i veicoli elettrici registrati utilizzano la ricarica in luoghi pubblici in misura media pari al 20% dell'energia complessivamente utilizzata, il rimanente 80% è frutto di ricarica in luoghi privati.

Il tasso di utilizzo medio dei punti di ricarica è stato relativamente modesto, data la scarsità dei veicoli elettrici circolanti. A regime (2015), si tratta di circa 720 kWh/anno per punto di ricarica, un valore assai modesto e nettamente inferiore rispetto al valore considerato nel 2010 (3.500 kWh/anno), per la definizione della tariffa monomia di cui alla delibera ARG/elt 242/10.

Si rileva però che la variabilità del valore dell'energia erogata su base annua da ciascuna colonnina è assai elevata e che, in alcuni punti di ricarica, il valore di 3.500 kWh/anno è ampiamente superato, a dimostrazione del fatto che la localizzazione del punto di ricarica giochi un ruolo fondamentale (Fig. 2.1)²⁶.

Si evidenzia, altresì, che era possibile accedere alle infrastrutture di ricarica previa registrazione (con sistemi di tessere elettroniche

TAV. 2.7

Principali parametri energetici dei progetti pilota

PROGETTO	NUMERO PUNTI DI RICARICA (IN PARENTESI NUMERO DI SITI)	ENERGIA COMPLESSIVAMENTE EROGATA 2012-2015 MWh	N. DI RICARICHE COMPLESSIVAMENTE FORNITE 2012-2015	ENERGIA MEDIA EROGATA CON UNA RICARICA kWh
Enel Distribuzione-Hera	302 (302)	284	38.420	7,4
A2A	100 (50)	330	54.593	6,0
Class Onlus	85 (22)	27	6.573	4,1
Enel Energia	26 (13)	6	780	7,7
TOTALE	513 (387)	647	100.366	6,4

²³ Per un'illustrazione più esaustiva della materia, si rimanda alla *Relazione Annuale 2012*, Volume II, e alla delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10.

²⁴ Delibera ARG/elt.96/11.

²⁵ Delibera 25 luglio 2013, 326/2013/R/eel.

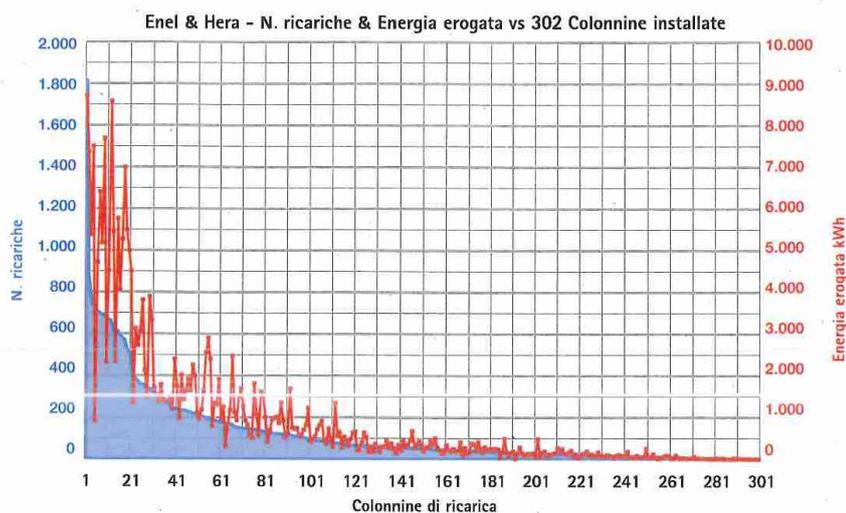
²⁶ Il rapporto di Ricerca di sistema n. 16005452 predisposto da RSE contiene una ampia disamina dei risultati dei progetti pilota. Il rapporto è disponibile sul sito <http://www.rse-web.it/documenti/risultati>.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

FIG. 2.1

Distribuzione del numero di ricariche/anno e dell'energia erogata all'anno tra i punti di ricarica

Progetto Enel Distribuzione-Hera



RFid) e, quindi, sulla base di una contrattualizzazione dei partecipanti. Dopo una prima fase durante la quale il requisito c.d. *multivendor* non ha trovato reale applicazione, esso è infine stato reso operativo nel progetto Enel Distribuzione-Hera poiché basato sul medesimo centro di controllo.

Nel corso del 2016 è stato attuato il servizio di ricarica interoperabile in forma estesa tra due differenti progetti pilota (Enel Distribuzione-Hera e A2A).

In conclusione, le sperimentazioni si sono svolte in un periodo temporale particolare, dal 2012 al 2015, nel corso del quale gli scenari di riferimento, la normativa, la tecnologia hanno subito modifiche ed evoluzioni. Se, da un lato, non si è registrato lo sviluppo della mobilità elettrica che molti osservatori si aspettavano, dall'altro, sono intervenute novità legislative rilevanti, che hanno contribuito a chiarire il quadro di riferimento; il relativo dibattito tecnico in materia ha cooperato anch'esso a meglio delineare i futuri scenari di sviluppo.

In particolare, vale evidenziare la direttiva europea 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, recepita

nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, il quale prevede, tra l'altro, che:

- il servizio di ricarica dei veicoli elettrici debba essere svolto in condizioni competitive;
- un utilizzatore di veicoli elettrici debba potere ricaricare in qualsiasi punto di ricarica, senza necessità di sottoscrivere un contratto con uno specifico operatore di ricarica;
- l'impresa distributrice debba agire in modo non discriminatorio rispetto ai diversi operatori di ricarica.

Questi principi, già recepiti dall'aggiornamento annuale (2015) del Piano nazionale per l'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici (PNIRE), sono posti, dall'Autorità, alla base dello sviluppo futuro dell'attività di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi pubblici.

Su tali tematiche l'Autorità ha partecipato ai seminari organizzati dalla *European Research Alliance*, a Milano, il 22 febbraio 2016, e dalla *Florence School of Regulation*, a Firenze il 13 gennaio 2017.

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

L'Autorità ha svolto anche nel 2016 le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidatele in via transitoria con il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 giugno 2007. In particolare:

- ha organizzato le attività di valutazione e di verifica dei progetti svolti nell'ambito dell'accordo di programma in corso tra il Ministero dello sviluppo economico ed il Consiglio nazionale delle ricerche (CNR);
- ha predisposto le attività di valutazione e di verifica sui progetti presentati, ai sensi dei decreti del Ministro dello sviluppo economico 12 dicembre 2008 e 4 maggio 2009, ammessi al finanziamento per effetto del decreto del Ministro dello sviluppo economico 16 febbraio 2010;
- ha gestito le attività di valutazione e le attività connesse con l'approvazione degli aggiustamenti richiesti dagli assegnatari e con la predisposizione dei capitolati tecnici dei progetti presentati, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 30 giugno 2014, ammessi al finanziamento con decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 aprile 2016;
- ha approvato sia i capitolati tecnici dei progetti ammessi al finanziamento per effetto del decreto del Ministero dello

sviluppo economico 21 aprile 2016, sia i necessari aggiustamenti richiesti dagli assegnatari dei progetti di ricerca;

- ha approvato gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per tutti i progetti di ricerca finanziati dal Fondo per la ricerca di sistema elettrico e ha disposto il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica *in itinere* o finali.

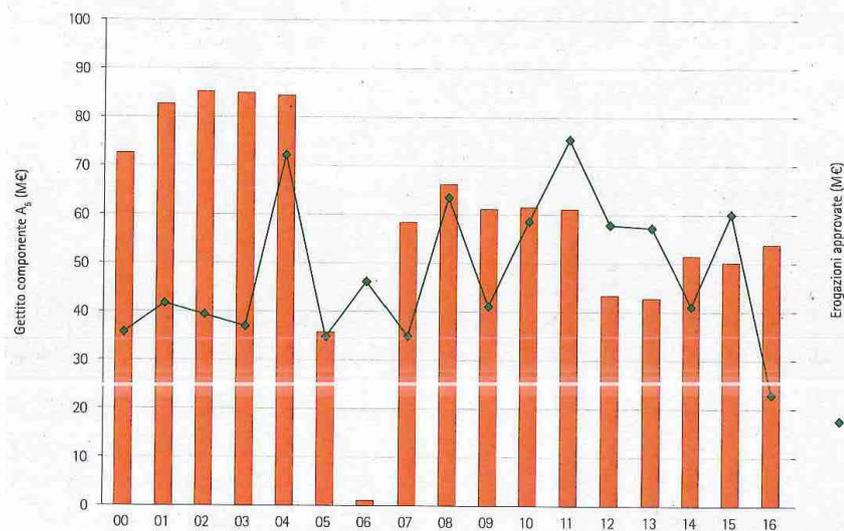
Per le attività di valutazione e di verifica dei progetti di ricerca e per le attività connesse con l'approvazione degli aggiustamenti richiesti dagli assegnatari e con la predisposizione dei capitolati tecnici, l'Autorità si è avvalsa della CSEA e degli esperti di RSE.

Il quadro normativo e le modalità organizzative della ricerca di sistema elettrico sono già stati illustrati nella *Relazione Annuale* dell'Autorità degli anni precedenti. Per quanto riguarda il gettito della componente tariffaria A_6 , che alimenta l'apposito Fondo costituito presso la CSEA, nel corso del 2016, per effetto delle delibere 657/2015/R/com, 139/2016/R/com, 352/2016/R/com, 534/2016/R/com e 814/2016/R/com, esso è stato pari a circa 53,8 milioni di euro, come mostra la figura 2.2, dove sono riportati l'andamento del gettito e le erogazioni approvate a partire dal 2000.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

FIG. 2.2

Gettito della componente A_5
ed erogazioni approvate



Fonte: CSEA.

Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale

Il Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale, approvato e inviato al Ministero dello sviluppo economico con la delibera 23 luglio 2015, 371/2015/rds, è dotato di risorse per 210 milioni di euro; al finanziamento dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma con RSE, ENEA e CNR sono destinati 168 milioni di euro; 42 milioni di euro sono assegnati al

finanziamento di progetti selezionati attraverso una procedura concorsuale; 16 milioni sono destinati al finanziamento di progetti di ricerca fondamentale a totale beneficio degli utenti elettrici; 26 milioni sono riservati al finanziamento di progetti di ricerca industriale e sviluppo sperimentale a beneficio degli utenti elettrici e del contestuale interesse di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.

Nella tavola 2.8 è riportata la ripartizione delle risorse finanziarie del Piano triennale 2015-2017.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

TAV. 2.8

Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano triennale 2015-2017 della Ricerca di sistema elettrico nazionale
Milioni di euro

AREA PRIORITARIA DI INTERVENTO/TEMA DI RICERCA	AdP (A)	BANDI DI GARA (A) (B)		TOTALE PT
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale interconnesso e integrazione dei mercati	15			15
Analisi e scenari elettrici, energetici, ambientali	3			3
Evoluzione dei sistemi elettrici interconnessi e integrazione dei mercati	2			2
Evoluzione e sviluppo delle reti di trasmissione	2			2
Evoluzione e sviluppo delle reti di distribuzione	3			3
Sicurezza e vulnerabilità del sistema elettrico	5			5
Generazione di energia elettrica con basse emissioni di carbonio	54	8	4	66
Fonti di energia rinnovabili				
<i>Bioenergia</i>	13		4	17
<i>Solare fotovoltaico piano</i>	8	8,0		16
<i>Solare fotovoltaico a concentrazione</i>	5			5
<i>Solare termodinamico a concentrazione ad alta temperatura</i>	3			3
<i>Energia elettrica dal mare</i>	3			3
Cattura e sequestro della CO ₂ prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili	8			8
Energia da fonte nucleare				
<i>Fissione nucleare</i>	4,5			4,5
<i>Fusione nucleare</i>	9,5			9,5
Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	48	8	14	70
Componenti e apparati per le reti	6		8,0	14
Gestione, monitoraggio e controllo della rete di trasmissione	7			7
Sviluppo e gestione delle reti di distribuzione	21		6	27
Trasmissione e distribuzione in corrente continua	4			4
Materiali e tecnologie per l'accumulo di energia per il sistema elettrico	10,0	8		18
Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici	51		8	59
Edifici intelligenti	7			7
Edifici a energia quasi zero (NZEB)	3			3
Processi e macchinari industriali	12		8	20
Impianti di conversione di energia di piccola taglia	6			6
Illuminazione	3			3
Gestione della domanda	7			7
<i>Smart cities e Smart communities</i>	5			5
Mobilità elettrica	8			8
Totale	168	16	26	210

(A) Attività di ricerca a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale.

(B) Attività di ricerca a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e contestualmente di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.

Fonte: MSE.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Bandi di gara per la selezione di progetti di Ricerca di sistema elettrico nazionale

Il decreto 30 giugno 2014 del Direttore Generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, il nucleare, del Ministero dello sviluppo economico, ha approvato un bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca previsti dal Piano operativo annuale

2013 della Ricerca di sistema elettrico nazionale, ponendo a disposizione risorse pari a 34 milioni di euro.

Al termine delle valutazioni tecnico-scientifiche, con la delibera 18 febbraio 2016, 56/2016/rds, l'Autorità ha trasmesso al predetto ministero le graduatorie dei progetti ammissibili ai sensi dei previsti criteri di valutazione. Con il successivo decreto del 21 aprile 2016 sono state, infine, approvate le graduatorie dei progetti ammessi al finanziamento (Tav. 2.9).

TAV. 2.9

Progetti ammessi al finanziamento con decreto del Ministero dello sviluppo economico del 21 aprile 2016

ACRONIMO	PROGETTO
VIRTUS	Gestione VIRTUale di risorse energetiche distribuite.
ELETTRA	Produzione efficiente di energia elettrica dal residuo di lignina, ottenuto da impianti di biotetano, in sistemi di combustione a letto fluido.
SOLAIRHP	AIR SOLar Heat Pump.
SYNBIOSE	Gassificazione di biomasse lignocellulosiche in sistemi di cogenerazione di piccola taglia (< 200 kW) per applicazioni nel settore terziario.
PANACEA	Poligenerazione Alimentata con biomasse da rifiuti Negli impianti di depurazione delle ACque reflue urbane.
CALAJOULE	Sviluppo di conduttori innovativi per il potenziamento e la riduzione delle perdite Joule nella trasmissione e trasformazione dell'energia elettrica.
CERBERO	Cogenerazione da Biomassa mediante scambiatori con Rivestimenti innovativi per sistemi EFMGT.
SiRlo	Sistema di rimozione della potenza di decadimento per reattori nucleari innovativi.
DRYSMES4GRID	Accumulo Superconduttivo senza l'utilizzo di liquidi criogenici per le Reti Elettriche Intelligenti.
EFFILED	Studio di avanzate soluzioni a più alta efficienza e sviluppo di innovative lampade a LED ad alte prestazioni e competitività per gallerie stradali.
LUMINARE	Nuovo apparecchio e sistema di illuminazione industriale a elevatissimo risparmio energetico.
PIPELINE	Linea di processo PIPELINE per celle solari ad eterogiunzione.
PODCAST	Piattaforma di Ottimizzazione della Distribuzione tramite uso di dati da Contatori elettronici e sistemi di Accumulo distribuito.
SIRE	Sistema di accumulo Ibrido italiano per le Reti Elettriche.
SOIGE	Sistema per la gestione Ottimale della Illuminazione e di altre utenze elettriche nei Grandi Edifici.
SpyGa	Staged Pyrolysis and Gasification.
µSB-MP	Micro-cogenerazione residenziale: caldaie a biomassa con generatori Stirling off/on grid.
HBF2.0	High performance flexible small scale biomass gasifier 2.0.
PROMETEO	Impianto dimostrativo di co-produzione di biometano ed energia elettrica basato su un processo innovativo di adsorbimento di CO ₂ su sorbenti solidi.
Cool it	Riduzione dei consumi elettrici per la climatizzazione estiva di edifici mediante sviluppo di Cool Materials cementizi ad elevata riflettanza solare.
TVB	Sviluppo di una innovativa Tecnologia integrata Volano-Batteria per l'accumulo efficiente di energia da rinnovabile per applicazioni di piccola taglia.
MAN-PREV	Accessori intelligenti per cavi MT per il monitoraggio della rete elettrica.
DEMAND	Distributed MANAGEMENT logics and Devices for electricity savings in active users installations.
PA.R.CO ₂ H.P.	Sistema integrato per la pastorizzazione e la conservazione di prodotti alimentari tramite lo sviluppo e l'utilizzo della tecnologia innovativa delle pompe di calore a CO ₂ reversibili.
PVT-SAHP	Hybrid PVT Assisted Heat Pump – Sviluppo di un sistema integrato per la climatizzazione da fonte fotovoltaica.
SUNSTORE	Accumulo di energia termica prodotta da sistemi solari a media temperatura per applicazioni di solar-cooling e calore di processo.
S.E.M.P.A.	Sistema esperto per il monitoraggio permanente delle apparecchiature elettriche in smart grids di MT per incrementare la continuità del servizio.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Con la delibera 16 giugno 2016, 319/2016/rds, l'Autorità ha ammesso alla fase di valutazione due ulteriori proposte di progetto, poi valutate negativamente sotto il profilo tecnico-scientifico.

Attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR

Nel corso del 2016, le attività di valutazione relative a CNR hanno riguardato il Piano annuale di realizzazione 2013-2014. In esito alle attività di verifica dei risultati conseguiti, nonché della congruità, della pertinenza e dell'ammissibilità delle spese sostenute nell'ambito di tale Piano 2013-2014, con la delibera 4 novembre 2016, 628/2016/rds, l'Autorità ha approvato il consuntivo delle medesime e disposto l'erogazione della relativa quota a saldo di contribuzione.

A causa della tardiva approvazione del Piano triennale 2015-2017, non sono state svolte, nel corso del 2016, le consuete attività di valutazione riguardanti i progetti di ricerca condotti da RSE e da ENEA.

Attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento ai sensi dei bandi 12 dicembre 2008 e 30 giugno 2014

Nel corso del 2016 sono proseguite le attività di verifica relative ai progetti ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008. In particolare:

- con la delibera 28 gennaio 2016, 25/2016/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Sviluppo di un sistema innovativo di produzione di energia elettrica alimentato da rifiuti degli allevamenti avicoli* (Energavi) ed è stata disposta l'erogazione della quota a saldo di contribuzione;
- con la delibera 11 febbraio 2016, 47/2016/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Progettazione e sperimentazione su larga scala di un sistema decentralizzato per la gestione negoziata tra distributore e clienti domestici dell'energia elettrica (Smart Domo Grid - SDG)* ed è stata disposta l'erogazione della quota a saldo di contribuzione.

Dopo l'emanazione del decreto 21 aprile 2016 del Direttore Generale

per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, il nucleare, con il quale sono state approvate le graduatorie dei progetti presentati ai sensi del bando 30 giugno 2014, sono state avviate le attività finalizzate all'approvazione degli aggiustamenti richiesti dai proponenti e all'approvazione dei capitolati tecnici dei progetti.

Per quanto riguarda le richieste di aggiustamenti presentate dagli assegnatari dei progetti di ricerca, l'Autorità ha approvato:

- la delibera 14 luglio 2016, 396/2016/rds, riguardante il progetto *Accessori intelligenti per cavi MT per il monitoraggio della rete elettrica* (MAN-PREV);
- la delibera 14 luglio 2016, 397/2016/rds, in merito al progetto *Poligenerazione alimentata con biomasse da rifiuti negli impianti di depurazione delle acque reflue urbane* (PANACEA);
- la delibera 14 luglio 2016, 398/2016/rds, relativa al progetto *Linea di processo PIPELINE per celle solari ad eterogiunzione* (PIPELINE);
- la delibera 14 luglio 2016, 399/2016/rds, riferita al progetto *Impianto dimostrativo di coproduzione di biometano ed energia elettrica basato su un processo innovativo di adsorbimento di CO₂ su sorbenti solidi* (PROMETEO);
- la delibera 14 luglio 2016, 400/2016/rds, inerente al progetto *Sistema esperto per il monitoraggio permanente delle apparecchiature elettriche in smart grids di MT per incrementare la continuità del servizio* (S.E.M.P.A.);
- la delibera 14 luglio 2016, 401/2016/rds, relativa al progetto *Sistema di rimozione della potenza di decadimento per reattori nucleari innovativi* (SIRIO);
- la delibera 14 luglio 2016, 402/2016/rds, attinente al progetto *Gassificazione di biomasse lignocellulosiche in sistemi di cogenerazione di piccola taglia (< 200 kw) per applicazioni nel settore terziario* (SYNBIOSE);
- la delibera 29 settembre 2016, 531/2016/rds, concernente il progetto *Microcogenerazione residenziale: caldaie a biomassa con generatori Stirling off/on grid* (μSB-MP);
- la delibera 29 settembre 2016, 532/2016/rds, riguardante il progetto *Gestione VIRTUALE di risorse energetiche distribuite* (VIRTUS);
- la delibera 14 ottobre 2016, 569/2016/rds, relativa al progetto *Accumulo superconduttivo senza l'utilizzo di liquidi criogenici per le Reti elettriche intelligenti* (DRYSMES4GRID).

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Per quanto riguarda i capitolati tecnici dei progetti, l'Autorità ha approvato i seguenti provvedimenti:

- la delibera 28 luglio 2016, 433/2016/rds, inerente al progetto *Sviluppo di conduttori innovativi per il potenziamento e la riduzione delle perdite Joule nella trasmissione e nella trasformazione dell'energia elettrica* (CALAJOLE);
- la delibera 28 luglio 2016, 434/2016/rds, concernente il progetto *CogenERazione da Biomassa mEdiante scambiatori con rivestimenti innOvativi per sistemi EFMGT* (CERBERO);
- la delibera 28 luglio 2016, 435/2016/rds, attinente al progetto *Studio di avanzate soluzioni a più alta efficienza e sviluppo di innovative lampade a LED ad alte prestazioni e competitività per gallerie stradali* (EFFILED);
- la delibera 28 luglio 2016, 436/2016/rds, sul progetto *High performance flexible small scale biomass gasifier 2.0* (HBF2.0);
- la delibera 28 luglio 2016, 437/2016/rds, riguardante il progetto *Sistema integrato per la pastorizzazione e la conservazione di prodotti alimentari tramite lo sviluppo e l'utilizzo della tecnologia innovativa delle pompe di calore a CO₂ reversibile* (PA.R.CO₂H.P.);
- la delibera 28 luglio 2016, 438/2016/rds, relativa al progetto *Piattaforma di Ottimizzazione della Distribuzione tramite uso di dati da Contatori elettronici e sistemi di Accumulo disTribuito* (PODCAST);
- la delibera 28 luglio 2016, 439/2016/rds, riferita al progetto *AIR SOLar Heat Pump* (SOLAIRHP);
- la delibera 28 luglio 2016, 440/2016/rds, attinente al progetto *Sviluppo di una innovativa Tecnologia integrata Volano-Batteria per l'accumulo efficiente di energia da rinnovabile per applicazioni di piccola taglia* (TVB);
- la delibera 6 ottobre 2016, 551/2016/rds, in merito al progetto *Produzione efficiente di energia elettrica dal residuo di lignina ottenuto da impianti di bioetanolo, in sistemi di combustione a letto fluido* (Elettra);
- la delibera 6 ottobre 2016, 552/2016/rds, concernente il progetto *Sistema di accumulo ibrido italiano per le Reti Elettriche* (SIRE);
- la delibera 10 novembre 2016, 647/2016/rds, relativa al progetto *Poligenerazione Alimentata con biomasse da rifiuti negli impianti di depurazione delle acque reflue urbane* (PANACEA);
- la delibera 17 novembre 2016, 671/2016/rds, inerente al progetto *Accessori intelligenti per cavi MT per il monitoraggio della rete elettrica* (MAN-PREV);
- la delibera 17 novembre 2016, 672/2016/rds, sul progetto *Impianto dimostrativo di coproduzione di biometano ed energia elettrica basato su un processo innovativo di adsorbimento di CO₂ su sorbenti solidi* (PROMETEO);
- la delibera 24 novembre 2016, 688/2016/rds, riguardante il progetto *Gassificazione di biomasse lignocellulosiche in sistemi di cogenerazione di piccola taglia (< 200 kw) per applicazioni nel settore terziario* (SYNBIOSE);
- la delibera 1 dicembre 2016, 705/2016/rds, in merito al progetto *Hybrid PVT Assisted Heat Pump - Sviluppo di un sistema integrato per la climatizzazione da fonte fotovoltaica* (PVT-SAHP);
- la delibera 1 dicembre 2016, 706/2016/rds, riguardante il progetto *Gestione Virtuale di risorse energetiche distribuite* (VIRTUS);
- la delibera 1 dicembre 2016, 707/2016/rds, riferita al progetto *Linea di processo PIPELINE per celle solari ad eterogiunzione* (PIPELINE);
- la delibera 6 dicembre 2016, 735/2016/rds, sul progetto *Accumulo superconduttivo senza l'utilizzo di liquidi criogenici per le Reti elettriche intelligenti* (DRYSMES4GRID);
- la delibera 6 dicembre 2016, 736/2016/rds, relativa al progetto *Sistema di rimozione della potenza di decadimento per reattori nucleari innovativi* (SIRIO);
- la delibera 22 dicembre 2016, 783/2016/rds, riguardante il progetto *Microcogenerazione residenziale: caldaie a biomassa con generatori Stirling off/on grid* (μSB-MP).