

Ritiro Dedicato

È una modalità a disposizione dei produttori per la vendita al Gse dell'energia elettrica immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa. Essa consiste nella cessione al Gse e nella conseguente remunerazione dell'energia elettrica immessa in rete e dei relativi corrispettivi per l'utilizzo della rete.

Sono ammessi al regime di Ritiro Dedicato gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, geotermica, idraulica limitatamente alle unità ad acqua fluente o da altre fonti rinnovabili se nelle titolarità di un autoproduttore. L'accesso al RID è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei DM 5/7/2012 e DM 6/7/2012. Il regime, ai sensi del D.L. n. 145 del 23 dicembre 2013, prevede la cessione dell'energia elettrica immessa in rete al Gse valorizzata ad un prezzo zonale orario, ad eccezione degli impianti incentivati fotovoltaici, fino a 100 kW e idroelettrici, fino a 500 kW, a cui viene riconosciuto su richiesta un prezzo minimo garantito.

Nel 2015 le convenzioni risultano essere 56.219, per una potenza di 14.378 MW, corrispondente a 18 TWh di energia ritirata.

Per il 2015, i corrispettivi a copertura degli oneri di gestione, di verifica e di controllo sostenuti dal Gse ammontano a circa euro 8.771.000 (euro 8.493.000 nel 2014).

Certificati Verdi

Tale meccanismo è stato introdotto dal d.lgs. 79/99 che ha imposto ai produttori e importatori di energia da fonti fossili l'obbligo di immissione nel sistema elettrico di una quota di energia comunque prodotta da fonti rinnovabili. I Certificati Verdi sono titoli attribuiti in misura proporzionale all'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili e da impianti cogenerativi abbinati al teleriscaldamento, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012, ai sensi di quanto previsto dal d.lgs. n. 28/2011. Il numero di CV spettanti è differente a seconda del tipo di fonte e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, riattivazione). I soggetti obbligati all'immissione di tale quota possono adempiere sia tramite produzione diretta, sia tramite l'acquisto dei CV, titoli annuali al portatore liberamente negoziabili, rilasciati dal Gse al produttore di energia da fonte rinnovabile, i cui impianti siano stati qualificati idonei mediante la cosiddetta certificazione IAFR, per il rilascio della quale è competente esclusivo lo stesso Gse. I certificati possono essere contrattati direttamente fra i proprietari degli impianti ed i titolari degli stessi, oppure possono essere negoziati nell'apposito mercato creato dal Gme. Il Gse ritira i CV eventualmente presenti sul mercato in quantità eccedente.

Nel corso del 2015 sono stati emessi complessivamente circa 38 milioni di CV, di cui circa 25 milioni riferiti alla produzione 2015 e circa 13 milioni relativi al conguaglio della produzione 2014.

Per il 2015 i corrispettivi a copertura degli oneri di gestione di verifica e di controllo sostenuti dal Gse ammontano a circa 19 milioni di euro.

Il d.lgs. 28/11 prevede che per le produzioni dal 2011 al 2015, il Gse ritiri i CV eventualmente eccedenti quelli necessari al rispetto della quota d'obbligo. Il prezzo di ritiro dei predetti certificati è pari al 78 per cento del prezzo risultante dalla differenza tra 180 euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Aeegsi, pari a 51,69 euro/MWh per il 2015 (55,10 euro/MWh per il 2014). Il Gse ritira, altresì, i CV rilasciati ai titolari di impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento nel medesimo periodo di riferimento.

Nel 2015, in applicazione di quanto previsto dal D.M. 6 luglio 2012, il Gse ha ritirato 39 milioni di Certificati Verdi per un valore complessivo di circa euro 3,9 miliardi, a un prezzo pari a 100,08 euro/MWh (97,42 euro/MWh nel 2014) e pari a 84,34 euro/MWh per i Certificati Verdi abbinati al teleriscaldamento (stesso valore per il 2014).

Tariffa Omnicomprensiva

È stata introdotta quale alternativa ai Certificati Verdi per impianti a potenza ridotta. I produttori di energia elettrica da fonte rinnovabile hanno diritto, in alternativa ai Certificati Verdi, ad una Tariffa Omnicomprensiva di acquisto di entità variabile, a seconda della fonte utilizzata e per un periodo di quindici anni.

In particolare la Tariffa Omnicomprensiva si articola in tante tariffe fisse di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, differenziata a seconda della fonte rinnovabile, il cui valore include sia la componente incentivante, sia il valore dell'energia prodotta.

Nel 2015, le convenzioni risultano essere 2.877, per una potenza di 1.659 MW, corrispondente a 8,8 TWh di energia incentivata.

Per il 2015, i corrispettivi a copertura degli oneri di gestione, di verifica e di controllo sostenuti dal Gse ammontano a circa euro 4.408.000 (4.640.000 nel 2014).

Gli incentivi erogati nel 2015 ammontano a euro 2.316 milioni (euro 2.378 nel 2014).

Provvedimento Comitato Interministeriale 6/92 (CIP6)

È un meccanismo di incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate¹³, consistente in una forma di remunerazione amministrata dell'energia attraverso una tariffa incentivante il cui valore è periodicamente aggiornato. Non è più possibile accedere a questo meccanismo di incentivazione che continua comunque ad avere effetti nei confronti di quegli impianti che hanno sottoscritto la convenzione durante la vigenza del provvedimento. I Decreti 2 agosto e 8 ottobre 2010 delineano le norme per definire i parametri necessari per la determinazione puntuale dei corrispettivi da riconoscere ai produttori per la risoluzione anticipata. Ai sensi della Legge 122/10 sono devoluti al MIUR gli eventuali risparmi derivanti dalla risoluzione delle convenzioni CIP6.

A fine 2015 risultano attive 46 convenzioni (68 a fine 2014) con una potenza complessiva di 1,4 GW (1,5 GW nel 2014). Il prezzo medio unitario di ritiro dell'energia è stato pari nel 2015 a circa 117 euro/MWh (circa 119 euro/MWh nel 2014) per un costo complessivo pari a euro 1.063 milioni; tale valorizzazione include l'effetto derivante dal conguaglio del costo evitato di combustibile (“CEC”) per l'anno 2015 pari a euro 2 milioni.

DM 6 luglio 2012

L'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013 è incentivata dal DM 6 luglio 2012. Il meccanismo, alternativo ai regimi di Scambio sul Posto e di Ritiro Dedicato, remunerà l'energia elettrica netta immessa in rete attraverso le seguenti modalità:

- la Tariffa Fissa Onnicomprensiva, per gli impianti di potenza fino a 1 MW, il cui valore include una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell'energia. L'energia elettrica incentivata è ritirata dal Gse secondo le modalità e le condizioni economiche definite dall'Aeegsi con Delibera 343/2012/R/efr;
- un incentivo, per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la Tariffa Fissa Onnicomprensiva, il cui valore è determinato dalla differenza tra una tariffa incentivante base e il prezzo zonale orario dell'energia. L'energia elettrica prodotta dagli impianti che beneficiano di tale incentivo resta nella disponibilità del produttore.

Il costo indicativo cumulato annuo di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti

¹³ Sono considerati impianti alimentati da fonti assimilate, di cui agli articoli 20 e 22 della Legge n. 9 del 1991, quelli in cogenerazione; quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi e impianti; quelli che usano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati.

alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, non può superare il valore limite pari a euro 5,8 miliardi annui.

Nel 2015 le convenzioni risultano essere 1.816, per una potenza di circa 670 MW, corrispondente a circa 1.625 GWh di energia incentivata.

Per il 2015, i corrispettivi a copertura degli oneri di gestione, di verifica e di controllo sostenuti dal Gse ammontano a circa euro 813.000.

Dati di sintesi

Complessivamente, nel 2015 il Gse ha sostenuto costi per il rilascio degli incentivi e la gestione dei servizi per un ammontare pari a circa 14,9 miliardi di euro. I ricavi, derivanti principalmente dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato, si aggirano sui 2,2 miliardi di euro. Ne è risultato un fabbisogno economico netto di circa 12,7 miliardi di euro.

4.2 Verifiche e controlli

Il Gse, in qualità di soggetto attuatore dei meccanismi di incentivazione degli impianti di produzione di energia elettrica e termica alimentati da fonti rinnovabili e degli interventi di efficienza energetica, effettua verifiche mediante controlli documentali e sopralluoghi sugli impianti, per accertare la sussistenza o la permanenza dei presupposti e dei requisiti, oggettivi e soggettivi, finalizzati al riconoscimento o al mantenimento degli incentivi.

Le numerose richieste di incentivazione per l'entrata in esercizio di nuovi impianti da parte delle diverse categorie di produttori beneficiari hanno determinato un considerevole incremento degli incentivi raggiungendo, in data 6 giugno 2013, il tetto massimo di spesa per gli impianti fotovoltaici pari a 6,7 miliardi di euro; per gli altri impianti alimentati a fonti rinnovabili il tetto massimo di spesa è di 5,8 miliardi di euro, non ancora raggiunto.

Nel corso del 2015, l'attività di controllo è stata ulteriormente potenziata, conseguentemente all'emanazione del Decreto 31 gennaio 2014 del Ministero dello Sviluppo Economico (DM Controlli) che ha definito una disciplina organica dei controlli per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Il Gse, nel corso dell'anno 2015, ha effettuato controlli sugli impianti di produzione di energia elettrica e termica alimentati da fonti rinnovabili, sugli impianti che operano in regime di cogenerazione ad alto rendimento, sugli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e sugli impianti di efficienza energetica. Il Gse, inoltre, effettua in avvalimento dell'Aeegsi le verifiche sugli impianti di produzione che beneficiano degli incentivi CIP6 e sugli impianti di cogenerazione

riconosciuti ai sensi della Delibera 42/02. A partire dal 2016 verranno avviate le attività di verifica sugli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) qualificati SEU o SESEU che saranno svolte in avvalimento dell'Aeegsi ai sensi della Delibera 597/2015/E7com del 15 dicembre 2015.

Nel complesso, il Gse, nel 2015, ha svolto 3.464 verifiche, di cui 2.290 con sopralluogo e 1.174 documentali, con un incremento del 4,3 per cento rispetto al programma comunicato al Ministero dello Sviluppo Economico (3.320) e rispetto al *Budget*. In termini di potenza, sono stati verificati impianti per 5.320 MW (+9,5 per cento rispetto al consuntivo 2014).

Si rappresenta che la programmazione per l'anno 2016 prevede lo svolgimento di 4.000 controlli, di cui 2.370 con sopralluogo e 1.630 documentali. Gli obiettivi del 2016 sono stati definiti in continuità con quelli del 2015 prevedendo, comunque, un incremento del numero delle verifiche e focalizzando l'attenzione su quegli impianti per i quali esiste il maggiore rischio per il Gse di riconoscere indebitamente gli incentivi.

Protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra la Guardia di Finanza e il Gse

In data 2 ottobre 2014 è stato stipulato il Protocollo di intesa ai sensi del quale la Guardia di Finanza e il Gse collaborano, al fine di assicurare una più ampia attività di controllo dei soggetti che beneficiano di incentivi pubblici alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e delle altre forme di agevolazione previste nel settore energetico.

Ai sensi del predetto Protocollo il Gse mette a disposizione della Guardia di Finanza, dati, notizie ed informazioni sui soggetti beneficiari degli incentivi, garantendo l'accesso diretto alle banche dati che risultano comunque nella propria disponibilità e procedendo alla segnalazione al Nucleo Speciale Tutela Mercati (oggi Nucleo Speciale per l'Energia e il Sistema Idrico) tutte le circostanze rilevanti per la prevenzione e la repressione di irregolarità e frodi.

Sulla scorta del patrimonio informativo acquisito, il Nucleo svolge gli approfondimenti ritenuti opportuni, assicurando l'eventuale interessamento dei Reparti speciali competenti per la materia e dei Reparti territoriali competenti per territorio, ai fini dello sviluppo degli accertamenti e controlli d'iniziativa, e provvedendo alle connesse esigenze di raccordo informativo.

Ulteriori forme di collaborazione non contemplate possono essere condivise dal Gse con il Comandante del Comando Unità Speciali ed inoltrate al Comando Generale della Guardia di Finanza che ne valuta l'accogliibilità.

Attraverso il Protocollo d'intesa si è inteso potenziare, nel rispetto delle relative competenze e del quadro normativo e regolatorio di riferimento, i controlli nel settore delle rinnovabili e dell'efficienza

energetica, definendo criteri, modalità e procedure di collaborazione, azione e coordinamento congiunti.

In tale contesto è stato reso più efficiente lo scambio di informazioni su soggetti che beneficiano degli incentivi, in modo tale da effettuare interventi mirati in caso di irregolarità. Proprio al fine di migliorare le sinergie tra il Gse e la Guardia di Finanza è stato attivato un presidio fisso presso la sede del Gse, con l'obiettivo di aumentare ancor di più la capacità di dissuasione e consolidare per il presidio di legalità sul settore delle energie rinnovabili che rappresenta uno degli elementi cardine della missione Gse.

Sono state inoltre attivate diverse attività di verifica che hanno visto impegnato congiuntamente personale della Guardia di Finanza e del Gse, sia nell'ambito di sopralluoghi presso gli impianti, sia in controlli documentali, afferenti in particolare al rispetto delle condizioni di cumulabilità delle detrazioni fiscali con gli incentivi previsti dal Conto Termico e i certificati bianchi (CAR e TEE).

Gli oneri sostenuti dalla Guardia di Finanza e connessi con le attività di collaborazione oggetto del Protocollo di intesa sono anticipati dal Corpo e rimborsati finanziariamente dal Gse.

Tab 17 - Sopralluoghi congiunti GdF - Gse - Anno 2016¹⁴

N.	Tipologia impianto	Potenza (kW)	Regione	Oneri [€]
1	FTV	946	Molise	1.425,99
2	FTV	992	Molise	
3	FTV	997	Molise	
4	FTV	4.994	Sardegna	1.944,14
5	FTV	4.994	Sardegna	
6	FTV	1.917	Sardegna	
7	FTV	1.935	Sardegna	
8	FTV	2.817	Sardegna	
9	FTV	982	Puglia	Da consuntivare
10	FTV	983	Puglia	
11	FTV	923	Puglia	
12	FTV	905	Puglia	
13	IAFR-FER	41.100	Puglia	1.207,69
14	IAFR-FER	1.029	Emilia Romagna	1.116,48
15	IAFR-FER	250	Emilia Romagna	
16	IAFR-FER	100	Puglia	Da consuntivare
17	IAFR-FER	4.000	Puglia	
18	IAFR-FER	4.000	Puglia	
19	IAFR-FER	900	Puglia	718,80
20	CAR	11.880	Veneto	1.539,43
Totale				7.952,53

I controlli documentali sono stati dapprima effettuati dalla GdF su un campione di impianti e interventi segnalati dal Gse. Là dove la GdF ha rilevato potenziali violazioni del divieto di cumulabilità¹⁵, lo ha reso noto al Gse per l'adozione dei provvedimenti conseguenti.

¹⁴ Gli impianti sottoposti a sopralluoghi possono essere:

- fotovoltaici (FTV);
 - a fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico (IAFR-FER), quali eolico, idrico, geotermico, biomasse, etc;
 - a produzione combinata di energia elettrica e calore (cogenerazione ad alto rendimento - CAR).

¹⁵ Gli incentivi sono riconosciuti esclusivamente agli interventi per la cui realizzazione non siano concessi altri incentivi comunque denominati, a carico delle tariffe dell'energia elettrica e del gas e/o altri incentivi statali. Per gli opportuni approfondimenti si rinvia ai decreti ministeriali che disciplinano ciascun meccanismo incentivante in tema di cumulabilità.

Tab 18 - Controlli documentali effettuati dalla GdF e segnalati al Gse – Anno 2016¹⁶

Tipologia impianto	N.pratiche	Nessuna violazione del divieto di cumulo rilevata dalla GdF	Potenziale violazione del divieto di cumulo rilevata dalla GdF - Esito/stato procedimento		
			Procedimento GSE in	Procedimento Positivo	Procedimento Negativo
CT	31	18	1	11	1
CB/CAR	35	21	2	5	7
CB	14	6	2	3	3
TOTALE	80	45	5	19	11

¹⁶ I controlli documentali si riferiscono alle richieste di accesso agli incentivi in Conto Termico (CT) e ai Certificati Bianchi (CB).

5. LA COMPONENTE TARIFFARIA A3

Gli oneri che maturano in capo al Gse per effetto della politica di erogazione di incentivi sono coperti – ai sensi dell’art. 3, c. 13 del d.lgs. n. 9/1999, secondo le modalità previste dall’art. 49 dell’allegato A del Testo Integrato delle Disposizioni dell’Aeegsi, di cui alla Delibera n. 199/2011 – attraverso il gettito derivante dalla componente tariffaria cosiddetta A3.

Tale componente rappresenta un onere generale di sistema ed è applicata a tutti i clienti finali. La misura della componente A3 viene stabilita trimestralmente dall’Aeegsi con propria delibera, sulla base delle proiezioni economico finanziarie del Gse ed ha l’obiettivo di garantire la sostenibilità degli incentivi, assicurando un equilibrio economico finanziario per il Gse. Recentemente è stato introdotto il principio per cui i produttori di energia riconoscono un corrispettivo al Gse finalizzato alla copertura di parte dei costi di finanziamento. In buona sostanza, la gestione dei meccanismi di promozione delle fonti rinnovabili genera costi legati essenzialmente all’incentivazione e all’acquisto dell’energia elettrica e dei certificati verdi, nonché ricavi derivanti in massima parte dalla vendita dell’energia stessa sul mercato. Il disavanzo economico risultante dalla differenza fra i costi sostenuti dal Gse per l’incentivazione e la promozione delle fonti rinnovabili ed i relativi ricavi viene appunto coperto dal gettito derivante dalla componente A3.

Nel 2015 i soggetti che hanno riscosso la quota A3 sono stati 21, alcuni dei quali hanno provveduto al riversamento in ritardo, facendo maturare un credito della Società per gli interessi.

Tab 19 - Elenco dei soggetti che hanno riscosso la quota A3

	€ IMPOSIBILE	€ IMPOSIBILE + IVA	€ INTERESSI DI MORA ADDEBITATI
A.I.M. Servizi A Rete S.R.L.	36.510.994,98	44.543.413,89	27.998,78
A2A Reti Elettriche Spa	535.217.810,26	652.965.728,52	
Aegasapsamga S.P.A.	46.470.112,92	56.693.537,76	29.466,71
Aem Torino Distribuzione Spa	217.253.736,70	265.049.558,77	112.508,41
Areti S.P.A.	577.727.076,16	704.827.032,91	279.121,06
Asm Bressanone Spa	10.689.054,65	13.040.646,67	
Asm Terni Spa	13.247.825,65	16.162.347,31	426.300,07
Az.Territ.Energ.Ambiente Vercelli - Atena Spa	10.251.238,21	12.506.510,63	97,12
Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati Spa	3.478.019,81	4.243.184,17	
Azienda Energetica Reti Spa- Etschwerke Ag	57.827.302,45	70.549.308,99	
Azienda Intercomunale Rotaliana	3.921.037,79	4.783.666,11	
Deval Spa	37.708.668,27	46.004.575,29	
E-Distribuzione Spa	10.529.501.961,50	12.845.992.393,03	
Edyna Srl	59.093.673,85	72.094.282,10	
Hera S.P.A.	111.591.559,33	136.141.702,38	
Linea Reti E Impianti Srl	22.817.944,10	27.837.891,79	26.153,85
Megareti Spa	71.222.522,05	86.891.476,90	
Odoardo Zecca S.R.L.	7.206.339,05	8.791.733,63	9.564,88
Retipiu' Srl	7.618.890,42	9.295.046,31	
Secab Societa' Cooperativa	282.842,10	345.067,36	
Set Distribuzione Spa	112.344.340,08	137.060.094,91	
Totale	12.471.982.950,33	15.215.819.199,43	911.210,88

Con riferimento a quanto già rappresentato nell'approfondimento dedicato alla cessione dei crediti A3 (v. Capitolo 2), si fa presente che, ad oggi, il Gse ha sottoscritto delle convenzioni con sette istituti di credito per la cessione pro soluto dei crediti A3. Hanno usufruito delle convenzioni nove imprese distributrici.

Si riporta di seguito il dettaglio delle operazioni effettuate nel corso del 2016 con i relativi importi.

Tab 20 - Cessione dei crediti A3: elenco delle operazioni effettuate

N.	Distributore ceduto	N. fattura	Data fattura	Importo fattura [€]	Scadenza originale	Scadenza posticipata	Giorni di dilazione	Cessionario
1	Acea Distribuzione	76748	19/02/16	63.146.372,21	15/03/16	05/04/16	21	Mediocredito Italiano
2	Enel Distribuzione	76759	19/02/16	1.248.834.110,22	15/03/16	05/04/16	21	Mediocredito Italiano
3	Ireti	76761	19/02/16	24.185.214,16	15/03/16	05/04/16	21	Unicredit Factoring
Totale incassato al 15/3/16				1.336.165.696,59				
4	Deval	492650	21/03/16	4.934.167,29	15/04/16	04/05/16	19	Mediocredito Italiano
5	Enel Distribuzione	492652	21/03/16	1.261.383.687,15	15/04/16	04/05/16	19	Mediocredito Italiano
Totale incassato al 15/4/16				1.266.317.854,44				
6	Deval	515252	21/04/16	4.495.359,79	16/05/16	06/06/16	21	Unicredit Factoring
7	Enel Distribuzione	515253	21/04/16	1.197.403.687,38	16/05/16	06/06/16	21	Mediocredito Italiano
Totale incassato al 16/5/16				1.201.899.047,17				
8	Acea Distribuzione	889877	20/05/16	60.929.408,12	15/06/16	05/07/16	20	Mediocredito Italiano
9	AcegasApsAmga	889878	20/05/16	4.058.829,30	15/06/16	05/07/16	20	Ifitalia
10	Deval	889887	20/05/16	4.530.933,20	15/06/16	05/07/16	20	Unicredit Factoring
11	Enel Distribuzione	889888	20/05/16	1.206.414.058,19	15/06/16	05/07/16	20	Mediocredito Italiano
12	Hera	889889	20/05/16	12.056.667,89	15/06/16	05/07/16	20	Ifitalia
13	Ireti	889890	20/05/16	23.482.061,12	15/06/16	05/07/16	20	UBI Factor
14	Unareti ex A2A	889897	20/05/16	56.946.057,33	15/06/16	01/07/16	16	UBI Factor
Totale incassato al 15/6/16				1.368.418.015,15				
15	AcegasApsAmga	900769	21/06/16	4.786.058,44	15/07/16	03/08/16	19	Ifitalia
16	Deval	900777	21/06/16	3.815.377,99	15/07/16	03/08/16	19	Unicredit Factoring
17	Enel Distribuzione	900778	21/06/16	1.116.679.979,28	15/07/16	03/08/16	19	Mediocredito Italiano
Totale incassato al 15/7/16				1.125.281.415,71				

N.	Distributore ceduto	N. fattura	Data fattura	Importo fattura [€]	Scadenza originale	Scadenza posticipata	Giorni di dilazione	Cessionario	
18	Deval	946297	20/07/16	3.546.116,87	16/08/16	05/09/16	20	Mediocredito Italiano	
19	E-Distribuzione ex Enel	946298	20/07/16	1.159.111.103,22	16/08/16	05/09/16	20	Mediocredito Italiano	
20	Ireti	946300	20/07/16	21.775.166,06	16/08/16	05/09/16	20	UBI Factor	
Totale incassato al 16/8/16				1.184.432.386,15					
21	AcegasApsAmga	965164	22/08/16	4.375.065,73	15/09/16	05/10/16	20	Ifitalia	
22	Areti ex Acea	965166	22/08/16	59.139.774,99	15/09/16	05/10/16	20	UBI Factor	
23	Deval	965172	22/08/16	3.528.299,83	15/09/16	05/10/16	20	Mediocredito Italiano	
24	E-Distribuzione ex Enel	965173	22/08/16	1.192.577.152,55	15/09/16	05/10/16	20	Mediocredito Italiano	
25	Inrete ex HERA	965189	22/08/16	11.372.096,59	15/09/16	05/10/16	20	Ifitalia	
26	Ireti	965190	22/08/16	22.174.842,63	15/09/16	05/10/16	20	UBI Factor	
27	Linea Reti e Impianti	965191	22/08/16	2.291.256,47	15/09/16	03/10/16	18	Ifitalia	
28	Unareti ex A2A	965197	22/08/16	58.508.686,90	15/09/16	03/10/16	18	UBI Factor	
Totale incassato al 15/9/16				1.353.967.175,69					
29	AcegasApsAmga	1014155	20/09/16	5.670.157,66	17/10/16	04/11/16	18	Ifitalia	
30	Deval	1014163	20/09/16	3.992.756,10	17/10/16	04/11/16	18	Mediocredito Italiano	
31	E-Distribuzione ex Enel	1014164	20/09/16	1.388.826.188,27	17/10/16	04/11/16	18	Mediocredito Italiano	
32	Ireti	1014167	20/09/16	25.607.279,16	17/10/16	03/11/16	17	Factorit	
33	Linea Reti e Impianti	1014168	20/09/16	2.814.324,57	17/10/16	04/11/16	18	Ifitalia	
Totale incassato al 17/10/16				1.421.240.548,10					
34	AcegasApsAmga	1338273	20/10/16	4.179.751,24	15/11/16	05/12/16	20	Ifitalia	
35	Deval	1338295	20/10/16	4.400.724,68	15/11/16	05/12/16	20	Factorit	
36	E-Distribuzione ex Enel	1338296	20/10/16	1.179.815.505,87	15/11/16	05/12/16	20	Mediocredito Italiano	
37	Linea Reti e Impianti	1338300	20/10/16	2.331.801,86	15/11/16	05/12/16	20	Ifitalia	
Totale incassato al 15/11/16				1.190.727.783,65					

6. LE SOCIETÀ CONTROLLATE

Il Gse possiede l'intera partecipazione delle tre società controllate Acquirente Unico S.p.A., Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e Ricerca sul Sistema Energetico – Rse S.p.A., nessuna delle quali inserita nell'elenco ISTAT¹⁷.

Acquirente Unico S.p.A. (“Au”) approvvigiona le società che svolgono il servizio di maggior tutela a favore dei clienti finali domestici che hanno scelto di non recedere dal preesistente contratto di fornitura. La società gestisce, inoltre, lo sportello per il consumatore (“Sportello per il Consumatore di energia”) e seleziona, mediante procedure concorsuali, i fornitori di energia elettrica (“Servizio di Salvaguardia”) e di gas naturale (“Fornitore di Ultima Istanza”). Presso Au è istituito, infine, il sistema informativo integrato (“Sistema Informativo Integrato” o “SII”) per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas. A partire dal 2013, infine, svolge la funzione di Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (“OCSIT”), un nuovo organismo di stoccaggio delle scorte petrolifere di sicurezza del nostro Paese.

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (“Gme”) è responsabile dell'organizzazione e della gestione economica del mercato elettrico, dei mercati dell'ambiente, del gas naturale e dei carburanti secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività, nonché della gestione della piattaforma per la registrazione dei contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del mercato.

¹⁷ Le società controllate dal GSE (Acquirente Unico, Gestore dei Mercati energetici e Ricerca sul Sistema Energetico) sono unità istituzionali distinte dal GSE Spa e pertanto ciascuna di esse deve essere oggetto delle attività classificatorie regolarmente svolte dall'Istituto secondo i criteri dettati dal Regolamento (UE) n. 549/2013 (Sec2010). In particolare, esse risultano essere società per azioni controllate da una unità appartenente al settore delle Amministrazioni Pubbliche (il medesimo GSE) e quindi la loro classificazione deve avvenire utilizzando i criteri che si applicano a tale specifica situazione.

Il Sec 2010 (par.20.307) stabilisce che: “*la distinzione tra un'unità del settore pubblico appartenente all'amministrazione pubblica (S.13) o una società pubblica è stabilita in base al test per la distinzione tra produttore di beni e servizi destinabili alla vendita e produttori di beni e servizi non destinabili alla vendita (...). Le unità del settore pubblico che producono beni e servizi non destinabili alla vendita sono classificate nelle amministrazioni pubbliche, mentre le unità che producono beni e servizi destinabili alla vendita sono classificate come società pubbliche. L'unica eccezione a questa regola generale riguarda taluni istituti finanziari che controllano o servono il settore finanziario, classificati come società finanziarie pubbliche a prescindere dal fatto che producano o meno beni o servizi destinabili alla vendita.*”

La procedura di classificazione nei settori istituzionali delle società a controllo pubblico prevede che esse siano sottoposte al test del 50 per cento (detto anche test market/non market) in tutti i casi di attività diversa da “Attività finanziarie”. Il test del 50 per cento verifica in quale percentuale i ricavi delle vendite coprono i costi di produzione dell'unità istituzionale considerata. Se i ricavi coprono almeno il 50 per cento dei costi, l'unità è considerata di tipo “market”, cioè produttore di beni e servizi destinabili alla vendita; viceversa, se i ricavi risultano inferiori al 50 per cento dei costi, l'unità è considerata di tipo “non market” e pertanto da classificare all'interno del settore delle Pubbliche Amministrazioni. Ricapitolando, le società controllate e non market (test inferiore al 50 per cento) sono classificate nel settore delle *Amministrazioni pubbliche* (S.13), le società controllate e market (test pari o superiori al 50 per cento) sono classificate nel settore delle *Società non finanziarie* (S.11).

E' da notare che il test che verifica il comportamento economico delle unità non può essere applicato considerando il solo risultato più recente ma deve essere, invece, analizzato su un congruo numero di anni, in modo da separare la tendenza di fondo da fluttuazioni occasionali.

L'analisi quantitativa corrisponde ai criteri sopra ricordati è stata applicata anche in occasione della definizione della lista S13 pubblicata nel 2016 alle società Acquirente Unico, Gestore dei Mercati Energetici e Ricerca sul Sistema Energetico, nel rispetto delle regole di classificazione sopra esposte. Sulla base dei risultati ottenuti dall'effettuazione del test tutte e tre le unità sono classificate come *società pubbliche* (e non come *amministrazioni pubbliche*) in quanto caratterizzate da comportamento market e controllate da una unità appartenente al settore S.13 (nella fattispecie dal GSE, socio unico).

La società Ricerca sul Sistema Energetico – Rse S.p.A. (“Rse”) sviluppa attività di ricerca nel settore energetico, con particolare riferimento ai progetti nazionali, di interesse pubblico, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema.

Le Società del Gruppo, ispirandosi ai principi generali di efficientamento e riduzione della spesa che stanno caratterizzando il settore pubblico, hanno intrapreso, a seguito della citata crescita del perimetro di attività, una serie di iniziative che concorrono a determinare una riduzione dei costi in proporzione al volume e alla complessità dei compiti istituzionalmente affidati. I principali interventi adottati a tale scopo dal Gse e dalle Società controllate riguardano principalmente l’ottimizzazione dei processi e una riorganizzazione aziendale, nonché l’incremento delle sinergie infragruppo.

A tal riguardo sarebbe auspicabile un più stringente coordinamento e direzione delle attività delle controllate da parte della società Capogruppo, in un’ottica di efficientamento e di ottimizzazione dei costi a livello di bilancio consolidato e di specifiche competenze di *staff* nella Capogruppo, secondo una logica funzionale alle esigenze delle Società del Gruppo stesso, coordinamento e direzione rispondenti non solo alla logica ed alle prescrizioni dell’art. 2497 e s.s. del codice civile, ma anche all’interesse pubblico (di cui è intestataria Gse medesima) sotteso alla partecipazione totalitaria di Gse nelle proprie controllate, create non per finalità meramente impenditoriali, che mal si concilierebbero con la visione di uno Stato regolatore ma non protagonista del mercato, coerente con i vigenti principi comunitari.

Con riferimento alle Società controllate Au S.p.A., Gme S.p.A. e Rse S.p.A. si evidenzia quanto segue.

Au S.p.A.: con l’Assemblea dei soci convocata per l’approvazione del bilancio relativo all’esercizio 2014 è scaduto il mandato del Consiglio di Amministrazione, nominato con delibera assembleare del 24 luglio 2012.

Con delibera dell’Assemblea dei soci del 22 ottobre 2015 è stato nominato, per gli esercizi 2015 – 2016, il nuovo Consiglio di Amministrazione.

Gme S.p.A.: con l’Assemblea dei soci convocata per l’approvazione del bilancio relativo all’esercizio 2014 è scaduto il mandato del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, nominati rispettivamente con le delibere assembleari del 24 luglio 2012 e del 1° agosto 2012.

Con delibera dell’Assemblea dei soci del 22 ottobre 2015 è stato nominato, per gli esercizi 2015 – 2016, il nuovo Consiglio di Amministrazione.

Con delibera dell’Assemblea dei soci del 30 novembre 2015 è stato nominato, per gli esercizi 2015 – 2017, il nuovo Collegio Sindacale.

Rse S.p.A.: con l'Assemblea dei soci convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2014 è scaduto il mandato del Collegio Sindacale nominato con delibera assembleare del 24 luglio 2012.

Con delibera dell'Assemblea dei soci del 1 dicembre 2015 è stato nominato, per gli esercizi 2015 – 2017, il nuovo Collegio Sindacale.

PRINCIPALI EVENTI SOCIETARI AVVENUTI NELL'ANNO 2016

Gme S.p.A.: a seguito delle dimissioni del Presidente, con delibera dell'Assemblea dei soci, del 7 marzo 2016, è stato nominato il nuovo Presidente della società.

6.1 Mezzi di finanziamento del Gruppo

Per il Gse, la remunerazione delle attività svolte avviene sia tramite provvedimenti adottati dall'Aeegsi - a carico della componente tariffaria A3 - sia mediante il riconoscimento, da parte degli operatori di mercato, di corrispettivi a copertura dei costi sostenuti dalla Società per la gestione delle attività relative all'erogazione degli incentivi.

In particolare, già a partire dall'anno 2012, con il DM 5 luglio 2012 e il DM 6 luglio 2012, è stato previsto il trasferimento di una parte significativa dei costi di funzionamento della Società ai beneficiari dei meccanismi di incentivazione, generando un minor onere in capo ai consumatori di energia elettrica.

Il principio relativo al trasferimento dei costi di funzionamento del Gse agli operatori del settore è stato, infine, rafforzato dalla Legge 116/2014, il cui art. 25 stabilisce che, a partire dal 2015, "gli oneri sostenuti dal Gse per lo svolgimento delle attività di gestione, di verifica e di controllo, inerenti i meccanismi di incentivazione e di sostegno, sono a carico dei beneficiari delle medesime attività, ivi incluse quelle in corso con esclusione degli impianti destinati all'autoconsumo entro i 3 kW".

L'Aeegsi provvede alle compensazioni, ove necessario.

A tal riguardo, il D.M. 24 dicembre 2014 ha definito, a decorrere dal 1° gennaio 2015, un sistema tariffario a copertura degli oneri sostenuti dalla società per lo svolgimento delle attività di gestione, verifica e controllo inerenti i meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Il Decreto ha, infatti, introdotto un meccanismo tariffario pluriennale a carico dei

beneficiari dei regimi incentivanti razionalizzando e ampliando disposizioni precedenti, quali per esempio i DD.MM. 5 e 6 luglio 2012.

Per quanto riguarda il sistema tariffario pluriennale, il Gse, con cadenza triennale, sulla base dei costi, della programmazione e delle previsioni di sviluppo delle attività da svolgere, sottopone al Mise una proposta di aggiornamento delle tariffe a copertura dei costi per lo svolgimento di tali attività e le relative modalità di pagamento. L'ammontare delle tariffe da riconoscere al Gse per il triennio 2015-2017 sono state approvate dal suddetto Decreto che, oltre a razionalizzare le precedenti disposizioni normative, che già ponevano a carico dei beneficiari il costo delle attività svolte dalla società, ha introdotto alcuni corrispettivi per attività in precedenza prive di remunerazione.

La delibera 266/2016/R/ee ha previsto che i costi di funzionamento che sono già coperti dalle tariffe introdotte dal DM 24 dicembre 2014, debbano trovare remunerazione diretta in A3, seppure in via transitoria. In particolare, sono posti a carico dell'A3 i costi relativi alle attività del comparto “altri servizi specialistici”, del Data Warehouse, nonché i costi vivi derivanti dalle attività di avvalimento. Tuttavia, in deroga a quanto sopra disposto, l'Aeegsi ha stabilito che tali costi trovino copertura tramite le componenti tariffarie destinate all'efficienza energetica nei limiti di quanto speso dal Gse per la gestione del conto termico. L'Aeegsi ha disposto, inoltre, a carico dell'A3, la corresponsione al Gse di un corrispettivo pari ad assicurare la remunerazione del suo patrimonio netto¹⁸, detratto il valore delle partecipazioni nelle Società controllate, con un tasso corrispondente al rendimento medio annuale, per un determinato anno del BTP decennale *benchmark*, maggiorato di un differenziale.

L'Aeegsi pone in essere un rigoroso controllo della spesa operata dal Gse tenuto conto che tali costi ricadono sulla collettività. In tale ottica, viene sottoposto all'Aeegsi il *Budget* annuale, nonché il Preconsuntivo di Bilancio, al fine di consentire opportune valutazioni. Al fine di incrementare la profondità di analisi dei livelli di spesa, a partire dal 2013, ai sensi della Delibera 163/2013/R/com, il Gse effettua una rendicontazione mediante un sistema di separazione contabile (“*unbundling*”) per ciascuno dei servizi offerti.

Si evidenzia che l'Aeegsi ha attivato negli ultimi anni un processo per la progressiva implementazione di una regolazione pluriennale incentivante per le attività svolte dal Gse, basata su obiettivi pluriennali di recupero di efficienza e di economicità delle attività svolte.

¹⁸ Ai sensi della Delibera 266/2016/R/ee, il corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento del Gse per l'anno 2015 è tale da assicurare al Gse una remunerazione, prima delle imposte, del 3,91 per cento del Patrimonio Netto, detratto il valore delle partecipazioni del medesimo Gse nelle società controllate e il valore di dividendi distribuiti a partire dalla data di approvazione della distribuzione dei dividendi medesimi, oltre ai proventi delle partecipazioni. Tale tasso corrisponde al rendimento medio annuale, per l'anno 2015, del BTP decennale, rilevato dalla Banca d'Italia, maggiorato di 2,2 punti percentuali.