

2016

Rete Italia Consumatori

Autori: Luigi Gabriele



Audizione rappresentanti delle Associazioni dei consumatori dinanzi alla 10^a Commissione del Senato, nell'ambito dell'indagine conoscitiva "Sui prezzi dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese", con particolare riferimento ai costi dei servizi di dispacciamento dell'energia elettrica

Roma, 13 settembre 2016

Si autorizza pubblicazione del testo sui canali istituzionali della commissione.

Onorevole Presidente e Onorevoli Deputati,

Rete Consumatori Italia (Assoutenti, Casa del Consumatore e Codici), è una rete tra tre associazioni dei consumatori iscritte al Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti presso il MISE. Rappresentiamo 120.000 consumatori italiani, ovvero il 13,5% di coloro che sono iscritti ad una associazione riconosciuta dal Codice del Consumo. Siamo indipendenti perché ci finanziamo mediante le iscrizioni dei nostri associati (mediamente 10€/anno per socio) e attraverso i progetti ministeriali che vengono attuati con i fondi sanzioni dell'Antitrust.

Non abbiamo alcun finanziamento pubblico e non riceviamo fondi privati di nessun tipo.

Grazie agli sportelli di assistenza territoriale, che ci garantiscono rapporto costante con il cittadino consumatore, i rapporti istituzionali, e le istituzioni, abbiamo una visione d'insieme delle materie in oggetto e auspichiamo di fornire un contributo scevro da giudizi di parte.

Inoltre siamo promotori di numerosi esposti all'AGCM e partecipiamo costantemente alle consultazioni dell'Autorità per l'energia nonché ai tavoli istituzionali riferiti ai provvedimenti regolatori sul settore.

* * *

Siamo lieti di esprimere il nostro parere sul succitato tema, anche alla luce di quanto è accaduto nel periodo estivo, a seguito dell'annuncio delle variazioni trimestrali dei prezzi da parte dell'AEEGSI che hanno determinato il ricorso da parte dei colleghi di un'altra associazione, a cui abbiamo fornito il nostro supporto tecnico - politico.

I prezzi dell'energia per il consumatore finale

Negli ultimi anni, il dibattito pubblico ha dedicato una considerevole attenzione ai prezzi dell'energia, in riferimento tanto all'energia elettrica, quanto al gas naturale. Per tutte le principali categorie di consumatori i prezzi medi nel nostro paese sono effettivamente superiori o vicini alla media europea, con potenziale erosione sia del reddito disponibile per le famiglie, sia della competitività per le imprese, specialmente quelle che producono beni destinati alle esportazioni.

I prezzi italiani non sono tanto additabili alla differenza mercato libero o mercato tutelato, anche se la stessa autorità, nell'analisi dei prezzi del 2012-13, ha evidenziato uno scostamento di circa il 20% in più per i prezzi applicati nel libero mercato. Valori facilmente desumibili per coloro che si intendono di prezzi perché sono legati al tipo di offerta che, in caso di prezzo bloccato, ha determinato un incremento abnorme delle bollette in caso di superamento delle soglie. Così, come avveniva inizialmente nel mercato della telefonia, è avvenuto nel mercato dell'energia. Superata la soglia, di cui spesso non si conosceva nemmeno l'esistenza, il prezzo finale applicato schizzava in su fino a triplicare o quadruplicare la bolletta.

Ma se consideriamo tutti gli altri fattori, possiamo dire che: *“I prezzi energetici sono cresciuti significativamente per ragioni estranee al valore della commodity. Tra il II trimestre 2010 e il II trimestre 2013 il prezzo dell’elettricità è cresciuto del 20% circa, a causa principalmente degli oneri generali di sistema (+160%), delle imposte (+12%) e dei costi di rete (+11%), mentre la materia prima è cresciuta solo del 4%; se analizziamo periodo più lungo(come si vedrà in avanti), invece, si evince come i costi di rete sono cresciuti del 25%”.*

Per comprendere il fenomeno degli extra profitti da parte dei distributori e del dispacciamento, vi consigliamo uno studio, ben redatto e scientificamente valido dell’istituto IBL, dal titolo *“Chi non risica non rosica”*, dell’11 giugno 2014.

Questo studio analizza i bilanci dei principali operatori di infrastrutture regolate, sia elettrici sia del gas, nel periodo 2007-2012.

Gli operatori analizzati sono: Terna; Enel Distribuzione; Snam Rete Gas; Enel Rete Gas; Italgas; Stogit.

Quasi tutti gli operatori esaminati hanno ottenuto, nel periodo di riferimento, un ritorno medio sugli investimenti (Roi), decisamente superiore al rendimento target fissato dall’Autorità per l’energia. Tutti gli operatori, tranne uno, hanno “battuto” il target di rendimento fissato dall’Autorità.

Va sottolineato, in questa tesi, che, in ITALIA, anche i meccanismi di calcolo e le famose formule adottate dal regolatore, sono costituite affinché si generino extra profitti e riconoscimenti ulteriori agli operatori.

Se si effettua il confronto col principale operatore britannico, National Grid, si rileva da un lato uno scostamento più elevato e più sistematico, dall’altro uno sforzo del regolatore inglese (Ofgem) di ricondurre la redditività di National Grid ai livelli ammessi, che non è riscontrabile nell’attività dell’Autorità italiana.

È, quindi, possibile concludere che i principali operatori di infrastrutture regolate, in Italia, siano in grado di estrarre extraprofitti;

In tutti i periodi regolatori afferenti all’attuale collegio, i costi di rete e distribuzione sono stati sostanzialmente sempre riconosciuti, senza porre alcun fermo o opposizione alle richieste degli operatori. Gli interventi devono essere diretti sia a limitare il perimetro delle attività regolate, sia a contenere la remunerazione riconosciuta entro livelli accettabili;

Vi proponiamo di analizzare i motivi e introdurre dispositivi normativi volti a eliminare l’estrazione di extraprofitti, a rimuovere gli incentivi perversi, a evitare una politica di sovrainvestimento in infrastrutture e a garantire trasparenza e linearità alle politiche tariffarie;

Allo scopo di limitare l’estrazione di extraprofitti, si suggerisce di obbligare l’Autorità per l’energia a riconsiderare le attuali componenti tariffarie sulla scorta dei più recenti interventi in materia, anche introducendo una maggiore esposizione al rischio per gli operatori regolati e riducendo il ricorso a strumenti di sovra - incentivazione per gli investimenti ritenuti di particolare importanza o urgenza;

Allo scopo di evitare una politica di sovrainvestimento infrastrutturale, si suggerisce di ripensare la Strategia energetica nazionale, specie nelle parti in cui essa estende – anziché ridurre – il perimetro dell’infrastruttura regolata, particolarmente sotto il profilo della socializzazione del rischio d’investimento; Per questo motivo, abbiamo promosso in *coordinamento con un gruppo di associazioni costituito da Adusbef, Codici Associazione Consumatori, Greenpeace, Legambiente, Italia Solare, Kyoto Club, WWF, emendamenti preparati per superare quegli ostacoli alla libera concorrenza contenuti nei sistemi tariffari e nella disciplina delle reti.*

Va favorito, sicuramente, l’autoconsumo e la liberalizzazione dei servizi di minuta, oggi non più giustificati dall’essere nel pieno controllo dell’operatore della distribuzione. Anomalia tutta Italiana.

Infine, allo scopo di garantire trasparenza e linearità alle politiche tariffarie, si ritiene doveroso che vengano utilizzati meccanismi più trasparenti, al fine di comprendere quando la sicurezza della rete viene considerata tale e attribuire ai responsabili di sistema, in particolare a TERNA, l'eventuale responsabilità economica per speculazioni derivanti dall'abuso di questo concetto.

Allo scopo di rimuovere gli incentivi perversi, si sottolinea come la maggior parte degli operatori regolati siano, direttamente o indirettamente, controllati dal settore pubblico e come ciò possa indurre a compiere scelte normative o regolatorie non necessariamente giustificate da ragioni di interesse generale o di efficienza; pertanto, un disimpegno del settore pubblico è parte fondamentale di una politica di contenimento tariffario;

Occorre, inoltre, ripensare obiettivi e strumenti della regolazione, alla luce di un mondo che è cambiato profondamente e per il quale l'obiettivo primario non è più la realizzazione di infrastrutture, ma la creazione, il mantenimento e la promozione della concorrenza;

Va, ad esempio, rivisto il ruolo di AEEGSI, prospettando una riduzione del suo perimetro di attività, un potenziamento del monitoraggio e l'introduzione di vincoli stringenti che agiscano su attività in conflitto con la concorrenza, tra gli operatori della parte liberalizzata del mercato.

Mercato Libero

Nonostante numerose aziende si siano apprestate a effettuare studi, commissionati per dimostrare i vantaggi nel mercato libero, soltanto uno tra questi può essere considerato tale: si tratta di quello realizzato da Nomisma, una società che, notoriamente, riceve commissioni da aziende di questo tipo. Tutti gli altri fanno, invece, riferimento a compratori on line che, ovviamente, hanno interesse a spingere il mercato della vendita dei contratti di energia e gas; studi e analisi che, perlopiù, analizzano le offerte presenti nel TROVAOFFERTE, dunque pubblicate sul sito dell'AEEGSI e, di conseguenza, non sempre veritiere (le cosiddette offerte civette). Inoltre si tratta di studi privi di metodologia scientificamente valida. I prezzi del libero mercato celano numerose insidie. Nei nostri casi di sportello, oltre ai noti maxi conguagli derivanti dalle mancate letture da parte dei distributori, vengono segnalate truffe, disagi e impennate improvvise dei prezzi.

Interviene, quindi, l'Antitrust con numerosi provvedimenti aperti o conclusi con sanzioni, in particolar modo quelli riguardanti le attivazioni non richieste. In sostanza, anche se la componente energia potrebbe essere, in alcuni limitatissimi casi, leggermente vantaggiosa, le clausole contrattuali e tutto il resto determinano un'esplosione dei prezzi della fornitura che causa una profonda incertezza su valori e sui prezzi effettivi.

Mercato Tutelato

Diverso è il caso del Mercato tutelato, dove l'analisi dei prezzi è effettuata dal regolatore, con uffici preposti e pubblicazioni trimestrali.

Dall'ultima pubblicazione si evince che:

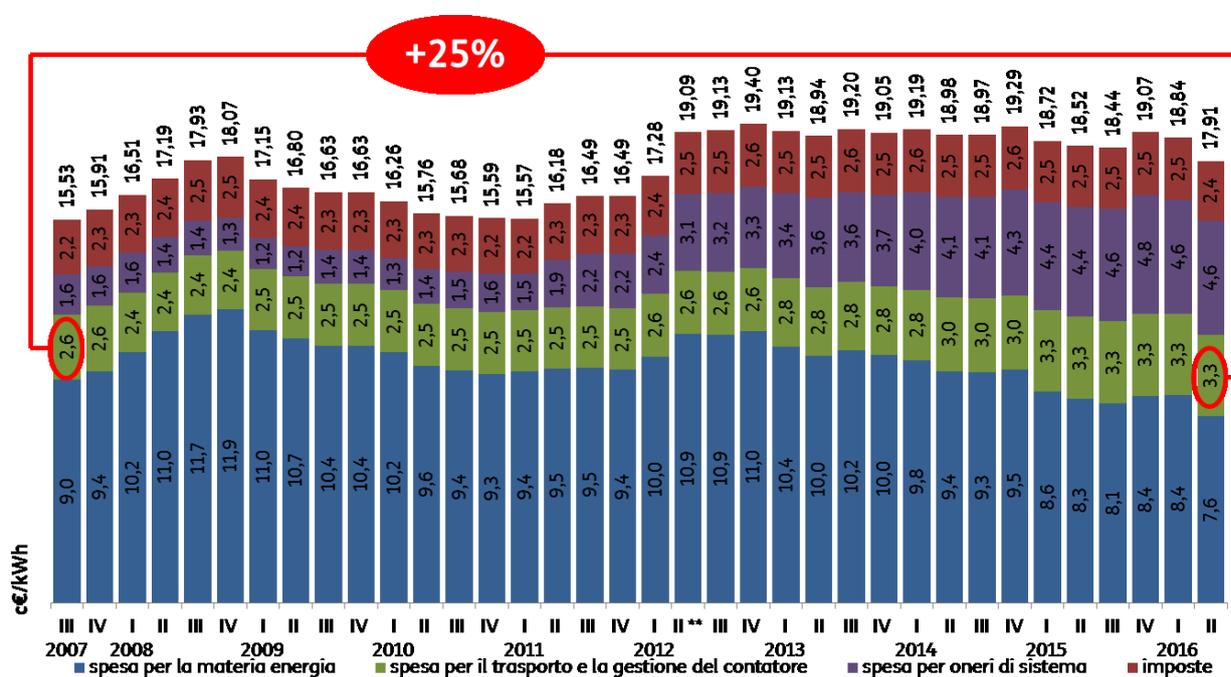
Il prezzo medio per il cliente tipo è 0,18 centesimi al kWh; nel dettaglio, dal 1° luglio 2016, il prezzo di riferimento dell'energia elettrica per il cliente tipo sarà di 18,67 centesimi di euro per kilowattora, tasse incluse, così suddiviso :

Spesa per la materia energia:

Tabella 1: Prezzi al kWh per cliente tipo servito in maggior tutela (potenza impegnata 3 kW, contratto per abitazione di residenza anagrafica, consumo pari a 2.700 kWh/anno), escluse le imposte

Prezzo monorario €/kWh	Prezzo biorario			
	Prezzo €/kWh	fascia	F1	Prezzo fasce F2 e F3 €/kWh
0,161668	0,165518			0,159758

- 6,76 centesimi di euro (36,23% del totale della bolletta) per i costi di approvvigionamento dell'energia;
- 1,51 centesimi di euro (8,10%) per la commercializzazione al dettaglio. Spesa per il trasporto e la gestione del contatore:
- 3,30 centesimi di euro (17,66%) per i servizi di distribuzione, misura, trasporto, perequazione della trasmissione e distribuzione, qualità. Spesa per oneri di sistema:
- 4,59 centesimi di euro (24,60%) per gli oneri generali di sistema, fissati per legge. Imposte:
- 2,50 centesimi di euro (13,41%) per le imposte che comprendono l'IVA e le accise.



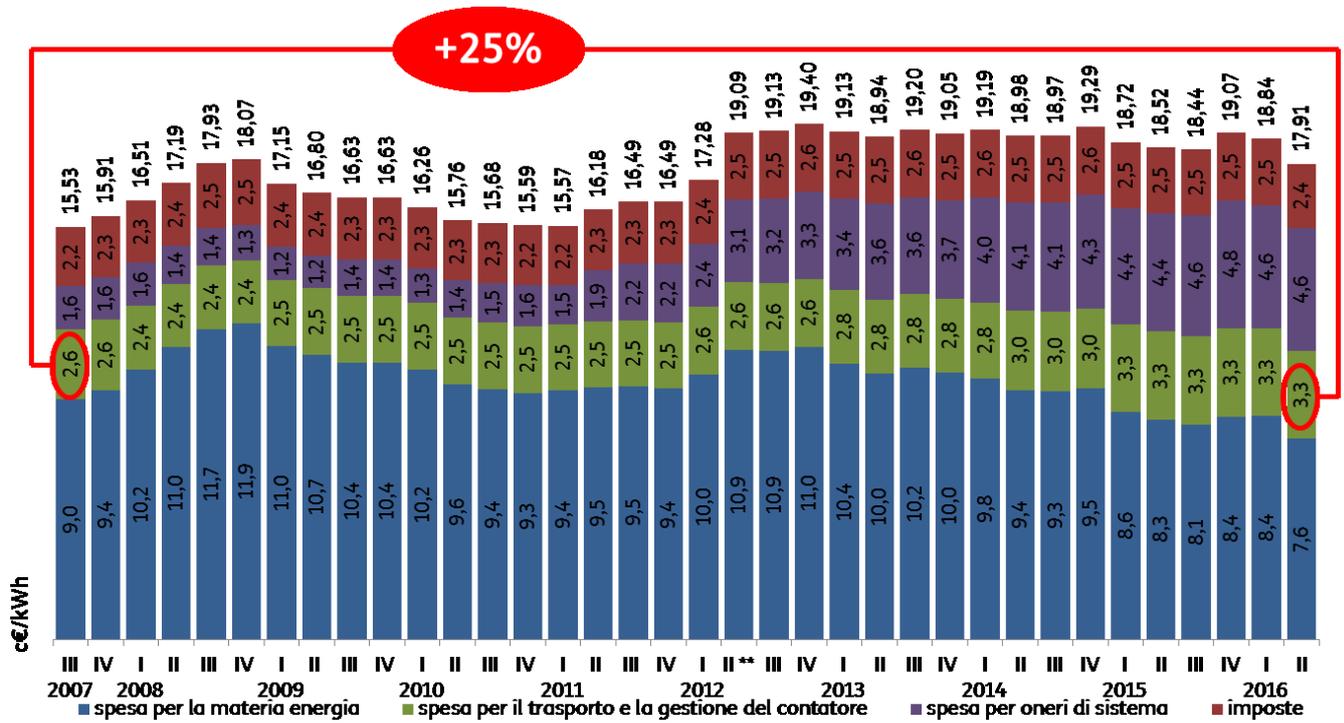
Oneri di dispacciamento

Questo è il vero punto dolente del sistema energetico italiano: un sistema con iper remunerativi, scarsa qualità e costi abnormi che, spesso, gli operatori si limitano a far ricadere a piè di lista sui consumatori finali.

Pensiamo alla tariffe di distribuzione e dispacciamento:

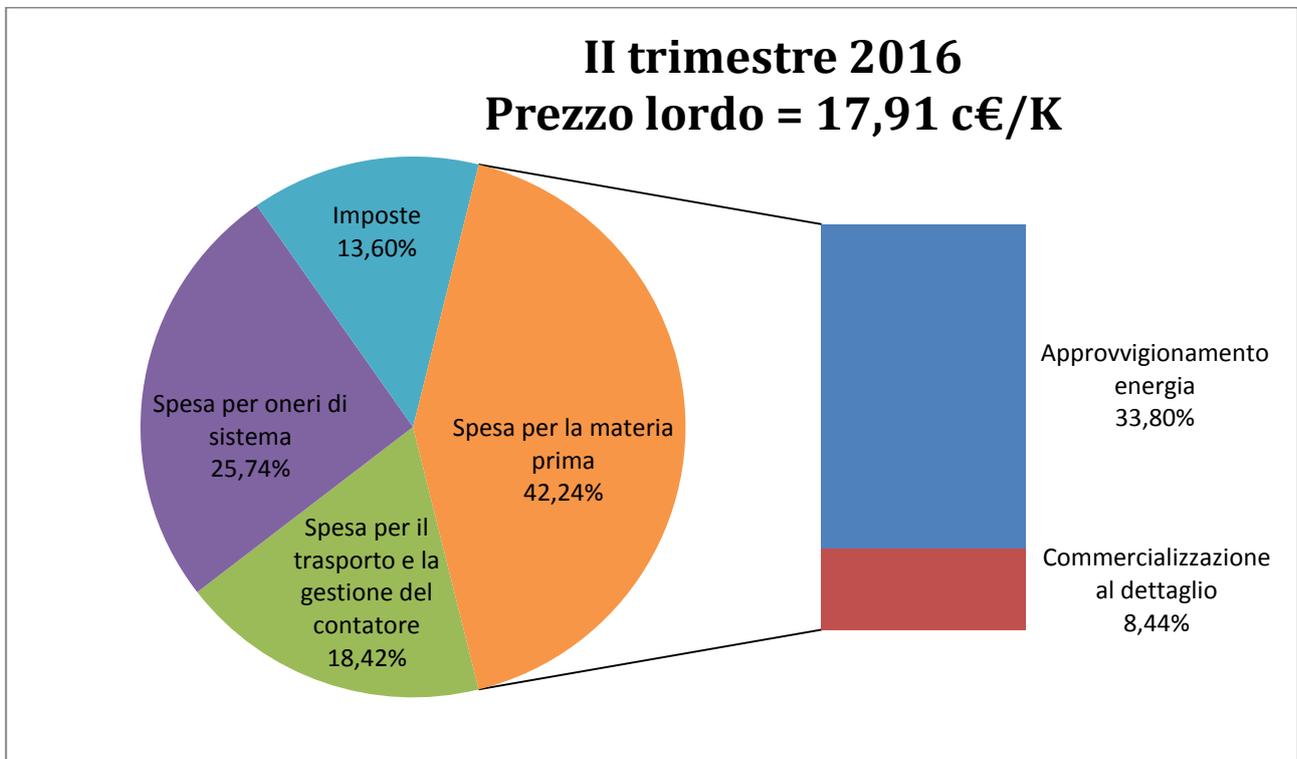
In base ai dati dell'AEEGSI per un utente domestico medio negli ultimi dieci anni le tariffe di trasmissione, distribuzione e misura sono aumentate del 25%¹.

¹ <http://www.autorita.energia.it/it/dati/eep35.htm>



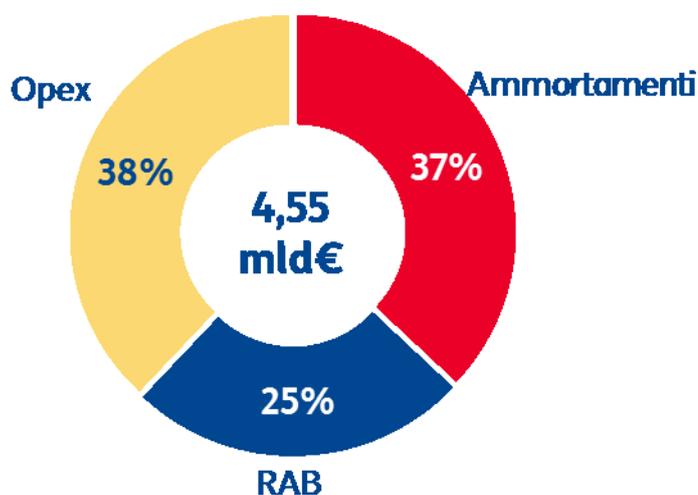
La marginalità dei distributori

- I costi di rete, tra i quali distribuzione e misura rappresentano il 18% della bolletta elettrica per l'utente domestico medio.
- Mediamente, le tariffe di rete pesano per ~90€, sui ~500€ annui della «bolletta» elettrica.



- La remunerazione tariffaria delle attività di distribuzione e misura garantisce ad esempio a Enel D. un'ampia marginalità in sostanziale assenza di rischio.

Scomposizione Ricavi 2016



Stima del Capitale Investito Riconosciuto ~21 mld€

- Per il 2016 è previsto un WACC del 5,6%, tasso d'interesse riconosciuto **in assenza di rischio**.
- Enel ipotizza nel 2016 ricavi da tariffe pari a 4,55 mld€:
 - ~1,1 mld€ da RAB (WACC applicato ai 21 mld€ di Capitale Investito Riconosciuto a fini regolatori - CIR);
 - ~1,7 mld€ da ammortamenti sul CIR secondo la vita utile riconosciuta degli asset;
 - ~1,7 mld€ da costi operativi riconosciuti.
- In base ai dati del bilancio 2014, gli assetti della **rete di distribuzione** rappresentano circa i 3/4 delle attività non correnti e quindi è ipotizzabile che rappresentino **~16 mld€** dei 21 mld€ di CIR.
- Enel D. ha fatturato nel 2014 ~7 mld€, con un risultato operativo di 3 mld€ e un risultato ante imposte di 2 mld€.
- Il Gruppo Enel ha fatturato nel 2014 ~76 mld€, con un risultato operativo di 3 mld€ e un risultato ante imposte nullo.

Gli stessi valori, ovviamente in proporzione alla percentuale di gestione della rete, si possono riconoscere negli altri operatori della distribuzione, in particolare A2a, Acea Distribuzione (oggi A-Distribuzione), Hera Distribuzione e gli altri operatori della rete.

Questi valori non solo non vanno sottesi, ma vanno legati intrinsecamente al fenomeno dei maxi conguagli. I maxi conguagli sono una chiara distorsione del sistema e sono la prova provata di come gli operatori della distribuzione percepiscono somme per servizi non resi, giustificando, con impedimenti di ogni natura, la possibilità di esercitare la loro attività, per la quale comunque continuano a percepire una tariffa, altamente remunerata.

Da febbraio 2016 i costi di dispacciamento hanno cominciato ad aumentare in modo considerevole.

Abbiamo analizzato i dati del mercato elaborando i costi di dispacciamento: quello che emerge è che quest'ultimi costituiscono il maggiore costo dell'energia movimentata, rispetto al prezzo MGP per la stessa ora.

Tale maggiore costo si può definire come ulteriore margine dei produttori.

Con comunicato Stampa del 28 giugno 2016, consegnatoci nella riunione trimestrale che si tiene in occasione della variazione dei prezzi del mercato tutelato, l'autorità ci ha comunicato quanto segue:

“Nel terzo trimestre del 2016, la dinamica del prezzo dell'energia elettrica è sostanzialmente dovuta all'incremento della componente di approvvigionamento, che risente in parte delle stime riviste al rialzo per i costi di acquisto della materia prima nel secondo semestre dell'anno, ma soprattutto della significativa crescita dei costi di dispacciamento, cioè dei costi sostenuti dal Gestore della rete (Terna) per il mantenimento in equilibrio del sistema elettrico. Sostanzialmente stabili i costi per la copertura degli oneri generali di sistema³. In particolare, per quanto riguarda il servizio del dispacciamento, con l'attività di monitoraggio dei mercati, condotta sistematicamente dall'Autorità, negli ultimi due mesi sono emerse una serie di criticità in alcune aree del Paese, riconducibili alle strategie anomale adottate da diversi operatori sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica (sia in sede di programmazione di immissioni e prelievi, sia in sede di offerta di servizi di dispacciamento). Criticità che hanno portato ad un rilevante aggravio di costi per il sistema e ad una alterazione del normale meccanismo di formazione dei prezzi nei mercati. Per questi motivi, l'Autorità ha già avviato un procedimento (delibera 342/2016/E/eel) intimando la cessazione immediata delle condotte anomale ancora in corso e prevedendo l'eventuale adozione di altre misure regolatorie, riservandosi inoltre di avviare anche procedimenti sanzionatori per l'accertamento di eventuali violazioni del Regolamento europeo sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso (REMIT). Il provvedimento è stato trasmesso anche all'Antitrust per i possibili profili anti concorrenziali. Infine, è stata già assunta un'ulteriore delibera (326/2016/R/eel) che contribuirà alla riduzione dei costi di dispacciamento in Sardegna, prevedendo la possibilità per il Gestore della rete di contrattualizzare risorse a termine.”

Queste dichiarazioni, che abbiamo fortemente criticato a mezzo stampa, ci hanno indotto ad approfondire il tema dei costi di dispacciamento riscontrando, mediante l'analisi dei valori e dei dati dei portali di Terna e del GM, i seguenti elementi:

Aumento dei costi di dispacciamento tra il 2015 e 2016

Abbiamo evidenziato un trend stabile tra gennaio 2015 e gennaio 2016.

Tale maggiore margine ha avuto un trend abbastanza stabile compreso tra 70 ed 120 mln Euro mensili, tra gennaio 2015 e gennaio 2016.

A febbraio 2016, il maggiore costo ha superato i 133 mln Euro, per superare quota 166 a marzo, 224 ad aprile, 316 a maggio e scendere a 187 mln Euro a giugno, solo dopo la segnalazione del Coordinamento dei

Consorzi di Confindustria avvenuta il 12 giugno, seguita dall'avvio di un'indagine da parte della AEEGESI, e dopo che un senatore della repubblica ha sollevato il caso mediatico.

Il grafico dà piena evidenza di quanto accaduto.

L'analisi dei maggiori margini per azienda mostra una certa concentrazione su poche di esse, anche se qualche vantaggio marginale lo hanno portato a casa pressoché tutte le società operanti nel dispacciamento.

È significativo inquadrare come l'andamento presenti forte crescita nei mesi compresi tra febbraio e giugno 2016: la gran parte di questo aumento si concentra in 7 aziende:

- 1) ENEL Produzione SpA con un maggior margine tra gennaio e giugno di oltre 468 mln Euro;
- 2) EPH Produzione SpA con un maggior margine tra gennaio e giugno di circa 160 mln Euro;
- 3) Sorigenia SpA con un maggior margine tra gennaio e giugno di circa 117 mln Euro;
- 4) Edison Trading SpA con un maggior margine tra gennaio e giugno di circa 64 mln Euro;
- 5) Tirreno Power SpA con un maggior margine tra gennaio e giugno di circa 56 mln Euro;
- 6) SET SpA con un maggior margine tra gennaio e giugno di circa 34 mln Euro;
- 7) GDF SUEZ Energia Italia SpA con un maggior margine tra gennaio e giugno di circa 29 mln Euro.

In totale sono stati evidenziati extra margini, e quindi extra costi, per 928 milioni di euro. Per brevità e facilità possiamo dire che si sono marginalizzati, speculando nei mercati 1 miliardo di costi che ricadranno interamente in bolletta.

L'analisi dei dati lascia comprendere come siano le prime 3 aziende ad avere perseguito i maggiori margini.

Questa riflessione è confermata dal confronto degli analoghi risultati comparati tra il 2015 ed il 2016, in cui emerge chiaramente la triplicazione dei maggiori margini per lo stesso periodo dell'anno per Enel. I risultati sono, addirittura, moltiplicati per 20 per SET, quasi quadruplicati per Sorigenia e più che raddoppiati per EPH.

Foglio "Report_Centrali_2016" e "Centrali 2016 vs 2015"

Anche l'analisi fatta sulle centrali conferma quanto sopra.

Le centrali che hanno tratto maggior margine sono le seguenti:

- 1) Centrale di Brindisi di Enel, gruppi 3 e 4;
- 2) Centrale Fiumesanto di EPH, gruppi 3 e 4;
- 3) Centrale di Modugno di Sorigenia;
- 4) Centrale del Sulcis di Enel.

Il confronto tra maggiori margini 2015 e maggiori margini 2016 conferma quanto sopra, passando, ad esempio, per i gruppi di Enel a Brindisi, il maggior margine per il gruppo-3 da 13 mln a quasi 109, aumento del 795%, e per il gruppo-4 da 13 mln a quasi 69, aumento del 519%.

L'analisi del profilo annuale di queste centrali evidenzia la strategia messa in campo: progressiva eliminazione delle offerte da MGP nella "forte convinzione" che Terna fosse poi obbligata a chiamare le stesse centrali in MSD al minimo tecnico, come puntualmente accaduto.

Questa dinamica è probabilmente da ascrivere alle congestioni ancora presenti e mai risolte da Terna, sulle quali sarebbe interessante un approfondimento sull'entità degli investimenti e sulla dimensione territoriale.

La peculiarità più "interessante" è rappresentata dal profilo dei due gruppi Enel a Brindisi. È evidente come ENEL abbia utilizzato le possibilità offerte dalle regole del cosiddetto mercato di aggiustamento, le diverse sessioni di MI, per azzerare completamente l'importante programma di produzione in uscita da MGP, oltre 600 MW per oltre il 50% delle ore mensili, ore in cui il valore dell'energia in MGP si attestava mediamente sotto i 50 Euro/MWh. Terna ha, poi, chiamato i due gruppi al minimo tecnico per oltre 400 Euro/MWh.

L'ultima considerazione riguarda la dinamica dei prezzi offerti su MSD, stabilmente compresi tra 50 Euro/MWh e 100 Euro/MWh di premio rispetto a MGP da gennaio 2015 sino a febbraio 2016, aumentati progressivamente sino ad oltre 1000 Euro/MWh (8 ore a giugno per la centrale di Sorgenia a Modugno) e poi ritornati ai valori precedenti immediatamente l'avvio dell'indagine dell'AEEGESI.

Elaborazione dati pubblicati da TERNA:

Maggiori Guadagni rispetto ad MGP			2015	2016	2016 vs 2015
			Gennaio -	Gennaio -	Gennaio -
			Giugno	Giugno	Giugno
			Euro	Euro	%
UP_PRESENZAN_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	CSUD	1 42.205.694,77	39.731.758,40	94%
UP_SMRICRICHI_1	EDISON TRADING S.P.A.	ROSN	47 30.411.644,77	30.073.042,80	99%
UP_FIUMESANT_3	EP PRODUZIONE SPA	SARD	12 41.855.226,97	99.630.518,18	238%
UP_SERMIDE_4	A2A TRADING S.R.L.	NORD	85 11.259.290,29	9.715.969,54	86%
UP_RIZZICONI_1	AXPO ITALIA SPA	ROSN	64 14.909.744,37	7.506.499,25	50%
UP_PACENZA_4	A2A TRADING S.R.L.	NORD	69 12.397.734,03	3.735.014,92	30%
UP_CCGTPRILIA_1	SORGENIA S.P.A.	CSUD	27 14.060.903,40	7.112.788,29	51%
UP_BRNDSSUDCE_3	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	BRNN	7 13.712.125,28	108.957.039,86	795%
UP_BRNDSSUDCE_4	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	BRNN	10 13.312.470,23	69.031.611,11	519%
UP_RIZZICONI_2	AXPO ITALIA SPA	ROSN	48 11.890.980,25	7.946.630,08	67%
UP_TRRVLDLIGA_5	TIRRENO POWER S.P.A.	CSUD	23 8.106.919,16	14.269.293,59	176%
UP_CNTRLDRNL_1	A2A TRADING S.R.L.	NORD	70 5.354.124,47		196%

						10.520.393,65	
UP_SRGNPGLCNT_1	SORGENIA S.P.A.	BRNN	3	8.108.007,27	90.468.348,39		1116%
UP_ETQCHIOTAS_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	5	9.735.936,22	12.714.429,44		131%
UP_S.F._DEL_5	EDIPOWER S.P.A.	SICI	101	13.195.022,91	1.669.489,23		13%
UP_S.F._DEL_6	EDIPOWER S.P.A.	SICI	95	11.909.062,12	2.024.092,62		17%
UP_BRNDSSUDCE_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	BRNN	134	8.124.944,71	33.926.830,33		418%
UP_RONCOVALG_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	4	6.556.049,19	21.310.465,25		325%
UP_NPWRRVENNA_10	ENIPOWER S.P.A.	NORD	78	9.636.366,79	5.257.668,58		55%
UP_NPWRFRRRRB_8	ENIPOWER S.P.A.	NORD	83	8.672.955,63	4.590.034,69		53%
UP_NCTLVRNFRR_1	EP PRODUZIONE SPA	NORD	81	7.879.426,18	8.715.838,11		111%
UP_NPWRMANTOVA_3	ENIPOWER MANTOVA SPA	NORD	80	7.979.982,54	5.167.345,95		65%
UP_NRGAMOLISE_1	SORGENIA S.P.A.	FOGN	24	4.919.885,78	12.156.229,66		247%
UP_ROSELECTRA_1	GDF SUEZ Energia Italia S.p.A.	CNOR	105	7.217.672,35	8.544.315,32		118%
UP_RATINO_1	ALPIQ ENERGIA ITALIA S.p.A.	FOGN	100	5.511.137,52	18.733.963,91		340%
UP_NPWRMANTOVA_2	ENIPOWER MANTOVA SPA	NORD	75	8.391.478,06	5.029.955,19		60%
UP_TAVAZZANO_5	EP PRODUZIONE SPA	NORD	91	6.631.584,40	6.938.624,95		105%
UP_NPWRFRRRRB_9	ENIPOWER S.P.A.	NORD	76	7.980.128,75	4.506.617,62		56%
UP_VOGHERA_1	GDF SUEZ Energia Italia S.p.A.	NORD	103	5.893.694,44	12.588.083,65		214%
UP_TURBIGO_4	IREN ENERGIA SPA	NORD	93	4.692.197,60	5.881.085,11		125%
UP_LEINI_1	GDF SUEZ Energia Italia S.p.A.	NORD	102	5.383.431,66	7.554.921,81		140%
UP_FIUMESANT_4	EP PRODUZIONE SPA	SARD	8	11.611.679,93	42.647.267,88		367%
UP_TERMINI_I_6	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	SICI	104	7.673.999,27	16.027.471,28		209%
UP_NPWRRVENNA_11	ENIPOWER S.P.A.	NORD	74	5.054.123,52	8.188.076,96		162%
UP_CASSANO_2	A2A TRADING S.R.L.	NORD	72	5.098.219,38	3.798.849,14		75%
UP_TORVISCOSA_1	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	65	5.662.103,80	15.437.338,86		273%
UP_ANAPO_C.L_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	PRGP	34	7.093.544,11	5.837.021,25		82%
UP_TALORO1_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	SARD	9	3.524.161,90	7.038.273,43		200%

UP_TORREVALN_3	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	CSUD	22	7.848.213,30	3.017.849,40	38%
UP_NPWRBRNDSI_8	ENIPOWER S.P.A.	BRNN	86	4.148.637,35	7.983.939,98	192%
UP_LA_CASELL_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	56	3.574.419,73	1.670.740,30	47%
UP_TORREVALN_4	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	CSUD	30	7.712.436,08	1.722.944,28	22%
UP_SCTNPWPFRR_3	S.E.F. SRL	NORD	68	6.808.739,69	3.840.303,77	56%
UP_CANDELA_1	EDISON TRADING S.P.A.	FOGN	77	7.950.290,22	4.418.807,31	56%
UP_VADOTERM_5	TIRRENO POWER S.P.A.	NORD	117	3.234.752,67	3.733.467,24	115%
UP_NPWRBRNDSI_9	ENIPOWER S.P.A.	BRNN	89	5.367.731,15	3.740.719,52	70%
UP_LEVANTE_3	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	87	5.509.000,15	4.412.094,99	80%
UP_NAPOLIL_4	TIRRENO POWER S.P.A.	CSUD	11	2.367.904,79	36.454.385,00	1540%
UP_NPWRBRNDSI_10	ENIPOWER S.P.A.	BRNN	90	4.410.062,94	4.559.906,40	103%
UP_AZOTATI_5	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	51	3.780.734,75	2.193.574,12	58%
UP_TORREVALN_2	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	CSUD	31	5.075.312,41	4.632.539,36	91%
UP_SBARBARA_3	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	CNOR	39	1.220.734,90	2.646.621,39	217%
UP_CNTRLDTVRL_1	SET S.P.A.	CSUD	2	1.722.058,47	34.467.462,13	2002%
UP_SCTNPWPFRR_2	S.E.F. SRL	NORD	84	3.291.294,11	2.338.520,21	71%
UP_TORINONORD_1	IREN ENERGIA SPA	NORD	33	4.327.991,82	3.483.844,53	80%
UP_MONCALRPW_2	IREN ENERGIA SPA	NORD	44	3.383.226,85	5.543.891,77	164%
UP_CNTRLDSCND_2	ERGOSUD S.P.A.	ROSN	110	2.005.483,27	5.332.122,84	266%
UP_S.F._DEL_2	EDIPOWER S.P.A.	SICI	98	4.223.568,96	1.087.287,39	26%
UP_S.F._DEL_1	EDIPOWER S.P.A.	SICI	97	3.606.460,48	1.173.078,95	33%
UP_GISSI_2	SORGENIA S.P.A.	FOGN	94	3.150.961,94	505.520,80	16%
UP_LA_CASELL_2	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	52	311.076,34	1.081.715,46	348%
UP_SPARANISE_1	AXPO ITALIA SPA	CSUD	16	4.737.749,67	11.681.204,95	247%
UP_GISSI_1	SORGENIA S.P.A.	FOGN	46	1.370.860,53	7.079.211,66	516%
UP_SPEZIA_CE_3	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	59	3.422.236,67	1.639.715,61	48%
UP_ALTOADDA_1	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	112	2.458.022,99		98%

2.408.655,03

UP_FUSINA_T_4	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	58	3.519.639,23	835.605,92	24%
UP_FUSINA_T_3	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	57	4.316.473,98	969.446,67	22%
UP_TRRVLDLIGA_6	TIRRENO POWER S.P.A.	CSUD	25	2.409.939,23	2.085.430,59	87%
UP_PRIOLO_C_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	PRGP	108	3.250.493,14	2.234.798,75	69%
UP_BUSSI_1	EDISON TRADING S.P.A.	CSUD	79	1.273.552,04	1.555.172,25	122%
UP_OSTIGLIA_2	EP PRODUZIONE SPA	NORD	82	1.997.604,95	683.298,71	34%
UP_EDOLO_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	143	1.999.637,56	2.598.870,68	130%
UP_TERMINI_I_42	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	SICI	156	576.480,63	563.020,84	98%
UP_CNTRLNTRNO_11	AZIENDA ENERGETICA TRADING S.R.L.	NORD	160	1.545.741,24	250.459,55	16%
UP_CHIVASSO_1	A2A TRADING S.R.L.	NORD	62	0,00	3.294.344,28	
UP_NOCE_1	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	155	1.068.611,45	1.626.484,55	152%
UP_PORTO_COR_4	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	54	70.618,26	1.113.908,50	1577%
UP_SULCIS_CEN_2	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	SARD	6	994.979,84	82.411.848,80	8283%
UP_PREM-GROSIO_1	A2A TRADING S.R.L.	NORD	114	1.146.574,15	895.492,74	78%
UP_LA_CASELL_3	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	55	603.080,56	1.552.485,40	257%
UP_MONCALIERI_3	IREN ENERGIA SPA	NORD	66	1.278.378,08	6.662.979,48	521%
UP_PRIOLO_C_2	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	PRGP	107	1.313.136,09	1.251.257,11	95%
UP_CNTRLDSCND_1	ERGOSUD S.P.A.	ROSN	109	984.089,64	8.194.962,78	833%
UP_TRAPANI_C_1	EP PRODUZIONE SPA	SICI	147	305.703,58	559.057,68	183%
UP_VALPELLIN_1	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	NORD	158	1.514.188,90	706.154,02	47%
UP_TRAPANI_C_2	EP PRODUZIONE SPA	SICI	36	493.505,78	335.374,01	68%
UP_TERMINI_I_5	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	SICI	73	343.834,47	294.966,51	86%
UP_S.FIORANO_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	142	1.048.084,41	628.409,50	60%
UP_TERNI_1	EDISON TRADING S.P.A.	CNOR	96	136.041,88	315.177,97	232%
UP_NPWRLVORNO_7	ENI SPA	CNOR	53	892.138,62	942.054,24	106%
UP_ROSONE_1	IREN ENERGIA SPA	NORD	67	690.553,15	1.797.977,31	260%

UP_BARGI_CEN_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	CNOR	144	943.089,22	455.667,80	48%
UP_CTNUCENORD_1	ERG POWER GENERATION S.P.A.	SICI	106	754.603,31	1.800.496,72	239%
UP_FUSINA_T_2	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	151	1.017.523,49	108.883,65	11%
UP_MASOCORON_1	2V ENERGY SRL	NORD	99	594.879,82	324.638,42	55%
UP_TAGLIAMENTO_1	A2A TRADING S.R.L.	NORD	159	723.919,32	514.490,84	71%
UP_CASTROCUC_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	SUD	132	870.833,39	243.985,56	28%
UP_NPWRRVENNA_9	ENIPOWER S.P.A.	NORD	88	1.114.115,68	419.601,74	38%
UP_RIVADEL_3	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	20	897.511,24	289.820,15	32%
UP_CTTAMARETE_1	BKW ENERGIE AG	CSUD	49	339.692,75	318.548,48	94%
UP_MONFALCO_2	A2A TRADING S.R.L.	NORD	111	836.290,46	1.966.905,57	235%
UP_MONFALCO_1	A2A TRADING S.R.L.	NORD	113	767.341,09	2.043.784,86	266%
UP_ORTICA_1	A2A TRADING S.R.L.	SUD	42	361.587,40	1.397.972,97	387%
UP_PRTMPDCLCL_3	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	SICI	71	0,00	411.167,36	
UP_SOVERZENE_2	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	35	192.515,08	96.149,85	50%
UP_NERAVELINO_1	ERG HYDRO SRL	CNOR	63	197.755,42	2.540.352,96	1285%
UP_SFLORIANO_2	MULTIUTILITY SPA	NORD	28	256.406,86	391.020,28	152%
UP_GUADALAMI_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	SICI	146	388.627,13	182.350,71	47%
UP_MORASCO_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	130	413.931,18	20.416,52	5%
UP_S_ANGELO_1	ACEA ENERGIA SPA	CSUD	32	88.113,67	642.694,00	729%
UP_PROVVIDEN_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	CSUD	136	418.485,94	26.769,93	6%
UP_SLDGLRENZA_2	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	152	216.314,50	203.578,32	94%
UP_LIRO_1	A2A TRADING S.R.L.	NORD	92	195.731,80	298.097,20	152%
UP_PERRERES_1	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	NORD	50	197.738,33	175.648,91	89%
UP_BRUNICO_M_1	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	61	124.253,15	243.393,30	196%
UP_SLDGLRENZA_1	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	45	238.294,99	79.846,12	34%
UP_SND_CAMPO_1	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	19	166.613,35	259.225,23	156%
UP_MAEN_5	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	NORD	37	222.840,00		149%

330.920,20

UP_COTILIA_1	ERG HYDRO SRL	CNOR	38	239.358,83	187.860,55	78%
UP_TEVERE_1	ERG HYDRO SRL	CNOR	43	215.549,87	799.398,16	371%
UP_LASA_ME_1	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	157	282.814,39	206.680,14	73%
UP_VILLA_1	IREN ENERGIA SPA	NORD	154	180.267,52	28.367,78	16%
UP_MUCONE_1S_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	SUD	135	72.046,34	159.592,06	222%
UP_MONTORIO_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	CSUD	138	283.113,19	170.419,19	60%
UP_GRESSONEY_1	C.V.A. TRADING S.R.L. A S.U.	NORD	29	115.269,71	61.942,19	54%
UP_CPODIPONTE_2	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	CNOR	127	112.320,01	3.338,26	3%
UP_NOVEL_1	ALPIQ ENERGIA ITALIA S.p.A.	NORD	115	0,00	89.169,79	
UP_LAPPAGO_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	41	65.511,41	112.586,18	172%
UP_ROVESCA_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	125	123.244,91	24.548,55	20%
UP_ETQ_ROVINA_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	145	13.368,33	19.343,25	145%
UP_PIZZONE_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	SUD	15	86.848,42	38.729,68	45%
UP_ARSIE_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	129	91.068,18	5.266,58	6%
UP_SND_ALBAN_1	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	18	57.127,25	133.410,64	234%
UP_BUSSENTO_1	IREN ENERGIA SPA	CSUD	131	112.244,85	81.543,82	73%
UP_SIMERI_1	A2A TRADING S.R.L.	SUD	120	31.629,14	-	0%
UP_MATESE_1S_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	CSUD	124	92.718,23	-	0%
UP_S.FLORI.A_1	MULTIUTILITY SPA	NORD	140	99.594,66	1.816,46	2%
UP_BATTIGGIO_1	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	14	56.955,29	153.836,03	270%
UP_SONDEL_TE_1	EDISON TRADING S.P.A.	CNOR	13	83.652,89	135.924,03	162%
UP_CIMEGO_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	148	77.714,73	89.434,05	115%
UP_CUCCHINAD_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	SARD	139	38.405,09	131.379,15	342%
UP_SOSPIROLO_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	133	84.632,57	-	0%
UP_FONTANA_B_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	60	22.285,60	79.627,29	357%
UP_PNTVENTOUX_3	IREN ENERGIA SPA	NORD	122	837,00	-	0%

UP_GEROLA_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	119	22.425,64	5.637,03	25%
UP_PELOS_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	128	63.274,39	36.861,01	58%
UP_SSTSNGVNN2_1	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	118	15.750,12	13.844,54	88%
UP_CURON_ME_1	EDISON TRADING S.P.A.	NORD	26	41.618,32	53.389,30	128%
UP_TALAMONA_2	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	126	32.210,37	-	0%
UP_S.VALBURG_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	149	38.641,41	17.246,08	45%
UP_CAORIA_1	MULTIUTILITY SPA	NORD	17	41.021,96	157.732,27	385%
UP_SANGIACOMO_1	A2A TRADING S.R.L.	NORD	116	25.785,13	8.505,20	33%
UP_GOGLIO_2	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	123	0,00	8.445,96	
UP_BOAZZO_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	150	0,00	16.532,02	
UP_PANTANO_D_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	121	20.973,74	-	0%
UP_CSSINOMETA_1	METAENERGIA SPA	CSUD	141	0,00	132.146,63	
UP_VAL_NOANA_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	40	10.602,73	9.530,79	90%
UP_S.PANCRAZ_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	NORD	153	10.215,80	185,04	2%
UP_FLUMENDOS_4	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	SARD	137	4.364,18	7.779,31	178%
UP_PORTOFERR_1	ENEL PRODUZIONE S.P.A.	CNOR	21	1.788,32	9.226,61	516%

Riteniamo che i dati evidenziati siano fortemente indicativi di come, in questi ultimi tempi, gli operatori della produzione dopo e alcuni Trader prima, abbiano determinato ed attuato comportamenti speculativi sull'attività di dispacciamento. Preferendo i primi spostarsi su mercati più redditizi della produzione, come quelli della sicurezza di sistema e negando invece la produzione sui mercati ordinari.

Tali comportamenti sono certamente facilitati dall'assenza di vigilanza da parte del regolatore AEEGSI e da parte di TERNA, ma non di meno vi sono delle responsabilità da parte di Acquirente unico che, probabilmente per gli uffici di cui dispone e le competenze tecniche, avrebbe dovuto sollevare in anticipo all'autorità quanto di anomalo si stava registrando sui mercati dell'energia.

Per tali motivi chiediamo a questa commissione, unitamente al Governo, di aprire una commissione d'indagine sull'accaduto, al fine di accertare le responsabilità per la mancata vigilanza.

Chiediamo al Governo di interrompere con provvedimento ad hoc gli aumenti dei costi di dispacciamento e di operare per una profonda revisione delle strutture della distribuzione e del dispacciamento che, per quanto accaduto, non può essere di certo operata dall'Autorità per l'energia.

Chiediamo, inoltre, a questa commissione di riflettere attentamente sull'iter di approvazione del DDL Concorrenza, nella parte relativa all'abolizione del Mercato di tutela per l'energia elettrica e il gas; e di premunirsi per le profonde e drammatiche conseguenze che deriverebbero da un mercato finalmente aperto, ma sostanzialmente in condizione di monopolio assoluto sulla rete e, invece, in posizione dominante sulla parte di produzione e vendita.

Grafici delle attività degli operatori della produzioni più manifestamente anomali:

ENEL Centrale di Brindisi

2016

UP BRNDSDUCE 1

ENEL PRODUZIONE S.P.A.

Maggiori Margini

MSD_salire
QTY MWh
EURO/MWh

32.455.508,70
87.875,89
370,18

MSD_scendere
QTY MWh
EURO/MWh

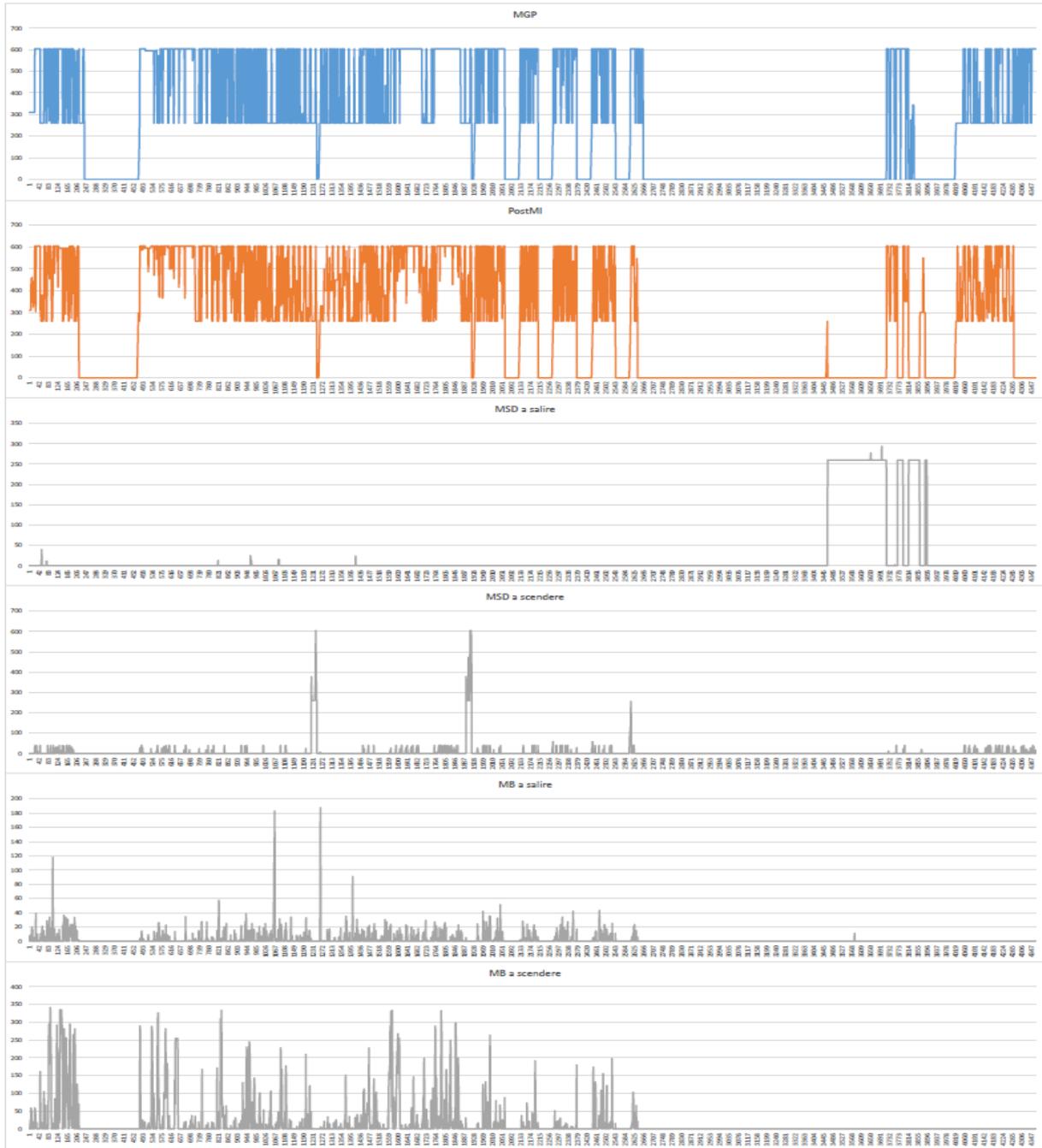
941.403,75
27.737,17
33,94

MB_salire
QTY MWh
EURO/MWh

1.132.434,25
8.530,27
128,68

MB_scendere
QTY MWh
EURO/MWh

2.335.684,77
63.963,34
36,52



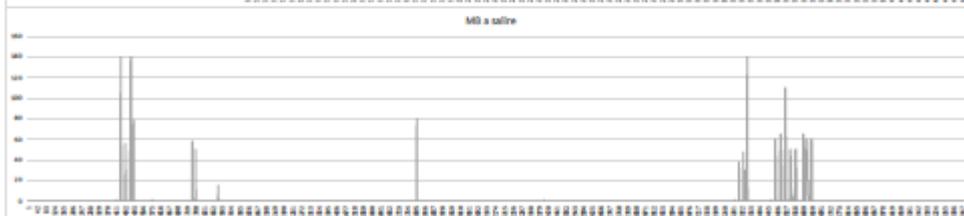
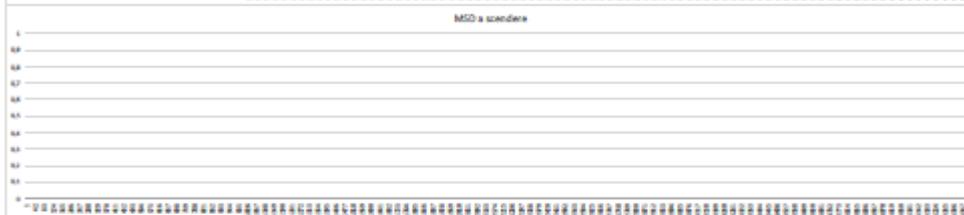
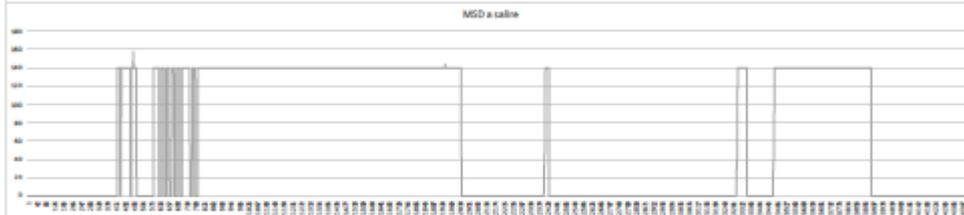
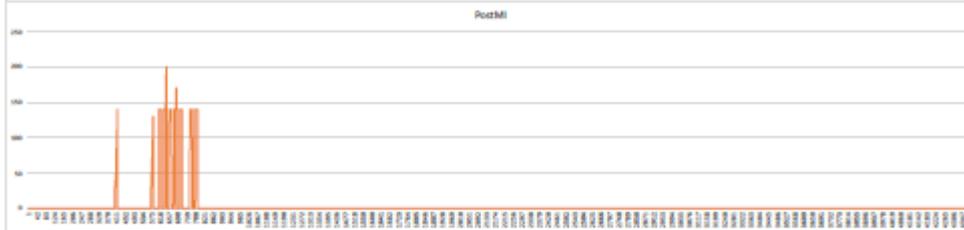
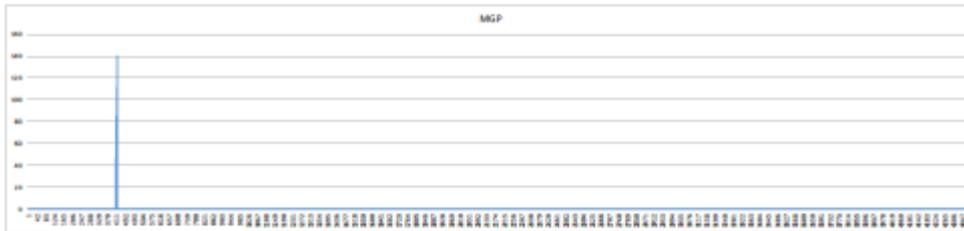
Enel SULCIS

2028

UP_BIACS_ORL_2

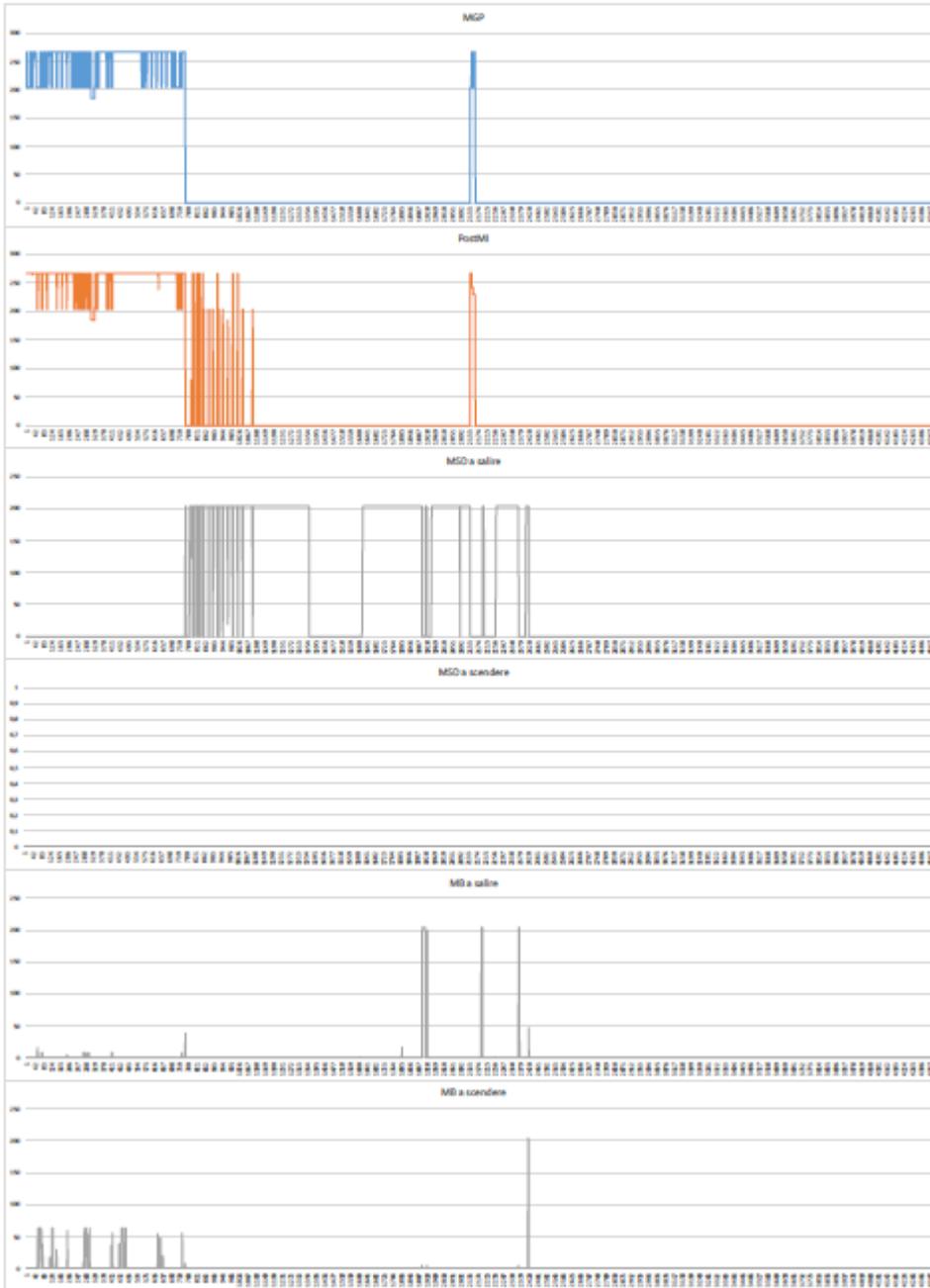
ENEL PRODUZIONE S.P.A.

Maggio/Maggio	MID_serie	KL63241XKT	MID_serie	-	MID_serie	1.139.022,89	MID_serie	-
QTY	MWh	287,863,01	QTY	MWh	QTY	MWh	QTY	MWh
EURC/MWh		281,87	EURC/MWh		EURC/MWh	298,34	EURC/MWh	



EPH Fiumesanto

Maggio/Maggio	MSD_saline	MSD_saliera	MSD_saliera	MS_saline	MS_saline	MS_saliera	MS_saliera
QTY	MWh	QTY	MWh	QTY	MWh	QTY	MWh
EURQ/MWh	EURQ/MWh	EURQ/MWh	EURQ/MWh	EURQ/MWh	EURQ/MWh	EURQ/MWh	EURQ/MWh
	211,790,43	279,83	6,902,948	228,793,42	6,289,38	277,42	6,284,38
			40,77				42,77



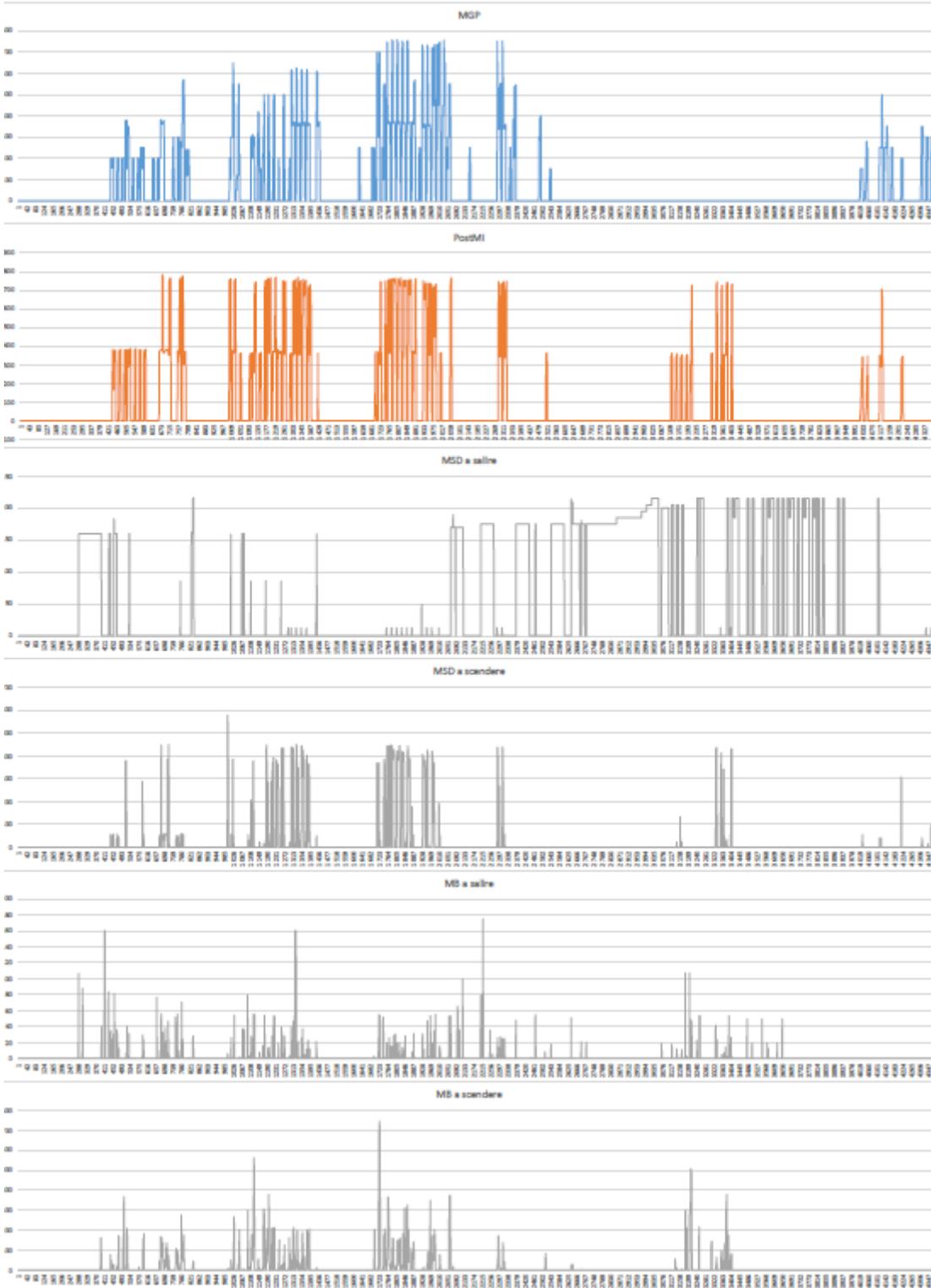
Sorgenia Modugno

2016

UP_SINGOLCENT_1

SORGENIA S.P.A.

Maggiori Margini	MSD_salire	MSD_scendere	MB_salire	MB_scendere
QTY MWh	83.702.206,06	2.316.552,90	2.855.911,83	1.705.555,58
EURQ/MWh	214.234,40	86.734,70	8.403,37	61.446,33
	390,70	26,11	339,85	28,73



RETE CONSUMATORI ITALIA
CASA DEL CONSUMATORE
Luigi Gabriele
ASSOUTENTI