

**RESOCONTO CONCLUSIVO DELL'ISTRUTTORIA CONOSCITIVA
AVVIATA CON DELIBERAZIONE VIS 5/11 SULL'EROGAZIONE DEI
SERVIZI DI DISPACCIAMENTO, TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E
MISURA E DEL SERVIZIO DI SALVAGUARDIA DELL'ENERGIA
ELETTRICA PRESSO IL POLO CHIMICO DI TERNI**

SOMMARIO

1.	Premessa	4
1.A.	Ragioni dell'istruttoria conoscitiva	4
1.B.	Ambito dell'istruttoria conoscitiva.....	5
2.	Descrizione delle vicende rilevanti nella gestione del Polo di Terni	9
2.A.	Attività istruttorie	9
2.B.	Sintesi delle vicende	9
3.	Gestione del Polo di Terni ed erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica	12
3.A.	Disciplina applicabile	12
3.A.1	Disciplina generale per l'erogazione del servizio di dispacciamento.....	13
3.A.2	Applicazione della disciplina nel caso di reti interne di utenza	15
3.B.	Analisi delle condotte ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento (e del servizio di misura) nell'ambito del Polo di Terni..	17
3.B.1	Sulla conclusione di un accordo per la gestione della rete interna di utenza del Polo di Terni.....	18
3.B.2	Sulla gestione delle procedure di switching e della conseguente attivazione del servizio di salvaguardia dell'energia elettrica.....	19
3.B.3	Sull'identificazione dei punti di prelievo della rete del Polo di Terni e attribuzione dei relativi POD	21
3.B.4	Sulla gestione dei dati di misura delle utenze di consumo del Polo di Terni	21
3.C.	Analisi della situazione attuale e connesse esigenze di tutela	22
4.	Gestione del Polo di Terni ed erogazione del servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) dell'energia elettrica	25
4.A.	Disciplina applicabile	25
4.B.	Analisi delle condotte ai fini dell'erogazione del servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) nell'ambito del Polo di Terni	27
4.C.	Analisi della situazione attuale e connesse esigenze di tutela	29
5.	Gestione del Polo di Terni ed erogazione del servizio di salvaguardia.....	31
5.A.	Vicende ed esigenze relative al servizio erogato presso il punto di prelievo della RPT	32
5.B.	Vicende ed esigenze relative al servizio erogato presso il punto di prelievo della utenza Meraklon	35
6.	Conclusioni.....	37
6.A.	Sulle condotte degli operatori coinvolti.....	37
6.B	Sulle esigenze di tutela ancora attuali.....	38

6.B.1. Esigenze degli utenti del servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) erogato da Enel Distribuzione alla restituzione degli importi indebitamente versati	38
6.B.2. Esigenze di Hera Comm al recupero degli oneri sostenuti per l'erogazione del servizio di salvaguardia presso il Polo di Terni.....	39
6.B.3. Esigenze dei clienti finali connessi alla RPT e degli utenti dei servizi di dispacciamento e trasporto (trasmissione e distribuzione) alla corretta gestione della rete interna del Polo di Terni.....	40

1. Premessa

1.A. Ragioni dell'istruttoria conoscitiva

- 1.1. Con deliberazione 25 gennaio 2011, VIS 5/11 (di seguito: deliberazione VIS 5/11), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato un'istruttoria conoscitiva su alcune problematiche emerse, ai fini della corretta erogazione dei servizi di dispacciamento, trasmissione, distribuzione e misura e del servizio di salvaguardia dell'energia elettrica, limitatamente alla zona industriale del polo chimico di Terni (di seguito: Polo di Terni).
- 1.2. Le problematiche sono emerse dopo l'attivazione, con decorrenza dall'1 luglio 2009, del servizio di salvaguardia, svolto dalla società Hera Comm S.p.A. (di seguito: Hera Comm), presso un punto di prelievo sito nel Polo di Terni. In particolare, Hera Comm ha riscontrato difficoltà nella fatturazione del servizio reso per tale punto, rispetto al cliente finale comunicatole dall'impresa distributrice che aveva attivato il servizio di salvaguardia, la società Enel Distribuzione S.p.A. (di seguito: Enel Distribuzione).
- 1.3. In seguito a una prima attività conoscitiva, svolta dagli Uffici dell'Autorità ai sensi dell'art. 2, comma 22, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), era emersa una situazione particolarmente complessa, la quale evidenziava l'esigenza di ulteriori approfondimenti, anche al fine di valutare l'eventuale sussistenza di presupposti per interventi di competenza dell'Autorità.
- 1.4. In particolare, dalla documentazione acquisita, emergevano almeno i seguenti elementi:
 - il punto di prelievo sopra citato è costituito dal punto di interconnessione tra il sistema nazionale e l'infrastruttura di rete che serve l'intero Polo di Terni (di seguito: RPT), infrastruttura gestita dalla società Edison S.p.A. (di seguito: Edison) e annoverata, tra l'altro, dalla deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2010, ARG/elt 66/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 66/10), tra le reti interne di utenza di cui all'articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge n. 99/09);
 - in precedenza, tale punto era oggetto del contratto di dispacciamento della società Edison Energia S.p.A. (di seguito: Edison Energia), che forniva le utenze connesse alla RPT; Edison Energia ha risolto tali forniture a partire dal luglio 2009 e ne ha dato comunicazione all'impresa distributrice, Enel Distribuzione, al fine di escludere il punto di prelievo della RPT corrispondente al punto di interconnessione con la rete nazionale dal proprio contratto di dispacciamento;
 - tuttavia, le informazioni identificative del predetto punto di prelievo, trasmesse da Enel Distribuzione all' esercente la salvaguardia, sarebbero risultate errate e non hanno consentito la corretta fatturazione del servizio da parte di Hera Comm, con la conseguente contestazione delle fatture da quest'ultima emesse;

- inoltre, le informazioni relative alle utenze connesse alla RPT, necessarie per una gestione ordinata della stessa anche ai fini della fatturazione del servizio di salvaguardia, sarebbero state trasmesse da Edison solo alla società ASM Terni S.p.A. (di seguito: ASM Terni), impresa distributrice parte di un contenzioso in essere con Enel Distribuzione per la titolarità del servizio di distribuzione presso le utenze connesse alla RPT;
- in precedenza, peraltro, con riferimento ad un secondo punto di prelievo corrispondente a una utenza connessa alla RPT, Enel Distribuzione, su richiesta di Edison Energia, avrebbe assegnato il codice identificativo (POD) necessario per trattare tale punto come se fosse direttamente connesso al sistema nazionale; in tal modo, presso tale punto Enel Distribuzione ha successivamente attivato il servizio di salvaguardia svolto da Hera Comm;
- inoltre, nella gestione della RPT era emerso un ulteriore aspetto problematico in relazione alla richiesta di Hera Comm di sospendere la fornitura del secondo punto di prelievo dell'utenza connessa alla RTP: nel dar seguito a tale richiesta, infatti, erano emerse alcune criticità sia sull'esatta individuazione del cliente titolare del punto, sia nella gestione delle procedure di sospensione che non erano state eseguite;
- nel mese di ottobre 2010, ASM Terni, Enel Distribuzione ed Edison avrebbero posto in essere azioni per la definizione di accordi aventi ad oggetto la gestione coordinata della RPT e delle utenze ad essa collegate, anche ai fini dell'erogazione dei servizi di dispacciamento, trasmissione, distribuzione e misura e del servizio di salvaguardia;
- tali accordi, da applicare nelle more dell'adozione da parte dell'Autorità della regolazione di cui all'articolo 33 della legge n. 99/09, non risultavano ancora conclusi (alla data dell'adozione della deliberazione VIS 5/11).

1.B. Ambito dell'istruttoria conoscitiva

- 1.5. L'istruttoria conoscitiva avviata dall'Autorità con la deliberazione VIS 5/11 ha ad oggetto la verifica dei comportamenti degli operatori coinvolti, sia con riferimento alle condotte poste in essere ai fini dell'attivazione del servizio di salvaguardia, sia con riferimento alle modalità di gestione della RTP sino ad oggi.
- 1.6. La predetta verifica consente, in primo luogo, di approfondire eventuali esigenze di tutela – che potrebbero costituire presupposto per eventuali interventi di competenza dell'Autorità con riferimento alla corretta e ordinata gestione della RPT (almeno sino all'adozione della regolazione da parte dell'Autorità dell'articolo 33 della legge n. 99/09), ai fini dell'erogazione dei servizi di dispacciamento e di trasporto (trasmissione e distribuzione), nonché al fine di consentire l'erogazione del servizio di salvaguardia.
- 1.7. In secondo luogo, la verifica delle condotte dei soggetti coinvolti consente anche di valutarne la coerenza con la regolazione vigente. Le segnalazioni poste a base dell'istruttoria, infatti, evidenziano anomalie nell'erogazione dei servizi di dispacciamento, di trasporto e di salvaguardia, con particolare riferimento:
 - alla gestione delle procedure di *switching* (funzionali all'attivazione del servizio di salvaguardia);

- alle modalità di determinazione (e imputazione all'utente del dispacciamento) delle partite di energia prelevate dal sistema nazionale;
 - alle modalità di fatturazione del servizio di trasporto;
 - all'erogazione del servizio di salvaguardia, alla sua corretta fatturazione, e tutela del credito nei confronti dei clienti inadempienti.
- 1.8. Peraltro, le suddette anomalie sono limitate a una particolare fattispecie riconducibile al fenomeno delle c.d. reti interne di utenza (di seguito: RIU), atteso che l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 66/10, ha ricondotto tra tali tipologie di reti anche la RPT.
- 1.9. Il fenomeno delle RIU assume rilievo sin dalla liberalizzazione del settore, ma solo di recente, con la legge n. 99/09, è stato oggetto di un intervento legislativo finalizzato ad introdurre una disciplina specifica, attualmente ancora in corso di implementazione. In termini generali, l'articolo 33 della legge n. 99/09:
- esplicita i requisiti che devono sussistere perché una determinata infrastruttura possa essere qualificata alla stregua di RIU (comma 1);
 - pone alcuni principi generali relativi alla responsabilità nella gestione della RIU con riferimento all'erogazione dei servizi di dispacciamento e di trasporto (commi 2, 5 e 6); in particolare, si prevede: (i) l'erogazione del servizio di dispacciamento (da parte di Terna) nei confronti delle singole unità di consumo e produzione connesse alla RIU; (ii) l'erogazione del servizio di trasporto (da parte di Terna e delle imprese distributrici) limitatamente alla connessione tra la RIU e la rete con obbligo di connessione di terzi alla quale la RIU è connessa; (iii) la responsabilità della sicurezza nella gestione della RIU attribuita al responsabile della medesima;
 - attribuisce all'Autorità (commi 3 e 7) la competenza di: (i) individuare le RIU esistenti, (ii) garantire il diritto dei soggetti alla RIU di accedere direttamente alle reti con obbligo di connessione di terzi; (iii) regolare il servizio di dispacciamento con riferimento alle unità di consumo e produzione connesse alla RIU; (iv) regolare l'attività di misura all'interno della RIU; (v) regolare i corrispettivi per i servizi di trasporto.
- 1.10. Ad oggi, oltre all'individuazione delle RIU esistenti (avvenuta con le deliberazioni ARG/elt 66/10 e con la deliberazione 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10), il Ministro dello Sviluppo Economico, con il decreto 10 dicembre 2010 (di seguito: DM 10.12.10) ha definito e precisato alcuni criteri applicativi ai fini della regolazione delle RIU da parte dell'Autorità.
- 1.11. Sebbene il nuovo assetto introdotto dalla legge n. 99/09, in particolare i criteri definiti dal DM 10.12.10, debbano essere considerati ai fini della valutazione delle eventuali esigenze di tutela che emergano nel caso in esame, le condotte poste in essere dagli operatori devono essere verificate alla luce della disciplina dell'Autorità (all'epoca vigente) che regolava in termini generali i servizi di dispacciamento, misura, trasporto (tramissione e distribuzione) e di salvaguardia. Al riguardo, rilevano i seguenti provvedimenti principali:

- la deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06 (di seguito: deliberazione n. 111/06), recante la disciplina generale del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, nonché alcuni principi in merito alla relazione tra tale servizio ed il servizio di trasporto;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*), adottato con deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (di seguito: TIS);
- la deliberazione 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 42/08), recante la regolazione dello *switching*; tale provvedimento ha sostituito la deliberazione 16 ottobre 2003 n. 118/03, completando la disciplina dell'istituto anche ai fini dell'attivazione del servizio di salvaguardia, la cui regolazione è contenuta principalmente nel Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita di energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia, adottato con deliberazione 27 giugno 2007, n. 156/07 (di seguito: TIV);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, adottato con deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: TIT);
- la deliberazione 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 4/08), recante la regolazione dei servizi di dispacciamento e trasporto (trasmissione e distribuzione) nei casi di inadempimento dei clienti finali (c.d. morosità).

1.C. Struttura del Resoconto

- 1.12. Il presente Resoconto illustra gli esiti dell'attività conoscitiva condotta nell'ambito dell'istruttoria. A tal fine il Resoconto di articola in quattro parti.
- 1.13. Nella prima parte sono rappresentati i fatti principali che emergono dall'esame della documentazione acquisita nel corso dell'istruttoria. La descrizione è finalizzata a fornire una rappresentazione sintetica dello svolgimento (in ordine cronologico) delle vicende rilevanti ai fini dell'indagine, che hanno interessato il Polo di Terni (*sub 2*).
- 1.14. Nelle restanti tre parti, i predetti fatti sono considerati e analizzati in relazione ai diversi servizi interessati dalle problematiche emerse nella gestione della RTP, in particolare:
- il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica (e il servizio di misura), con particolare riferimento alla gestione dello *switching* della RPT e delle utenze a essa sottese, nonché alla determinazione dei rispettivi flussi di energia in prelievo e della gestione dei relativi dati di misura (*sub 3*);
 - il servizio di trasporto dell'energia elettrica (trasmissione e distribuzione), con particolare riferimento alle esigenze di fatturazione del servizio (*sub 4*);
 - il servizio di salvaguardia dell'energia elettrica, con particolare riferimento alle esigenze di fatturazione del servizio da parte di Hera Comm nei confronti dei clienti beneficiari (*sub 5*).

1.15. Ognuna delle tre prospettive di analisi *sub* 1.14, tenta di approfondire, da un lato, le condotte tenute dai soggetti coinvolti nel periodo oggetto dell'istruttoria, dall'altro lato, le attuali esigenze di tutela che eventualmente permangano.

2. Descrizione delle vicende rilevanti nella gestione del Polo di Terni

2.A. Attività istruttorie

2.1. Nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva, gli Uffici dell'Autorità hanno formulato distinte richieste di informazioni alle società Edison (in quanto gestore della RTP), Edison Energia, Enel Distribuzione, ASM Terni, ed Hera Comm, le quali hanno risposto:

- Edison, con nota in data 7 marzo 2011 (prot. Autorità n. 6709);
- Edison Energia, con nota 7 marzo 2011 (prot. Autorità n. 6710);
- Enel Distribuzione, con nota in data 9 marzo 2011 (prot. Autorità n. 6920), e con nota in data 21 aprile 2011 (prot. Autorità n. 11234).
- ASM Terni, con nota in data 3 marzo 2011 (prot. Autorità n. 6252);
- Hera Comm, con due note in data 7 marzo 2011 (prot. Autorità n. 6586 e n. 6587), integrate con altre due note in data 21 aprile 2011 (prot. Autorità n. 11222 e n. 11227).

2.2. Inoltre, è stata acquisita anche la seguente documentazione prodotta da società titolari di impianti di consumo connessi alla RPT:

- nota della società Meraklon S.p.A. in data 4 gennaio 2011 (prot. Autorità 244);
- le note congiunte delle società Basell Polieolefine S.r.l., Novamont S.p.A. e Treofan Italy S.p.A., in data 14 febbraio 2011 (prot. Autorità n. 4637) e in data 3 giugno 2011 (prot. Autorità n. 15301).

2.B. Sintesi delle vicende

2.3. L'esame della documentazione acquisita mostra un quadro fattuale complesso, che si svolge per un arco temporale rilevante.

2.4. Le vicende che hanno originato le disfunzioni segnalate muovono da controversie insorte tra le utenze di consumo connesse alla RPT ed Edison Energia che le riforniva in attuazione di un accordo concluso nel 2000 tra la società Moplefan S.p.A. (di seguito: Moplefan), originaria proprietaria e gestrice della RPT, ed Edison Termoelettrica S.p.A. (di seguito: Edison Termoelettrica), ora Edison.

2.5. In particolare, l'accordo prevedeva: (i) la cessione del ramo d'azienda (da parte di Moplefan a Edison Termoelettrica) costituito dal complesso dei beni dedicati alla produzione e alla distribuzione di una serie di *utilities* industriali necessarie alle società operanti nel Polo di Terni, tra cui l'energia elettrica; (ii) la realizzazione da parte di Edison Termoelettrica di una nuova centrale termoelettrica in sostituzione di quella esistente, nonché il suo subentro a Moplefan nell'erogazione delle *utilities* industriali a condizioni generali concordate.

2.6. Con l'entrata in esercizio commerciale della nuova centrale di produzione di energia elettrica, Edison Energia ha iniziato a erogare il servizio di fornitura alle utenze di consumo connesse alla RPT applicando le condizioni concordate

nell'accordo con Moplefan. A tal fine, Edison Energia forniva i propri clienti finali sulla base dell'energia elettrica prodotta dalla centrale anch'essa connessa alla RPT, ricorrendo ad energia prodotta al di fuori della RPT (con conseguente prelievo dal sistema nazionale) solo per i consumi eventualmente non "coperti" dall'energia contestualmente prodotta dalla centrale.

- 2.7. Edison Energia sostiene inoltre che la nuova disciplina del dispacciamento le avrebbe precluso, con effetto dall'1 gennaio 2005, di usare l'energia prodotta dalla centrale connessa alla RPT per garantire la fornitura delle altre utenze di consumo, in quanto la nuova regolazione imponeva di considerare l'energia prodotta dalla centrale connessa alla RPT come se fosse interamente immessa nel sistema nazionale. Pertanto, Edison Energia sostiene di aver risolto i contratti di fornitura proponendone dei nuovi su base annuale, contratti che prevedevano l'applicazione di corrispettivi di trasporto (trasmissione e distribuzione) adeguati alla nuova esigenza di considerare interamente prelevata dal sistema nazionale l'energia consumata dalle utenze, in linea con quanto veniva fatturato in tema di trasporto dall'impresa distributrice.
- 2.8. Rispetto alla predetta condotta, Edison Energia afferma che le utenze di consumo si sono rifiutate di sottoscrivere i nuovi contratti e di pagare i corrispettivi previsti per il servizio di trasporto, pur continuando a beneficiare del servizio di fornitura. Le controversie che sono nate tra Edison Energia e le singole società connesse con la RPT hanno portato, in un primo momento, la società di vendita a risolvere il nuovo rapporto con la società Meraklon S.p.A. (di seguito: Meraklon) chiedendo all'impresa distributrice competente (Enel Distribuzione) la cessazione del suo diritto di accesso presso la RPT limitatamente a quest'ultima utenza di consumo (c.d. *switching-out*).
- 2.9. Enel Distribuzione ha dato seguito alla richiesta di Edison Energia con effetto dall'1 febbraio 2008, istituendo un apposito punto di prelievo (con relativo codice identificativo – POD) relativo ai soli consumi di Meraklon. Poiché nel frattempo non era pervenuta altra richiesta di altro venditore di accedere all'utenza Meraklon (c.d. *switching-in*), Enel Distribuzione ha attivato (con effetto dall'1 febbraio 2008) il servizio di salvaguardia dell'energia elettrica (allora svolto dalla società Enel Servizio Elettrico S.p.A. – di seguito: ESE).
- 2.10. In conseguenza dell'istituzione del nuovo punto di prelievo, ai fini dell'attribuzione dell'energia prelevata presso il punto di prelievo della RPT corrispondente al punto di interconnessione con la rete nazionale (che continuava ad essere servito da Edison Energia), Enel Distribuzione ha escluso l'energia consumata da Meraklon.
- 2.11. Successivamente, tra maggio e giugno 2009, Edison Energia ha deciso di risolvere i rapporti anche con le altre utenze di consumo connesse alla RPT, chiedendo a Enel Distribuzione lo *switching-out* presso la RPT. Tale richiesta è stata formulata con riferimento all'unico punto di prelievo allora esistente (oltre a quello istituito per Meraklon), ossia il punto di prelievo della RPT corrispondente al punto di interconnessione con la rete nazionale. Il punto risultava intestato alla società Treofan Italy S.p.A. (di seguito: Treofan Italy), già Moplefan, la quale in realtà era titolare soltanto di un impianto di consumo sotteso alla RPT. Peraltro, Edison Energia, nell'inoltrare la richiesta a Enel Distribuzione ha comunicato anche i dati

anagrafici di riferimento degli altri clienti sottesi (le società Basell Polielefine Italia S.r.l., Novamont S.p.A., Colle Rosso S.r.l. e Scat S.r.l.).

- 2.12. Enel Distribuzione ha dato seguito alla richiesta di Edison Energia con effetto dall'1 luglio 2009 senza identificare alcun punto di prelievo ulteriore a quello corrispondente al punto di interconnessione con la rete nazionale, e attivando il servizio di salvaguardia svolto da Hera Comm, cui ha comunicato solamente i dati identificativi di Treofan Italy.
- 2.13. Hera Comm ha quindi emesso fatture per importi commisurati all'intera energia attribuita al punto di prelievo della RPT corrispondente al punto di interconnessione con la rete nazionale (corrispondente ai consumi di tutte le utenze connesse ad eccezione di Meraklon), nei confronti della sola Treofan Italy, la quale ha contestato la fatturazione e omesso il relativo pagamento. Seguiva una serie di comunicazioni e di contestazioni tra Hera Comm, Treofan ed Enel Distribuzione anche in relazione alle fatture di trasporto emesse da Enel Distribuzione nei confronti di Hera Comm (da quest'ultima comunque pagate, a eccezione della quota relativa alla distribuzione il cui pagamento è stato sospeso da Hera Comm con decorrenza dal mese di marzo 2010).
- 2.14. Nel frattempo, durante l'anno 2009 si è instaurato un contenzioso promosso da ASM Terni nei confronti di Enel Distribuzione relativamente alla titolarità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica nel comune di Terni. In particolare, ASM Terni rivendicava il diritto di servire anche tutte le utenze non connesse in alta tensione situate nel Polo di Terni. Nell'ambito di tali vicende, ASM Terni ha intimato a Edison, gestore della RPT, di trasmettere in via esclusiva ad ASM Terni i dati di consumo delle utenze connesse alla RPT. Nel luglio 2009, Edison ha comunicato a Enel Distribuzione la decisione di adempiere all'intimazione di ASM Terni.
- 2.15. Nell'ottobre 2009, Hera Comm ha segnalato all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico le disfunzioni e le anomalie riscontrate nell'erogazione del servizio di salvaguardia nel Polo di Terni. In seguito, Enel Distribuzione si è quindi attivata al fine di risolvere la questione chiedendo la collaborazione anche di Edison ed Edison Energia. Seguiva una corrispondenza di reciproche contestazioni, nonché il rifiuto di Edison di trasmettere a Enel Distribuzione i dati relativi ai consumi delle utenze connesse alla RPT, in adempimento all'indicazione di ASM Terni.
- 2.16. Inoltre, con effetto dall'1 febbraio 2010, in seguito alla risoluzione del rapporto di vendita con il cliente Meraklon, all'epoca fornito dalla società Enel Energia S.p.A. (di seguito: Enel Energia), Enel Distribuzione ha attivato il servizio di salvaguardia svolto da Hera Comm. In seguito agli inadempimenti di Meraklon, l'esercente la salvaguardia, nel luglio 2010 ha chiesto a Enel Distribuzione la sospensione della fornitura, sospensione che è stata negata in quanto il cliente non era fisicamente connesso alla rete gestita dall'impresa distributrice.
- 2.17. Nel maggio 2010, l'Autorità (con la deliberazione ARG/elt 66/10) ha identificato la RPT tra le reti interne di utenza. Nel luglio 2010, Enel Distribuzione ha rettificato, con effetto dall'1 luglio 2009, l'intestazione del punto di prelievo della RPT a Edison, in quanto società gestrice della rete. In conseguenza di tale adeguamento, Hera Comm ha emesso nuove fatture per servizio di salvaguardia

sino ad allora erogato, nei confronti di Edison che ha contestato la decisione. Sul punto si è instaurato un contenzioso – tutt’ora pendente – tra Edison, Hera Comm e Enel Distribuzione.

- 2.18. Gli Uffici dell’Autorità, cui è stato segnalato il permanere delle disfunzioni e delle anomalie riscontrate l’anno precedente, hanno chiesto chiarimenti agli operatori coinvolti anche mediante incontri presso la sede dell’Autorità. Solo in seguito a tale intervento, Enel Distribuzione, Edison e ASM Terni hanno avviato a tentativi di definire un accordo, di natura transitoria (nelle more dell’adozione della regolazione delle RIU ai sensi dell’articolo 33 della legge n. 99/09) per la gestione della RPT funzionale alla corretta erogazione dei servizi di dispacciamento, trasporto (trasmissione e distribuzione), misura e al servizio di salvaguardia (e di fornitura in generale).
- 2.19. Tale accordo non risulta ancora concluso. Tuttavia, Edison ha iniziato a trasmettere anche a Enel Distribuzione i dati di misura relativi alle utenze di consumo connesse alla RPT, relativi anche al periodo precedente (in cui tali dati erano comunicati solamente ad ASM Terni); Enel Distribuzione, con nota datata 15 febbraio 2011, ha identificato per ciascuna di tale utenze un punto di prelievo (e relativo POD) con effetto dall’1 gennaio 2010.
- 2.20. Infine, in seguito a una nuova richiesta di Hera Comm, rivolta a Enel Distribuzione, di sospendere la fornitura del cliente finale Meraklon, ancora inadempiente alle obbligazioni di pagamento per il servizio fornito, Enel Distribuzione ed Edison hanno cooperato al fine di dare seguito alla richiesta.
- 2.21. La disalimentazione del punto di prelievo è stata programmata per il 6 dicembre 2010 ma l’esecuzione è stata impedita dal Sindaco di Terni, che con ordinanza urgente ne ha ordinato la temporanea sospensione.
- 2.22. Con effetto dall’1 gennaio 2011, Enel Energia ha assunto le funzioni di esercente la salvaguardia ed è subentrata nella posizione di Hera Comm (che non ha partecipato alla procedura di identificazione dell’esercente per tale ambito territoriale). Nel gennaio 2011 il Sindaco di Terni ha revocato la predetta ordinanza; tuttavia, in conseguenza della cessazione del servizio da parte di Hera Comm era ormai venuto meno il diritto di quest’ultima di ottenere la sospensione della fornitura del punto di prelievo intestato a Meraklon.
- 2.23. Dall’1 gennaio 2011, Enel Distribuzione ha sospeso la fatturazione del servizio di trasporto nei confronti di Enel Energia per i clienti del Polo di Terni, mentre Enel Energia ha a sua volta sospeso la fatturazione nei confronti di questi ultimi del servizio di salvaguardia per la parte relativa al servizio di trasporto.

3. Gestione del Polo di Terni ed erogazione del servizio di dispacciamento dell’energia elettrica

3.A. *Disciplina applicabile*

- 3.1. Un primo profilo problematico che emerge dalle vicende richiamate *sub* 2, riguarda le modalità di erogazione del servizio di dispacciamento dell’energia elettrica nell’ambito della RTP, con particolare riferimento:

- (a) alla gestione delle c.d. procedure di *switching*, funzionali all'attivazione del servizio di salvaguardia;
 - (b) alle modalità di determinazione dell'energia prelevata dalla RTP e dalle relative utenze sottese; sotto questo aspetto, poiché tale determinazione avviene (anche) sulla base dei dati di misura dell'energia prelevata, rileva anche l'erogazione del servizio di misura;
- 3.2. Come detto *sub* 1.9, solo con la legge n. 99/09 è stata introdotta una disciplina delle RIU che prevede una regolazione speciale, da parte dell'Autorità, ai fini dell'erogazione dei servizi di dispacciamento, trasporto e misura, regolazione che non è stata ancora adottata. Pertanto, in assenza di tale disciplina, devono trovare applicazione le disposizioni generali in materia, contenute nella deliberazione n. 111/06, nella deliberazione ARG/elt 42/08 e nel TIS, nonché nelle previsioni attuative di dettaglio contenute nel codice di rete di Terna (approvato dall'Autorità).

3.A.1 Disciplina generale per l'erogazione del servizio di dispacciamento

- 3.3. Il servizio di dispacciamento è finalizzato a garantire l'esecuzione fisica di contratti di acquisto e vendita di energia elettrica, e consiste nell'attribuzione dei necessari diritti di immissione e/o prelievo nelle/dalle reti con obbligo di connessione di terzi interessate, nonché nell'interazione necessaria all'esercizio di tali diritti. Tale esercizio avviene mediante la (i) “*determinazione delle partite fisiche di competenza dei contratti di acquisto e vendita ai fini dell'immissione o del prelievo nei diversi cicli esecutivi*”, (ii) “*l'approvvigionamento e conseguente fornitura di risorse del sistema elettrico nazionale necessarie a garantire la sicurezza dello stesso e il buon esito dei contratti*”, (iii) la “*valorizzazione e regolazione dell'energia elettrica oggetto di deviazioni rispetto agli impegni contrattuali*” (comma 3.1 della deliberazione n. 111/06).
- 3.4. L'attribuzione all'utente dei predetti diritti di immissione e/o prelievo avviene presso punti di immissione e/o prelievo della rete con obbligo di connessione di terzi (rete di trasmissione e/o distribuzione) cui sono connessi impianti di produzione e/o consumo (articoli 10 e 14 della deliberazione n. 111/06). Tali punti costituiscono oggetto del contratto di dispacciamento, che l'utente deve concludere con Terna (e che costituisce condizione necessaria per l'accesso al servizio di trasmissione – articolo 4 della deliberazione n. 111/06).
- 3.5. Normalmente, l'utente del servizio è una società di vendita (che necessita di dare esecuzione fisica a un contratto di compravendita presso un punto di prelievo e/o immissione). A tal fine, la deliberazione n. 111/06 prevede che tale soggetto si “interponga” tra Terna e il soggetto titolare dell'impianto di consumo o di produzione (cliente titolare del relativo punto di prelievo o di immissione), sul quale il provvedimento pone l'obbligo di concludere il contratto di dispacciamento con Terna, al fine di immettere o prelevare energia (commi 4.1 e 4.2 della deliberazione n. 111/06).¹

¹ In particolare, ai sensi del comma 4.1 della deliberazione n. 111/06 “*sono tenuti a concludere con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento: a) i titolari di unità di produzione; b) i titolari di unità di consumo [...]*”, mentre il comma 4.2 prevede che “*la conclusione, direttamente o attraverso l'interposizione di un terzo, del contratto per il servizio di dispacciamento in immissione e del contratto*

- 3.6. I punti di prelievo sono identificati dalle singole imprese distributrici, nel cui ambito territoriale sono connesse le relative unità di produzione e consumo, sulla base del coordinamento di Terna. Dei predetti punti le imprese distributrici tengono aggiornato un registro elettronico, predisposto e mantenuto secondo regole definite da Terna (articolo 14 del TIS – attuato dal codice di rete). A tal fine, con particolare riferimento ai punti di prelievo, la deliberazione ARG/elt 42/08 definisce (comma 1.1) i dati identificativi che devono essere contenuti nel predetto registro con riferimento al punto di prelievo e al cliente finale titolare dello stesso (c.d. anagrafica), tra i quali il c.d. POD
- 3.7. Le predette imprese distributrici, inoltre, sono anche responsabili della gestione delle c.d. procedure di *switching* in forza delle quali l'utente del dispacciamento può:
- (i) acquistare il diritto di prelevare presso un punto di prelievo, qualora necessiti di eseguire un contratto di fornitura con il cliente titolare del punto (c.d. *switching-in*);
 - (ii) estinguere il diritto di prelievo presso un punto di prelievo, qualora si sia sciolto il contratto di fornitura che aveva giustificato in precedenza l'acquisto del medesimo diritto (c.d. *switching-out*).
- 3.8. In particolare, nel caso *sub* (i), l'impresa distributtrice “sposta” il punto di prelievo dal contratto di dispacciamento dell'utente che in precedenza lo serviva (c.d. utente uscente) al nuovo utente che ha chiesto lo *switching* (c.d. utente entrante), ovvero lo “inserisce” direttamente nel contratto di dispacciamento dell'utente entrante qualora si tratti di un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato (commi 3.6 e 4.3 della deliberazione ARG/elt 42/08).
- 3.9. Nel caso *sub* 3.7.(ii), invece, l'impresa distributtrice esclude il punto di prelievo dal contratto di dispacciamento dell'utente uscente e, qualora non sia stata chiesta la disattivazione del punto, ovvero non sia intervenuta nel frattempo una nuova richiesta di *switching* da parte di un utente entrante (*switching-in*), attiva i servizi di maggior tutela o di salvaguardia a seconda delle caratteristiche del cliente finale titolare del punto di prelievo (comma 5.8 della deliberazione ARG/elt 42/08). A tal fine, il comma 4.3 del TIV prevede che l'impresa distributtrice:
- “sposti” il punto di prelievo in questione, rispettivamente, nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico o nel contratto di dispacciamento dell' esercente la salvaguardia;
 - comunichi l'attivazione del servizio, rispettivamente, all' esercente la salvaguardia o la maggior tutela, trasferendo i dati identificativi del punto interessato e del relativo titolare.
- 3.10. A quest'ultimo riguardo, si deve ricordare che i rapporti contrattuali di fornitura tra cliente titolare del punto di prelievo e l' esercente la salvaguardia (o la maggior

per il servizio di trasmissione di cui all'articolo 2 del TIT è condizione necessaria per immettere energia elettrica nella rete con obbligo di connessione di terzi. La conclusione, direttamente o attraverso l'interposizione di un terzo, del contratto per il servizio di dispacciamento in prelievo e del contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione è condizione necessaria per prelevare energia elettrica alla rete con obbligo di connessione di terzi”.

tutela) si perfeziona con il positivo esito della procedura di *switching* (ossia con lo “spostamento” del punto di prelievo nel contratto di dispacciamento dell’ esercente la salvaguardia – o dell’ Acquirente Unico). Pertanto, la comunicazione che l’impresa distributrice fornisce circa il punto di prelievo e l’identità del relativo titolare sono essenziali per l’esecuzione dello stesso rapporto di fornitura: infatti, è solo in forza di tale comunicazione che l’esercente la maggior tutela o la salvaguardia vengono a conoscenza del nuovo rapporto contrattuale e della relativa controparte acquirente.

- 3.11. Nell’ambito del servizio di dispacciamento, Terna attribuisce a ciascun utente del servizio di dispacciamento l’energia immessa e/o prelevata in/dal sistema presso un punto di immissione/prelievo (art. 12 della deliberazione n. 111/06 e comma 5.5 del TIS).² A tal fine, Terna si serve, in ultima analisi, dei dati di misura rilevati presso i singoli punti dai soggetti responsabili del servizio di misura ai sensi del Titolo 3 del TIT.
- 3.12. Tali dati, acquisiti e validati (dal responsabile del servizio di misura), sono oggetto di un ulteriore “trattamento” da parte di Terna (c.d. aggregazione delle misure) la quale si serve anche della collaborazione delle imprese distributrici territorialmente competenti rispetto ai diversi punti di prelievo/immissione (articolo 8 del TIS – si osservi che, sebbene l’installazione degli strumenti di misura, la rilevazione, l’acquisizione e la validazione dei relativi dati siano prestazioni afferenti al servizio di misura, tuttavia la loro aggregazione costituisce prestazione resa nell’ambito del servizio di dispacciamento).

3.A.2 Applicazione della disciplina nel caso di reti interne di utenza

- 3.13. Per quanto riguarda le RIU, si tratta di impianti che – alla luce dell’assetto sopra descritto – sono interconnessi a reti di trasmissione o di distribuzione mediante un punto di prelievo, rispetto al quale si applicano le disposizioni sopra richiamate in materia di:
- (a) identificazione del punto stesso, e dei relativi elementi anagrafici, tra cui il titolare del punto;
 - (b) gestione delle procedure di *switching* presso tale punto di prelievo;
 - (c) determinazione dell’energia prelevata presso tale punto ai fini del dispacciamento.
- 3.14. Per quanto riguarda l’aspetto *sub* 3.13.(a), il titolare del punto di connessione tra rete di distribuzione (come nel caso in esame) e RIU, è il soggetto titolare della medesima RIU, ossia dell’impianto che è causa immediata dei prelievi dalla rete con obbligo di connessione di terzi.
- 3.15. Tale principio trova riscontro nel § 4.3.1.1, lett (d), del codice di rete di Terna, ai sensi del quale il titolare della RIU è tenuto, direttamente o mediante l’interposizione di un terzo, a concludere il relativo contratto di dispacciamento con Terna. L’efficacia di tale clausola, peraltro, è subordinata ad una data che sarà

² In realtà, l’energia immessa e prelevata è attribuita da Terna a ciascun utente in modo aggregato per un insieme di punti di immissione e di prelievo. Tale insieme, identificato con concetto di “punto di dispacciamento”, è identificato da Terna sulla base di criteri definiti dall’Autorità (articolo 10 della deliberazione n. 111/06, come attuato dal codice di rete di Terna).

determinata dall’Autorità (la quale con la deliberazione ARG/elt 66/10 ha classificato la RPT tra le RIU ai sensi dell’articolo 33 della legge n. 99/09).

- 3.16. Per quanto riguarda l’aspetto *sub* 3.13.(c), relativo alla determinazione dell’energia prelevata dalla RIU, occorre considerare, innanzi tutto, l’eventuale presenza nella RIU di unità di produzione rilevanti (come nel caso della RTP).
- 3.17. In tal caso, infatti, poiché per ciascuna unità di produzione rilevante deve essere identificato un apposito punto di immissione (§ 4.3.2.4 del codice di rete di Terna),³ è necessario considerare l’energia immessa dall’unità di produzione connessa alla RIU ai fini della determinazione dell’energia prelevata dal sistema nel punto di connessione della stessa RIU. In altre parole, ai fini del dispacciamento dell’energia elettrica prelevata dalla RIU i quantitativi misurati presso la predetta connessione, devono essere incrementati di quelli determinati in immissione presso il punto di immissione assegnato all’unità di produzione sottesa alla RIU (tenendo conto, ovviamente, delle perdite di rete).
- 3.18. Tale conclusione discende dall’applicazione della clausola contenuta nel § 5.3.4.1 del codice di rete di Terna, ai sensi della quale nei casi in cui la misura viene effettuata in punti interni (anche) a “*reti senza obbligo di connessione di terzi*” diversi dal punto di interconnessione, l’esatto valore dell’energia a tale punto “*deve essere calcolato mediante la definizione di un algoritmo di riporto dell’energia misurata, tenendo conto sia delle perdite dei componenti di impianto [...] sia di altre apparecchiature di misura presenti e del particolare assetto di impianto*”.
- 3.19. Nel caso di una unità di produzione rilevante, tale clausola del codice di rete ha una duplice applicazione, ossia deve applicarsi:
- (a) sia ai fini della determinazione dell’energia che deve considerarsi immessa nella rete nazionale dall’unità di produzione; in tale caso, l’algoritmo dovrà considerare ad esempio le perdite di rete;
- 3.20. (b) sia ai fini della determinazione dell’energia che deve considerarsi prelevata dalla RIU a causa delle utenze di consumo ad essa sottese; in tale caso, l’algoritmo dovrà considerare le sole utenze di prelievo connesse alla RIU e non l’energia prodotta dalla centrale. Inoltre, il predetto § 5.3.4.1 del codice di rete di Terna può trovare applicazione anche con riferimento alle unità di consumo connesse a una RIU.⁴ In tale caso:
- da un lato, per ogni unità di consumo dovrà essere individuato un punto di prelievo, da inserire in un contratto di dispacciamento (come se l’impianto di consumo fosse direttamente connesso alla rete pubblica), nonché il relativo algoritmo di riporto (al fine di considerare, ad esempio, le perdite di rete);

³ Ossia, di un punto relativo alla rete di trasmissione nazionale nel quale si considera che sia immessa l’energia elettrica prodotta dalla centrale di produzione, anche nel caso in cui essa sia direttamente connessa con una RIU. Ai sensi del § 1.B.10 del codice di rete di Terna, una unità di produzione rilevante direttamente connessa ad una RIU rientra nell’insieme delle unità di produzione indirettamente connesse alla rete di trasmissione nazionale.

⁴ Ciò anche al fine di garantire ai titolari degli impianti di consumo di poter esercitare il loro diritto di accesso alla rete pubblica, diritto che sussiste – come chiarito dal DM 10.12.10 – anche in considerazione delle utenze connesse alle c.d. reti senza obbligo di connessione di terzi (tra cui rientrano anche le RIU).

- dall'altro lato, dovrà essere ridefinito il criterio *sub* 3.19.(b), di determinazione dell'energia che deve essere considerata prelevata presso l'interconnessione tra la RIU e la rete pubblica: in tale caso, l'algoritmo non dovrà considerare le utenze di consumo titolari di un autonomo punto di prelievo (conseguentemente, laddove per tutte le utenze di consumo sia individuato un punto di prelievo, l'algoritmo del punto di prelievo dell'intera RIU dovrà considerare le sole perdite di rete dell'infrastruttura).

3.21. Peraltro, condizione necessaria per conseguire la predetta configurazione della RIU, è costituita dalla conclusione un apposito accordo tra il gestore della RIU e il gestore della rete (di trasmissione/distribuzione) avente ad oggetto almeno: (a) le modalità di individuazione dei punti di prelievo (e relative informazioni rilevanti) per ciascuna utenza di consumo connessa alla RIU, anche ai fini della gestione delle relative procedure di *switching*; (b) le modalità di gestione dei dati di misura relativi ai prelievi compiuti da ciascuna utenza di consumo. Con particolare riferimento a quest'ultimo aspetto, sarà necessario: (b1) installare un apposito impianto di misura presso ciascuna utenza di consumo, (b2) nonché determinare per ciascuna di esse un algoritmo di riporto (che consideri le perdite di rete); (b3) modificare l'algoritmo relativo al punto di connessione tra rete pubblica e RIU al fine di escludere dai prelievi da attribuire a tale punto, i prelievi attribuiti a ciascuna utenza di consumo.

3.22. Infine, il predetto accordo tra gestore della RIU e gestore dell'infrastruttura pubblica cui la RIU è connessa, dovrebbe anche regolare gli aspetti relativi alle esigenze di disalimentazione delle utenze di consumo, specialmente al fine di consentire al relativo utente del dispacciamento di ottenere la sospensione della fornitura ai sensi della deliberazione ARG/elt 4/08.

3.23. In conseguenza di quanto sopra, in assenza del predetto accordo (e quindi nell'impossibilità di attribuire POD alle utenze sottese alla RIU e di gestire i relativi dati di misura), la RIU rileva, ai fini del dispacciamento, alla stregua di una unica utenza di consumo cui sono imputabili i quantitativi di energia in prelievo determinati dall'insieme delle utenze di consumo sottese (oltre alle perdite di rete).

3.B. *Analisi delle condotte ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento (e del servizio di misura) nell'ambito del Polo di Terni*

3.24. Per quanto riguarda la gestione della RPT ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento (e del servizio di misura), le vicende richiamate *sub* 2 devono essere considerate alla luce (almeno) dei seguenti profili:

- (a) conclusione dell'accordo di gestione della RIU;
- (b) gestione delle procedure di *switching*, sia con riferimento al punto di interconnessione tra la RPT e la rete nazionale, sia con riferimento al punto di prelievo intestato alla società Meraklon;
- (c) corretta attribuzione dei POD, sia all'interconnessione della RPT, sia alle utenze di consumo sottese;
- (d) gestione delle misure delle utenze di consumo connesse alla RIU.

- 3.25. Preliminarmente, è importante ricordare, anche al fine della valutazione di eventuali responsabilità dei soggetti coinvolti, che sebbene il fenomeno delle RIU sia sempre esistito, è solo con la legge n. 99/09 che sono stati chiariti i requisiti che caratterizzano tali infrastrutture, e solo con le deliberazioni ARG/elt 52/10 e ARG/elt 66/10, l'Autorità ha censito le RIU esistenti, facendo chiarezza sul problema della qualificazione di tali infrastrutture.
- 3.26. Inoltre, con particolare riferimento alla RPT, in un primo momento, con la deliberazione ARG/elt 52/10, l'Autorità aveva classificato tale rete tra le reti con obbligo di connessione di terzi, rettificando tale indicazione con la deliberazione ARG/elt 66/10, con cui la RPT è stata classificata nell'ambito delle RIU. Quindi è solo con quest'ultima deliberazione che è stato chiarito in modo inequivocabile l'appartenenza della RPT all'insieme delle RIU.
- 3.27. Da ultimo, occorre premettere che ai fini della gestione della centrale connessa alla RTP, poiché configurata da Terna quale unità di produzione rilevante, l'energia da essa prodotta è stata dispacciata in modo indipendente dalla RTP, in coerenza con la disciplina del codice di rete di Terna sopra richiamata. All'unità di produzione è stato attribuito un autonomo punto di immissione, ed è stato convenuto (tra Terna e la società titolare della centrale – Edison Trading S.p.A.) il relativo algoritmo di riporto. Pertanto, ai fini del dispacciamento, i prelievi effettuati dalle altre utenze di consumo connesse alla RTP sono stati conteggiati separatamente rispetto all'energia immessa dall'unità di produzione.

3.B.1 *Sulla conclusione di un accordo per la gestione della rete interna di utenza del Polo di Terni*

- 3.28. Ad oggi non risulta che siano stati conclusi accordi per la gestione della RPT. Nell'ottobre 2010, in seguito a un incontro tecnico con gli Uffici dell'Autorità, Edison, Enel Distribuzione e ASM Terni hanno dato avvio a incontri finalizzati alla conclusione di un accordo transitorio, da applicare nelle more dell'adozione, da parte dell'Autorità, della regolazione delle RIU ai sensi dell'articolo 33 della legge n. 99/09.
- 3.29. In esito ai predetti incontri è stata predisposta una bozza di accordo (di seguito: Bozza di Accordo) sulla quale, tuttavia, non si è ancora perfezionato il necessario consenso, con particolare riferimento alle clausole relative alla regolazione e fatturazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto (si veda meglio *sub* 4). Per quanto riguarda gli altri aspetti della Bozza di Accordo che qui rilevano, si evidenziano i seguenti:
- ASM Terni riconosce a Enel Distribuzione il ruolo di impresa di distribuzione di riferimento rispetto alla RPT (fatti salvi gli esiti del contenzioso tra le società);
 - il POD relativo alla connessione tra la RPT e il misuratore gestito da Enel Distribuzione continua ad essere intestato a Edison in quanto titolare della RIU;
 - Enel Distribuzione si impegna a identificare per ciascuna utenza sottesa il relativo punto di prelievo mediante l'assegnazione del POD e la predisposizione della relativa anagrafica; a tal fine Edison si impegna a mettere a disposizione di Enel Distribuzione tutte le informazioni necessarie;

- Edison si impegna a rilevare i dati di misura presso i singoli punti di prelievo e a trasmetterli a Enel Distribuzione per gli adempimenti di competenza;
- in caso di richieste di sospensione della fornitura di una utenza di consumo connessa alla RPT, ricevute da Enel Distribuzione ai sensi della deliberazione ARG/elt 4/08, la società si coordina con Edison per la materiale esecuzione degli interventi necessari.

3.30. Sebbene formalmente l'accordo non sia ancora concluso, tuttavia (ma solo in seguito all'incontro presso gli Uffici dell'Autorità dell'ottobre 2010) le società coinvolte hanno tenuto condotte comunque coerenti con i profili sopra evidenziati. In particolare: (i) ASM Terni si è astenuta dal porre in essere atti di gestione del servizio di distribuzione nell'ambito del Polo di Terni; (ii) Edison ha trasmesso le informazioni necessarie all'identificazione dei punti di prelievo delle singole utenze di consumo; (iii) Enel Distribuzione ha attribuito a ciascuna di esse il relativo POD; (iv) Edison trasmette regolarmente le informazioni relative ai prelievi delle singole utenze di consumo a Enel Distribuzione; (v) a fronte della richiesta (formulata da Hera Comm a Enel Distribuzione) di sospensione della fornitura per morosità del cliente finale Meraklon, l'impresa distributrice si è coordinata con Edison per la materiale disalimentazione dell'impianto.

3.B.2 Sulla gestione delle procedure di *switching* e della conseguente attivazione del servizio di salvaguardia dell'energia elettrica

3.31. Per quanto riguarda la gestione delle procedure di *switching* – in particolare lo *switching-out* di Edison Energia e la conseguente attivazione del servizio di salvaguardia – occorre distinguere il punto di prelievo del cliente Meraklon e il punto di prelievo dell'intera RPT.

3.32. Nel caso del cliente Meraklon, risulta che Edison Energia abbia comunicato a Enel Distribuzione, in data 21 dicembre 2007, la risoluzione del relativo contratto di fornitura con effetto dall'1 febbraio 2008 (ossia nel rispetto dei termini previsti per lo *switching*). Enel Distribuzione ha quindi identificato il punto di prelievo nella titolarità di tale cliente, attribuendogli il relativo POD, che è stato direttamente inserito, con effetto dall'1 febbraio 2008, nel contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia territorialmente competente. Della richiesta di *switching-out* Edison Energia aveva data preventiva comunicazione anche a Edison, affinché quest'ultima trasmettesse a Enel Distribuzione i dati di misura relativi al punto di prelievo intestato a Meraklon.

3.33. Al riguardo, in seguito a specifiche richieste degli Uffici dell'Autorità, Enel Distribuzione ha precisato che il POD intestato a Meraklon era stato inizialmente attribuito a ESE che svolgeva (rispetto al Polo di Terni) le funzioni di esercente la salvaguardia transitoria. In esito all'espletamento delle procedure di selezione degli esercenti la salvaguardia per il primo periodo di esercizio (1 maggio – 31 dicembre 2009), il POD del punto di prelievo di Meraklon è stato trasferito al nuovo esercente risultato vincitore, ossia Enel Energia.

3.34. Durante il successivo periodo di esercizio, in seguito allo *switching-out* compiuto da Enel Energia, il punto di prelievo di Meraklon è stato inserito nel contratto di dispacciamento di Hera Comm con effetto dall'1 febbraio 2010.

- 3.35. Per quanto riguarda il punto di prelievo della RPT, invece, dopo aver risolto contestualmente tutti i contratti di fornitura con le altre utenze connesse (diverse da Meraklon) con effetto dall'1 luglio 2009, Edison Energia ha richiesto a Enel Distribuzione lo *switching-out* presso il predetto punto con effetto da tale data. A tal fine, Edison Energia, ha:
- presentato la richiesta di *switching-out*, mediante i sistemi informatici predisposti da Enel Distribuzione, in data 29 maggio 2009 (nel rispetto dei termini previsti per lo *switching*);
 - informato Enel Distribuzione, mediante separata comunicazione, del fatto che rispetto al POD relativo al punto di prelievo della RPT, intestato ad una sola delle utenze sottese (Treofan Italy), ne risultavano altre, di cui si fornivano le rispettive ragioni sociali e le informazioni previste dalla deliberazione ARG/elt 42/08.
- 3.36. In seguito alle predette comunicazioni, Enel Distribuzione ha inserito unicamente il POD relativo all'intera RPT nel contratto di dispacciamento di Hera Comm, comunicando all' esercente la salvaguardia l'anagrafica relativa all'utenza sottesa cui era stato originariamente associato il POD (Treofan Italy).
- 3.37. Come si nota, sia Edison Energia, sia Enel Distribuzione hanno tenuto comportamenti diversi nella gestione dello *switching-out* nei due casi in esame. In particolare, per l'intera RPT non sono state poste in essere le medesime azioni seguite nel caso di Meraklon, azioni che rispondevano a criteri di prudenza e ragionevolezza.
- 3.38. Peraltro, le diverse condotte di Edison Energia possono essere comprese alla luce del fatto che, in occasione della prima richiesta di *switching-out*, non era ancora entrata in vigore la deliberazione ARG/elt 42/08 che ha regolato nel dettaglio la relativa procedura (anche ai fini dell'attivazione del servizio di salvaguardia). Pertanto, appare ragionevole che, in assenza di tale regolazione, la società che risolve il contratto di fornitura con il proprio cliente ne dia apposita informazione all'impresa distributrice.
- 3.39. Nel maggio 2009, invece, era entrata in vigore la deliberazione ARG/elt 42/08 ed Enel Distribuzione aveva adeguato i propri sistemi informativi al fine di ricevere le richieste di *switching-out* previste dall'articolo 5 di tale provvedimento. Pertanto, Edison Energia ha utilizzato lo strumento predisposto dall'impresa distributrice, peraltro informando quest'ultima, con comunicazione separata, dell'esistenza delle altre utenze connesse alla RPT (i sistemi informatici di Enel Distribuzione, infatti, non consentono di compiere operazioni di *switching* su punti ai quali non sia stati preventivamente assegnato il relativo POD).
- 3.40. Con tali informazioni, Enel Distribuzione avrebbe potuto seguire i medesimi accorgimenti seguiti per lo *switching-out* relativo a Meraklon, ossia attribuire a ciascuna altra utenza di consumo indicata da Edison Energia, un rispettivo POD da inserire nel contratto di dispacciamento di Hera Comm. Al riguardo, Edison ha precisato che Enel Distribuzione era a conoscenza della presenza delle utenze di consumo connesse alla RPT dall'ottobre 2007, in seguito ad una richiesta della stessa Enel Distribuzione di conoscere eventuali utenze che effettuavano prelievi

da reti elettriche di proprietà di Edison insistenti in aree territoriali in cui Enel Distribuzione era concessionaria del servizio di distribuzione.

- 3.41. Peraltro, come si vedrà nei paragrafi successivi, Enel Distribuzione afferma di essersi successivamente attivata (fine 2009) per porre rimedio a tale situazione, richiedendo la necessaria collaborazione di Edison e di Edison Energia ai fini dell'identificazione delle utenze di consumo sottese, collaborazione che queste ultime società, tuttavia, le avrebbero negato.

3.B.3 Sull'identificazione dei punti di prelievo della rete del Polo di Terni e attribuzione dei relativi POD

- 3.42. Anche per quanto riguarda la corretta identificazione dei singoli punti di prelievo occorre distinguere tra l'utenza di consumo di Meraklon e la restante RPT.

- 3.43. La gestione dell'utenza di consumo di Meraklon non presenta problemi.

- 3.44. Per quanto riguarda invece la RPT, Enel Distribuzione aveva intestato il POD relativo alla sua connessione della RPT a un'utenza di consumo sottesa alla RIU, pur sapendo che la rete apparteneva a Edison (come attestano anche le richieste del 2007). Al riguardo, Enel Distribuzione afferma che la società intestataria del POD, Treofan, è succeduta alla società Meplofan, originariamente proprietaria e gestrice dell'intera RIU.

- 3.45. Pertanto, Enel Distribuzione avrebbe mantenuto tale indicazione, anche in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione del CIPI 26 maggio 1983 (inoltre la denominazione sino ad allora usata da Enel Distribuzione era stata recepita anche nel decreto ministeriale che ha delimitato gli ambiti concessori tra Enel Distribuzione e ASM Terni). Solo dopo l'adozione della deliberazione ARG/elt 66/10, con cui l'Autorità chiariva l'appartenenza della RPT alle RIU, Enel Distribuzione ha aggiornato l'intestazione del POD relativo alla connessione della RPT intestandolo al suo titolare Edison, con effetto dall'1 luglio 2009, ossia dalla data in cui si è perfezionato lo *switching-out* su tale punto da parte di Edison Energia.

3.B.4 Sulla gestione dei dati di misura delle utenze di consumo del Polo di Terni

- 3.46. Per quanto riguarda, infine, la gestione dei dati di misura delle utenze di consumo connesse alla RPT (*sub* 3.24.d), dalla documentazione acquisita emerge che Edison provvedeva alla rilevazione delle misure presso le singole utenze di consumo, senza essere peraltro proprietaria dei rispettivi impianti di misura (comunque esistenti presso ciascun impianto di consumo). Durante il periodo in cui la fornitura dell'energia era assicurata da Edison Energia, Edison comunicava a quest'ultima i dati rilevati per ciascuna utenza (ai fini della relativa fatturazione).

- 3.47. Successivamente allo *switching-out* di Edison Energia rispetto all'utenza di Meraklon, Edison ha iniziato a trasmettere i dati di misura di tale utenza a Enel Distribuzione, mentre i dati di misura relativi alle altre utenze sono state trasmesse a Edison Energia fintanto che quest'ultima ha continuato a servirle. Tale gestione dei dati di misura è stata seguita da Edison su indicazione di Edison Energia, la quale, tuttavia, non ha fornito alcuna indicazione in occasione del suo *switching-out* presso il punto di prelievo dell'intera RPT.

- 3.48. In seguito alle azioni poste in essere da ASM Terni (sin dal maggio 2009) al fine di affermare il proprio diritto di svolgere il servizio di distribuzione anche nei confronti delle utenze connesse alla RPT (ad eccezione dell'unità di produzione e dell'impianto della società Novamont), successivamente ad un incontro svoltosi il 9 luglio 2009 tra ASM Terni, Edison Energia ed Edison, quest'ultima ha iniziato a trasmettere i dati di misura delle utenze di consumo (ivi compresi i dati relativi al POD intestato a Meraklon) solo ad ASM Terni,
- 3.49. Con nota in data 16 luglio 2009 Edison ha comunicato tale scelta anche a Edison Energia e a Enel Distribuzione. Pertanto, ai fini della determinazione dei prelievi di Meraklon, Enel Distribuzione si è basata su stime.
- 3.50. Invece, per quanto riguarda la determinazione dei prelievi presso il POD relativo alla RPT, solo in seguito ad una nota di contestazione di Hera Comm, in data 29 ottobre 2009, Enel Distribuzione si è attivata al fine di addivenire a una soluzione del problema, chiedendo la necessaria collaborazione di Edison e di Edison Energia, le quali soltanto disponevano, sia dei dati identificativi delle utenze sottese alla RPT, sia dei relativi dati di misura.
- 3.51. Al riguardo, tuttavia, Enel Distribuzione evidenzia che Edison ed Edison Energia hanno rifiutato di addivenire a un incontro a tal fine, rendendo di fatto impossibile per Enel Distribuzione identificare dei punti di prelievo relativi alle utenze sottese alla RPT.
- 3.52. Solo dopo il mese di ottobre 2010, in seguito alle iniziative intraprese da Edison, Enel Distribuzione e ASM Terni, al fine di trovare un accordo temporaneo per la gestione della RPT, Edison ha iniziato a trasmettere i dati di misura di tutte le utenze connesse alla RPT anche a Enel Distribuzione, ivi compresi i dati in precedenza inviati solamente ad ASM Terni.
- 3.53. Inoltre, occorre osservare che, per l'intero periodo in cui Edison ha trasmesso i dati di misura delle utenze di consumo della RPT alla sola ASM Terni (luglio 2009-ottobre 2010), quest'ultima non ha mai usato tali dati per svolgere nei confronti delle relative utenze l'attività di distribuzione di cui asseriva essere titolare. In particolare, ASM Terni non ha mai identificato punti di prelievo per le utenze e non le ha pertanto gestite né ai fini del servizio di trasporto da essa erogato, né ai fini del servizio di dispacciamento.

3.C. Analisi della situazione attuale e connesse esigenze di tutela

- 3.54. Come detto sopra, ad oggi non risulta che sia stato ancora raggiunto un accordo, seppure transitorio, per la gestione della RPT, sebbene il principale motivo del disaccordo concerne aspetti afferenti all'erogazione del servizio di trasporto e non anche gli aspetti relativi all'erogazione dei servizi di dispacciamento e di misura.
- 3.55. Infatti, ad oggi, in coerenza con le clausole previste dalla Bozza di Accordo:
- (a) Enel Distribuzione ha (nel febbraio 2011) identificato per ciascuna utenza di consumo connessa alla RPT il relativo punto di prelievo associandovi il necessario POD, con decorrenza dall'1 gennaio 2010;
 - (b) il POD relativo alla connessione della RPT con la rete pubblica è intestato, con decorrenza dall'1 luglio 2009, a Edison in quanto titolare della RIU;

- (c) Edison trasmette a Enel Distribuzione i dati di misura rilevati presso i diversi punti di prelievo, ai fini del loro trattamento per l'erogazione del servizio di dispacciamento;
 - (d) nell'unico caso in cui si è reso necessario provvedere, ai sensi della deliberazione ARG/elt 4/08, alla sospensione della fornitura di un punto di prelievo connesso con la RPT, si è realizzata la necessaria interazione tra Enel Distribuzione ed Edison.
- 3.56. Peraltro, l'assenza di un accordo per la gestione della RPT determina una grande incertezza nei rapporti tra gli operatori coinvolti. Innanzi tutto, perché non v'è adeguata garanzia che i soggetti coinvolti continuino a seguire le condotte collaborative sino ad oggi poste in essere in modo del tutto spontaneo (ciò vale, ad esempio, per quanto riguarda il necessario coordinamento tra titolare della RPT e impresa distributrice ai fini dell'esecuzione delle attività necessarie alla sospensione della fornitura ai sensi della deliberazione ARG/elt 4/08).
- 3.57. Inoltre, un grave elemento di incertezza riguarda il periodo rispetto al quale dovrebbe applicarsi la nuova configurazione della RPT ai fini del dispacciamento dell'energia: attualmente, infatti, ai fini del dispacciamento dell'energia nell'ambito della RPT, le singole utenze sottese sono identificate mediante appositi punti di prelievo, come se fossero direttamente connesse alla rete con obbligo di connessione di terzi (mentre il POD relativo alla RPT intestato al suo titolare assume un ruolo residuale ai fini della determinazione dell'energia prelevata). Tuttavia è incerto il momento dal quale tale configurazione debba decorrere.
- 3.58. Infatti, Enel distribuzione ha rettificato la titolarità del POD della RPT con effetto dall'1 luglio 2009, mentre (con nota in data 15 febbraio 2011) ha attribuito un POD a ciascuna utenza di consumo connessa alla RPT con effetto dall'1 gennaio 2010, senza peraltro chiarire il motivo di tale divergente decorrenza, nonché il "trattamento" dell'insieme dei POD ai fini del dispacciamento (si veda anche *sub 5*).
- 3.59. Altro elemento di incertezza riguarda appunto la corretta attivazione del servizio di salvaguardia prestato da Hera Comm. In particolare, l'incertezza sull'esatta configurazione della RPT ai fini dell'identificazione dei punti di prelievo rilevanti (nel periodo in cui la società ha comunque prestato il servizio) non consente di identificare con certezza le controparti dei relativi rapporti contrattuali in forza dei quali l'esercente la salvaguardia sia titolata a fatturare il servizio.
- 3.60. Da ultimo, con riferimento al punto di prelievo dell'intera RPT (intestato da Enel Distribuzione a Edison in quanto gestore della RIU), Enel Distribuzione precisa di aver definito due distinti POD (ambedue intestati a Edison):
- il primo da usare ai fini della sola fatturazione del servizio di trasporto (secondo i criteri chiariti dal DM 10.12.10 – *sub 4*),
 - il secondo da usare ai fini del dispacciamento dell'energia elettrica (anche al fine di considerare l'intervenuta identificazione di autonomi punti di prelievo per ciascuna utenza di consumo connessa alla RPT – *sub 3.C*).

3.61. Tale modo di operare risponde all'esigenza, approfondita *sub 4*, di "trattare" l'energia prelevata dal Polo di Terni in modo distinto rispetto al servizio di dispacciamento o di trasporto (con particolare riferimento all'applicazione dei relativi corrispettivi). Tuttavia, la scelta operativa di Enel Distribuzione risulta incompatibile con la regolazione vigente che impone l'identità del punto di prelievo per ambedue i servizi di dispacciamento e trasporto. Risulta pertanto necessario che Enel Distribuzione adotti una diversa modalità operativa che consenta, rispetto al medesimo punto di prelievo, identificato da un unico POD, di distinguere, da un lato, la determinazione delle partite di energia (da attribuire al punto ai fini del dispacciamento), dall'altro lato, l'individuazione dei consumi rilevati (presso il medesimo punto) cui applicare i corrispettivi di trasporto.

4. Gestione del Polo di Terni ed erogazione del servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) dell'energia elettrica

- 4.1. Un secondo profilo problematico che emerge dalle descrizioni *sub 2*, riguarda le modalità di erogazione del servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione), in particolare le modalità di applicazione dei corrispettivi previsti dall'Autorità. Più in dettaglio, emergono almeno due distinti profili problematici:
- (a) il primo riguarda le condotte tenute in passato dai soggetti coinvolti nelle vicende segnalate e concerne, in particolare, le modalità di calcolo dei corrispettivi di trasporto (trasmissione e distribuzione) dell'energia prelevata dalla RPT (e dalle unità di consumo sottese);
 - (b) il secondo problema rileva ai fini dell'analisi delle eventuali esigenze attuali che caratterizzano la gestione del Polo di Terni e riguarda, in particolare, le modalità di fatturazione dei corrispettivi di trasporto (trasmissione e distribuzione) da applicare ai singoli clienti titolari delle unità di consumo sottese alla RPT.
- 4.2. Il primo problema è sorto nel momento in cui l'unità di produzione situata nel Polo di Terni è stata qualificata come unità di produzione rilevante, e l'energia dalla stessa prodotta doveva essere quindi considerata interamente immessa nel sistema elettrico nazionale (si veda *sub 3.27*). Da tale momento (1 gennaio 2005) i corrispettivi di trasporto, fatturati da Enel Distribuzione a Edison Energia (e da questa fatturati alle utenze sottese alla RPT), a detta di queste ultime società, sono stati calcolati non sull'energia misurata (in prelievo) presso il punto di interconnessione tra la RPT e la rete pubblica, ma su quella determinata ai fini del dispacciamento (energia misurata in prelievo al predetto punto di interconnessione, incrementata della quota di energia prodotta e consumata dalle utenze connesse alla RPT).
- 4.3. Il secondo problema si è posto successivamente all'ottobre 2010, ossia nel momento in cui Enel Distribuzione, Edison e ASM Terni hanno intrapreso attività volte alla conclusione di un accordo di natura transitoria sulla gestione della RPT. In tale contesto, sono emersi posizioni discordanti, tra Enel Distribuzione ed Edison, sulle modalità di fatturazione dei corrispettivi di trasporto (trasmissione e distribuzione), le quali hanno impedito che si addivenisse all'accettazione della Bozza di Accordo.

4.A. Disciplina applicabile

- 4.4. Il servizio di trasporto dell'energia elettrica è funzionale alla (fisica) conduzione e trasformazione dell'energia sulle infrastrutture di rete di trasmissione (servizio di trasmissione) e di distribuzione (servizio di distribuzione) per la consegna al cliente finale. Presso i punti di prelievo connessi con unità di consumo, il servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) è erogato nei confronti dell'utente (che ha ottenuto lo *switching* su tali punti) dall'impresa distributrice territorialmente competente.
- 4.5. La regolazione del servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) è meno dettagliata rispetto a quella relativa al servizio di dispacciamento, con la

conseguenza che gli aspetti non regolati rientrano nella disponibilità delle parti, pur nel rispetto dei principi generali della disciplina di settore.

- 4.6. Più in particolare, l’Autorità, da un lato, ha regolato (con il TIT) in modo dettagliato solo le condizioni economiche del servizio, dall’altro lato, si è limitata a enunciare alcuni principi generali nella deliberazione n. 111/06 da cui sono desumibili rapporti e relazioni tra il servizio di trasporto e quello di dispacciamento.
- 4.7. A quest’ultimo riguardo, dall’assetto generale definito dalla deliberazione n. 111/06, in particolare dalla stessa nozione di dispacciamento precisata da tale provvedimento (articolo 3, lettera *d*, della deliberazione n. 111/06), emerge che è nell’ambito del servizio di dispacciamento (mediante l’interazione che si compie tra Terna e utente) che viene determinato il quantitativo di energia elettrica che deve considerarsi “trasportata” per conto dell’utente nelle reti di trasmissione e distribuzione.⁵ In altre parole, poiché la determinazione (mensile) delle partite fisiche di energia elettrica immessa e prelevata sulle reti di trasmissione e distribuzione avviene nell’ambito del servizio dispacciamento, anche il servizio di trasporto dovrebbe essere erogato in ragione di tali determinazioni (compiute da Terna, con l’ausilio delle imprese distributrici).⁶
- 4.8. Quanto sopra costituisce un principio generale desumibile dalla deliberazione n. 111/06, valido per i punti di prelievo relativi alle utenze di consumo, anche se è incerta la sua applicazione alle RIU, in considerazione della loro specificità (oltre che l’assenza di una disciplina ordinata e completa della materia). In tal senso, infatti, la legge n. 99/09 reca alcune disposizioni che sono interpretabili nel senso della non applicabilità alle RIU del principio generale sopra enunciato. In particolare l’articolo 33, comma 6, precisa che i corrispettivi di trasporto sono applicati esclusivamente all’energia elettrica prelevata nei punti di connessione.
- 4.9. Ogni dubbio interpretativo sull’inapplicabilità del principio generale (per cui i corrispettivi di trasporto si calcolano sull’energia determinata nell’ambito del dispacciamento) è stato risolto con il DM 10.12.10, il quale chiarisce che:
 - (a) i corrispettivi di trasporto applicabili sono comprensivi anche delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema di cui all’articolo 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79/99, nonché degli oneri di cui all’articolo 4, comma 1, del decreto-legge n. 314/03, convertito con legge n. 368/03 (articolo 7, comma 1);
 - (b) *“ai sensi dell’articolo 33, comma 6, della legge n. 99/09, alle RIU continuano ad applicarsi le modalità di determinazione dei corrispettivi*

⁵ In coerenza con tale collegamento funzionale tra il servizio di dispacciamento e quello di trasporto, l’articolo 4 della deliberazione n. 111/06 prevede, da un lato, che il soggetto che stipula il contratto di dispacciamento con Terna sia lo stesso che concluso quello di trasporto con l’impresa distributtrice (comma 4.1), dall’altro lato, che la (preventiva) conclusione del contratto di dispacciamento sia condizione necessaria per accedere al servizio di trasporto (comma 4.7).

⁶ Tale principio non è contraddetto dal fatto per cui le imprese distributrici (ai fini della fatturazione del servizio di trasporto ai propri utenti) utilizzano direttamente il dato di misura rilevato ai sensi del TIT. Ciò è possibile infatti perché le stesse imprese distributrici collaborano all’erogazione del servizio di dispacciamento in forza di specifici obblighi di trasmettere a Terna i dati di misura aggregati per utente ed area territoriale (commi 12.3 e 38.1, lettera *b*, del TIS). Tali adempimenti sono finalizzati a garantire la corrispondenza tra i prelievi misurati e aggregati per utenti (dalle imprese distributrici) e i prelievi determinati in modo aggregato per il medesimo utente (da Terna).

[richiamati alla precedente lettera (a)] *stabilite dal decreto legislativo n. 79/99 e dai suoi provvedimenti attuativi, che prevedono l'applicazione dei suddetti corrispettivi esclusivamente all'energia elettrica prelevata nei punti di connessione con le reti pubbliche*" (articolo 7, comma 2).

4.10. Inoltre il DM 10.12.10 dà atto della precedente situazione di incertezza sulla corretta applicazione dei corrispettivi di trasporto, intervenendo a regolare i possibili effetti delle erronee applicazioni dei corrispettivi, rispetto al criterio chiarito dal sopra richiamato articolo 7, comma 2. In particolare, l'articolo 7, comma 3, del decreto prevede che *"l'Autorità verifica che eventuali oneri a carico degli esercenti dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica derivanti dall'applicazione del comma 2, siano compensati"*.

4.B. Analisi delle condotte ai fini dell'erogazione del servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) nell'ambito del Polo di Terni

4.11. L'energia elettrica effettivamente prelevata dal sistema nazionale presso la connessione della RPT (ivi rilevati), da un punto di vista fisico corrisponde ai quantitativi di energia consumati dalle utenze connesse che non sono contestualmente "coperti" dall'energia prodotta dalla centrale connessa alla RPT.

4.12. Sino al 2004, Edison Energia garantiva la fornitura ai propri clienti, connessi alla RPT, mediante l'energia prodotta dalla centrale connessa alla medesima rete. Con effetto dall'1 gennaio 2005, in conseguenza della qualificazione della centrale alla stregua di unità di produzione rilevante, e la conseguente attribuzione ad essa di un autonomo punto di immissione (pur restando invariata la sua configurazione fisica),⁷ ai fini del dispacciamento:

- l'energia prodotta dalla centrale è stata considerata immessa direttamente nella rete di trasmissione nazionale;
- l'energia prelevata dalla RPT è stata determinata incrementando i prelievi rilevati presso l'interconnessione tra RPT e rete pubblica, con quantitativi prodotti dalla centrale e contestualmente consumati all'interno della RPT.

4.13. Ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di trasporto ai prelievi della PRT (ivi comprese le altre componenti di natura parafiscale), Enel Distribuzione ha considerato non i dati di consumo rilevati presso la connessione della RPT, come invece avrebbe dovuto secondo il chiarimento del DM 10.12.10, ma quelli determinati ai sensi del servizio di dispacciamento.

4.14. Al riguardo, Enel Distribuzione ha affermato che tale modalità applicativa le era stata indicata da Terna. In ogni caso il quadro normativo si presentava alquanto complesso e poco chiaro tanto che il DM 10.12.10, garantendo all'impresa distributrice che abbia erroneamente applicato i corrispettivi di trasporto la piena copertura degli oneri sostenuti in conseguenza alle restituzioni nei confronti degli utenti (articolo 7, comma 3), implicitamente ha riconosciuto la natura scusabile di tale eventuale errore.

⁷ Ossia di impianto di produzione indirettamente connesso alla rete di trasmissione nazionale, mediante una RIU.

- 4.15. Tale considerazione dovrebbe valere in misura maggiore laddove, come nel caso in esame, l'impresa distributrice abbia applicato i corrispettivi di trasporto attenendosi al principio generale ricavabile dalla deliberazione n. 111/06 (secondo cui i corrispettivi di trasporto si calcolano sull'energia determinata ai sensi del servizio di dispacciamento – *sub* 4.7).
- 4.16. L'erronea applicazione dei corrispettivi di trasporto da parte di Enel Distribuzione, pagati da Edison Energia e da Hera Comm, comporta (ai sensi dell'articolo 2033 c.c.) il diritto di queste ultime società di ripetere le somme versate. Analoga situazione dovrebbe valere anche per quanto riguarda il servizio erogato da Enel Distribuzione nei confronti di ESE e di Enel Energia, rispettivamente, per il periodo 1 febbraio – 30 aprile 2008 e per il periodo 1 maggio 2008 – 31 gennaio 2009.
- 4.17. Quanto invece ai rapporti tra Enel Distribuzione ed Enel Energia, per il periodo decorrente dall'1 gennaio 2011, poiché risulta che l'impresa distributrice non ha ancora emesso alcuna fattura, essa dovrà provvedervi commisurando i corrispettivi ai soli prelievi effettuati presso la connessione della RPT.
- 4.18. In coerenza con quanto sopra, Edison Energia, con nota del 21 febbraio 2009, ha invitato Enel Distribuzione a provvedere alle dovute restituzione delle somme versate secondo un principio diverso da quanto previsto dal DM 10.12.10. Al riguardo, l'impresa distributrice, con nota del 18 maggio 2011, ha obiettato che la predetta restituzione è subordinata:
- (a) alla definizione della regolazione attuativa della disciplina delle RIU da parte dell'Autorità (ai sensi dell'articolo 33 della legge n. 99/09);
 - (b) alla definizione di appositi criteri di ripartizione delle somme dovute tra i diversi utenti cui sono stati associati, in uno stesso periodo temporale, i clienti asserviti alla medesima RIU. Al riguardo, Enel Distribuzione dichiara che la RPT, *“ad eccezione di Meraklon è stata servita da Edison Energia sino all'1 luglio 2009, mentre il cliente Meraklon è stato servito da Edison Energia fino al 31 gennaio 2008 e da altri esercenti nei periodi successivi”*.
- 4.19. In realtà, l'omessa adozione da parte dell'Autorità della regolazione delle RIU, attuativa della legge n. 99/09, non costituisce un reale ostacolo per le restituzioni cui Enel Distribuzione è tenuta nei confronti di Edison Energia, almeno per l'intero periodo in cui quest'ultima società ha fornito l'intero Polo di Terni (1 gennaio 2005 – 31 gennaio 2008). In tale periodo, infatti, come affermato dalla stessa Enel Distribuzione, era identificato un solo punto di prelievo per l'intera RPT oggetto dei contratti di dispacciamento e di trasporto di Edison Energia, la quale è l'unica controparte di Enel Distribuzione per il servizio di trasporto erogato presso l'unico punto di prelievo della RPT.
- 4.20. Rispetto al servizio prestato presso tale unico punto, sulla base di quanto dichiarato da Enel Distribuzione, non vi sono elementi ostativi alle restituzioni da parte di questa società che è in grado di calcolare (e quindi di quantificare) le somme indebitamente percepite mediante l'automatica applicazione del criterio definito dall'articolo 33 della legge n. 99/09 (come chiarito dal DM 10.12.10).

- 4.21. Diversa considerazione, invece, deve essere compiuta per quanto riguarda la restituzione delle somme indebitamente percepite da Enel Distribuzione durante il periodo decorrente dall'1 febbraio 2008 (data di effetto dello *switching-out* di Edison Energia con riferimento all'utenza connessa alla RPT intestata a Meraklon). Da tale data, infatti, è stato identificato un nuovo punto di prelievo relativo alla RPT, punto che è stato servito da un società diversa da Edison Energia.
- 4.22. In tale contesto, risulta pertanto anche necessario identificare un criterio in base al quale "ripartire" tra i diversi punti di prelievo individuati nell'ambito della RPT – punto di prelievo della intera RPT e punto di prelievo di Meraklon – i consumi rilevati presso il primo di essi.
- 4.23. Un tale criterio di riparto, risulta infine necessario per i periodi successivi all'1 gennaio 2011, atteso che, ad oggi, Enel Distribuzione ha identificato un punto di prelievo per ogni utenza di consumo connessa alla RPT, con la conseguenza che potenzialmente tali punti potrebbero essere oggetto di richieste di *switching* presentate da venditori diversi.

4.C. Analisi della situazione attuale e connesse esigenze di tutela

- 4.24. La prima esigenza di tutela che emerge dal quadro descritto nei paragrafi precedenti è quella di identificare un criterio che consenta di ripartire, tra l'insieme dei punti di prelievo relativi al Polo di Terni (punto della RPT e punto delle utenze di consumo connesse), i quantitativi di energia rilevati presso la connessione della RPT, sui quali calcolare i corrispettivi di trasporto (trasmissione e distribuzione), ivi comprese le componenti a copertura degli oneri di sistema.
- 4.25. Tale criterio è necessario, innanzi tutto, per la gestione "futura" della RPT, almeno sino a quando non sarà stata adottata dall'Autorità la disciplina attuativa dell'articolo 33 della legge n. 99/09.
- 4.26. Inoltre, la necessità di tale criterio rileva anche per la gestione delle restituzioni dovute da Enel Distribuzione per il servizio svolto in passato, almeno nei periodi in cui i punti individuati nell'ambito della RPT erano serviti da società diverse.
- 4.27. La seconda esigenza di tutela riguarda l'incertezza derivante dall'assenza di un accordo transitorio per la gestione della RPT. Come già detto, tale accordo non risulta ad oggi ancora concluso in quanto i soggetti interessati (in particolare Enel Distribuzione ed Edison) non hanno trovato una convergenza sulle modalità di fatturazione dei corrispettivi di trasporto.
- 4.28. Più in particolare, Enel Distribuzione, nella predisposizione della Bozza di Accordo, aveva proposto che l'impresa distributrice fatturasse il servizio al gestore della RPT, il quale a sua volta avrebbe dovuto provvedere alla fatturazione alle singole utenze connesse. Edison ha contestato tale impostazione, sostenendo che il rapporto contrattuale avente ad oggetto il servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) intercorra tra impresa distributrice e l'utente che ha ottenuto lo *switching* presso il punto della RPT (e degli eventuali punti di prelievo delle unità di consumo sottese eventualmente individuati). Rispetto a tale rapporto il gestore della RPT sarebbe del tutto estraneo.

- 4.29. La diversa configurazione sulle modalità di fatturazione del servizio di trasporto rileva ai fini del rischio del mancato pagamento dei corrispettivi da parte delle utenze sottese. Infatti, come ricordato in precedenza, la risoluzione dei contratti di fornitura da parte di Edison Energia nei confronti delle utenze finali connesse alla RPT (in disparte la gestione del rapporto con Meraklon), prende origine da un contenzioso nato con tali utenze che, dal 2005 (per effetto della qualificazione della centrale connessa alla RPT tra le unità rilevanti), rifiutavano di pagare i corrispettivi di trasporto calcolati sulla base dell'energia dispacciata nella RPT, e non più su quella rilevata alla relativa connessione.
- 4.30. Con il DM 10.12.10, il quale chiarisce la corretta modalità di fatturazione, coerente con le pretese delle utenze sottese alla RPT, il predetto rischio da inadempimento dovrebbe ridursi.

5. Gestione del Polo di Terni ed erogazione del servizio di salvaguardia

- 5.1 Le vicende descritte *sub 2* evidenziano un terzo ambito di problemi relativo all'erogazione del servizio di salvaguardia dell'energia elettrica svolto da Hera Comm.
- 5.2 In particolare le anomalie riscontrate riguardano le difficoltà incontrate da Hera Comm ai fini della corretta fatturazione dell'energia elettrica fornita alle utenze di consumo del Polo di Terni per i seguenti periodi:
- (a) per il periodo compreso tra l'1 luglio 2009 e il 31 dicembre 2010, in cui il servizio di salvaguardia è stato prestato con riferimento al punto di prelievo della RPT (in seguito allo *switching-out* compiuto da Edison Energia – *sub 3.35-3.36*);
 - (b) per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2010 e il 31 dicembre 2010, in cui il servizio di salvaguardia è stato prestato con riferimento al punto nella titolarità del cliente Meraklon (in seguito allo *switching-out* di Enel Energia – *sub 3.32-3.33*).
- 5.3 Attualmente, Hera Comm non svolge più il servizio di salvaguardia presso il Polo di Terni (dall'1 gennaio 2011, l'esercente la salvaguardia è la società Enel Energia S.p.A.).
- 5.4 Per i predetti periodi di tempo, Hera Comm, pur avendo acquistato l'energia prelevata, e pur avendo versato i corrispettivi per i servizi di dispacciamento e di trasporto (salvo per quanto riguarda le componenti relativi alla distribuzione, il cui pagamento è stato sospeso dal marzo 2010), ha incontrato una serie difficoltà nell'ottenere il pagamento dei corrispettivi ad essa dovuti, che risultano ancora oggi non pagati.
- 5.5 Più in particolare, Hera Comm ha dichiarato di essere titolare di crediti per un importo complessivo stimato in circa euro 25.209.810,73, di cui:
- (a) 21.188.691,21 euro, per il servizio prestato relativamente all'ipotesi *sub 5.2*, lett. (a) (presso il punto di prelievo della RPT, intestato ad Edison);
 - (b) 4.021.119,52 euro, per il servizio prestato relativamente all'ipotesi *sub 5.2*, lett. (b) (presso il punto di prelievo sotteso alla RPT, intestato a Meraklon).
- 5.6 Con riferimento a tale situazione, la deliberazione VIS 5/11 evidenzia la necessità di valutare gli elementi che hanno impedito od ostacolato Hera Comm nella regolare fatturazione (e la relativa gestione del credito), anche al fine di verificare l'esigenza di garantire l'equilibrio economico e finanziario della società (anche mediante eventuali provvedimenti d'urgenza).
- 5.7 A quest'ultimo riguardo, occorre ricordare che, ai sensi deliberazione ARG/elt 4/08 (articolo 19), nei casi di clienti finali c.d. morosi, per i quali non sia possibile eseguire la sospensione della fornitura (c.d. clienti non disalimentabili), la continuità della fornitura è comunque assicurata dagli esercenti la salvaguardia (ovvero dagli esercenti la maggior tutela). Per tale motivo, l'Autorità ha ritenuto necessario definire, con provvedimento ancora da adottare, “*modalità che concorrano alla copertura, secondo meccanismi incentivanti, degli oneri sostenuti dagli esercenti la maggior tutela e dagli esercenti la salvaguardia relativi alla*

morosità dei clienti non disalimentabili” (ultimo ritenuto deliberazione ARG/elt 4/08). A tale fine, con DCO 24/11 l’Autorità ha illustrato i propri orientamenti per l’implementazione di un meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia in relazione alla fornitura di clienti finali non disalimentabili nonché per la definizione delle modalità di recupero e gestione del credito relativo alle medesime forniture.

5.A. Vicende ed esigenze relative al servizio erogato presso il punto di prelievo della RPT

- 5.8 Per quanto riguarda l’erogazione del servizio di salvaguardia, relativa all’energia prelevata presso il punto della RPT, dall’esame della documentazione acquisita, emerge che Hera Comm non è stata in grado di fatturare correttamente il servizio in quanto i dati identificativi del punto di prelievo della RPT, attivato da Enel Distribuzione, non corrispondevano al titolare del punto.
- 5.9 Al riguardo, occorre ricordare che, ai sensi del comma 4.5 del TIV, il rapporto contrattuale tra cliente finale ed esercente il servizio di salvaguardia si instaura con l’inserimento del punto di prelievo del cliente nel contratto di dispacciamento dell’esercente la salvaguardia. Responsabile di tale inserimento è l’impresa distributrice che (ai sensi dell’articolo 5 della deliberazione ARG/elt 42/08) vi provvede autonomamente qualora, in seguito ad una richiesta di *switching-out* dell’utente uscente, accerti che per il punto non sono state formulate richieste di accesso (*switching-in*) da parte di nuovi utenti entranti.
- 5.10 In altre parole, il contratto di fornitura tra esercente la salvaguardia e cliente finale è un contratto di fatto che si instaura ad opera di un soggetto terzo (l’impresa distributrice, che inserisce il punto di prelievo nel contratto di dispacciamento dell’esercente la salvaguardia). Per questo motivo, la regolazione dell’Autorità pone in capo all’impresa distributrice l’obbligo di informare l’esercente la salvaguardia dell’avvenuta conclusione del contratto nonché dei dati identificati del cliente finale (si veda *sub* 3.10). Come si nota, tali adempimenti informativi sono importanti per l’esercente la salvaguardia che altrimenti difficilmente sarebbe in grado di conoscere l’esistenza del rapporto contrattuale nonché della relativa controparte acquirente.
- 5.11 Nel caso in esame, in seguito allo *switching-out* di Edison Energia, con l’inserimento del punto della RPT nel contratto di dispacciamento di Hera Comm, si è instaurato – a far data dall’1 luglio 2009 – il relativo contratto di fornitura. Tuttavia, le erronee informazioni sull’identità del titolare del punto, trasmesse da Enel Distribuzione a Hera Comm, hanno impedito a quest’ultima di fatturare correttamente il servizio comunque erogato.
- 5.12 A fronte di tale situazione, Hera Comm ha posto in essere una serie di iniziative orientate a risolvere l’anomala gestione della RPT, anche mediante il coinvolgimento di Enel Distribuzione, Edison e ASM Terni, al fine di poter correttamente fatturare le prestazioni erogate alla RPT e alle utenze ad essa sottese.
- 5.13 Più in dettaglio, dall’esame della documentazione acquisita emerge che:
- dopo la prima contestazione della fattura emessa da Hera Comm al cliente finale erroneamente indicato da Enel Distribuzione (la società Treofan Italy),

cui ha fatto seguito un incontro anche con altri clienti allacciati alla RPT, nonché ulteriore corrispondenza (da cui Hera Comm ha appreso che il punto indicato da Enel Distribuzione identificava una RIU), nel settembre 2009, Hera Comm ha: (i) informato Enel Distributrice dell'anomala situazione riscontrata; (ii) chiesto di verificare e rettificare l'intestazione del POD, ai fini della corretta fatturazione del servizio anche alle altre utenze sottese; (iii) chiesto indicazioni sulle modalità applicative dei corrispettivi di trasporto (trasmissione e distribuzione) e di dispacciamento;

- ciononostante, il mese successivo, Enel Distribuzione ha confermato la correttezza dell'intestazione del POD al cliente finale (Treofan Italy);
- permanendo la predetta situazione, Hera Comm (il 21 ottobre 2009) ne ha dato informazione all'Autorità e ha rinnovato l'invito a Enel Distribuzione di porre rimedio alla situazione anomala;
- Enel Distribuzione, nel mese di gennaio 2010, ha: (i) chiarito che la RPT era di proprietà di Edison, e (ii) illustrato le modalità con cui erano stati gestiti i servizi di trasporto e dispacciamento nel periodo in cui la rete era servita da Edison Energia; Hera Comm si è pertanto ulteriormente attivata, da un lato, investendo della questione l'Autorità e il MSE anche al fine di adottare una regolazione completa del fenomeno delle RIU; dall'altro lato, chiedendo chiarimenti ad Edison;
- in seguito a tali iniziative, sino al luglio 2010, sono intercorse una serie di comunicazioni tra Enel Distribuzione ed Edison contenenti una serie di reciproche contestazioni; peraltro, Enel Distribuzione si era attivata al fine di ottenere da Edison le informazioni sulle misure delle utenze sottese alla RPT, senza che quest'ultima prestasse la richiesta collaborazione;
- in seguito alla deliberazione ARG/elt 66/10 (che ha classificato la RPT tra le RIU), nell'agosto 2010, Enel Distribuzione ha rettificato – con effetto dall'1 luglio 2009 – i dati identificativi del punto di prelievo della RPT assegnando il relativo POD a Edison, nei cui confronti Hera Comm ha emesso nuove fatture per l'intero servizio; tali fatture sono state contestate da Edison con cui tutt'ora pendente una controversia di fronte al giudice ordinario;
- nell'ottobre 2010, si è svolto presso la sede dell'Autorità un incontro, promosso dagli Uffici, tra Hera Comm e gli altri soggetti interessati, in esito al quale Enel Distribuzione, ASM Terni ed Edison hanno posto in essere attività finalizzate al raggiungimento di un accordo (di natura transitoria) per la gestione della PRT; accordo, tuttavia, non è ancora stato concluso;
- a fine novembre, Hera Comm, anche a fronte del perdurante stato di incertezza sulla gestione del Polo di Terni, ha deciso di non partecipare alle procedure di selezione dell' esercente la salvaguardia nelle regioni Umbria e Marche, e pertanto, dall'1 gennaio 2001, essa ha cessato di erogare il servizio presso la RPT;
- nel febbraio 2011, Enel Distribuzione ha identificato, per ciascuna delle utenze connesse alla RPT, un punto di prelievo, cui ha associato il relativo POD, con decorrenza dall'1 gennaio 2010.

- 5.14 I fatti sopra richiamati evidenziano il permanere di una grave situazione di incertezza avente ad oggetto, prima di tutto, l'individuazione stessa dei rapporti contrattuali di fornitura, e delle rispettive parti acquirenti, per l'intero periodo in cui Hera Comm ha prestato il servizio. Infatti:
- (a) dopo la prima erronea indicazione circa il soggetto titolare del punto di prelievo della RPT, da parte di Enel Distribuzione, quest'ultima (nell'agosto 2010) ha rettificato la titolarità del punto attribuendola a Edison (in quanto gestore della RPT): tale rettifica da parte dell'impresa distributrice ha comportato la rettifica del soggetto acquirente del rapporto di fornitura con Hera Comm;
 - (b) peraltro con effetto dall'1 gennaio 2010, Enel Distribuzione ha identificato nuovi punti di prelievo in relazione a ciascuna delle utenze connesse con la RPT; al riguardo, l'impresa distributrice non ha chiarito né il motivo per cui l'individuazione dei nuovi punti debba decorrere dall'1 gennaio 2010, né come tali punti siano stati "trattati" ai fini del dispacciamento per l'intero anno 2010: in particolare, Enel Distribuzione non ha chiarito se:
 - (b1) anche tali punti sono stati inseriti nel contratto di dispacciamento di Hera Comm, con la conseguente identificazione di nuovi rapporti di fornitura (e corrispondenti parti acquirenti);
 - (b2) in conseguenza dei prelievi attribuiti a questi ultimi punti (per l'anno 2010), siano stati rideterminati (in proporzionale riduzione) i prelievi attribuiti al punto dell'intera RPT (intestato a Edison).
- 5.15 Una esigenza che emerge da tale contesto è pertanto quella di chiarire il quadro delle relazioni contrattuali che devono considerarsi concluse da Hera Comm per i quantitativi di energia ad essa attribuiti in prelievo dal sistema nazionale (rete pubblica) con riferimento al punto di prelievo della RPT nell'intero periodo di esercizio (1 luglio 2009 – 31 dicembre 2010).
- 5.16 Tale esigenza, avrebbe potuto in parte trovare tutela nell'accordo per la gestione transitoria della RPT (tra Enel Distribuzione, Edison e ASM Terni), qualora tale accordo avesse consentito di attribuire un punto di prelievo a ciascuna utenza di consumo connessa alla RPT (con decorrenza almeno dall'1 luglio 2009): in tal modo, infatti, l'energia complessivamente determinata in prelievo dal sistema nazionale sarebbe stata "ripartita" tra i singoli punti di prelievo (tra cui anche il punto della RPT attribuito al gestore della stessa) e conseguentemente fatturata da Hera Comm.
- 5.17 Al riguardo, si deve osservare che un tale accordo, sebbene concluso in un momento successivo all'1 luglio 2009, non si porrebbe in contrasto con la regolazione dell'Autorità in materia di *switching*, in particolare con il divieto di c.d. *switching* retroattivo. Nel caso di specie, infatti, la responsabilità di Hera Comm per i prelievi di energia dal sistema nazionale (c.d. rete pubblica) non varierebbe nel tempo. Si tratterebbe soltanto di una diversa "ripartizione", dell'energia complessivamente determinata in prelievo, tra una pluralità di soggetti titolari di impianti di consumo.
- 5.18 Tuttavia, anche qualora intervenisse un accordo di gestione della RPT nei termini sopra descritti, permarranno alcune criticità relative al rischio connesso con il

buon esito dei pagamenti delle fatture che verrebbero emesse da Hera Comm per importi molto elevati (corrispondenti ai crediti maturati per circa un anno e mezzo di servizio).

- 5.19 Al riguardo, occorre ricordare che i corrispettivi da fatturare dovrebbero comunque essere ricalcolati per quanto riguarda le componenti relative al servizio di trasporto e agli oneri di sistema, in coerenza con il chiarimento introdotto dal DM 10.12.10 (in forza del quale, inoltre, Enel Distribuzione dovrebbe ai necessari conguagli nei confronti di Hera Comm – *sub* 4). Quest'ultima circostanza dovrebbe contenere almeno in parte il rischio del mancato pagamento, atteso che uno dei principali motivi di contenzioso tra Edison Energia e le utenze sottese del Polo di Terni consisteva proprio nel fatto che queste ultime si rifiutavano di pagare i corrispettivi di trasporto così come (erroneamente) applicati dal 2005.
- 5.20 Peraltro, ciò non esclude il rischio di inadempimento da parte delle utenze del Polo di Terni.
- 5.21 In caso di inadempimento, Hera Comm, poiché ad oggi non ha in esecuzione alcun rapporto con tali utenze, non avrebbe titolo per ottenere la sospensione della fornitura (ai sensi della deliberazione ARG/elt 04/08). In tale situazione, pertanto, Hera Comm si troverebbe in una posizione analoga a quella di un venditore controparte di un cliente moroso non disalimentabile, con l'esigenza quindi di ottenere una copertura degli oneri (nei termini annunciati dalla deliberazione ARG/elt 4/08).

5.B. *Vicende ed esigenze relative al servizio erogato presso il punto di prelievo della utenza Meraklon*

- 5.22 Per quanto riguarda il punto di prelievo intestato a Meraklon, invece, la difficoltà di Hera Comm di ottenere il pagamento delle fatture per il servizio prestato è connessa all'inadempimento del cliente e alle difficoltà incontrate da Hera Comm nella sospensione della relativa fornitura (ai sensi della deliberazione ARG/elt 4/08). In particolare, dalla documentazione acquisita emerge che:
- il punto di prelievo intestato all'utenza Meraklon è stato attribuito a Hera Comm, in qualità di esercente il servizio di salvaguardia, con effetto dall'1 febbraio 2010; le prime fatture emesse da Hera Comm nel maggio 2010 sono state contestate da Meraklon che ha rifiutato i pagamenti. Pertanto, nel luglio 2010, Hera Comm ha chiesto a Enel Distribuzione di sospendere l'alimentazione del punto di prelievo ai sensi della deliberazione ARG/elt 4/08;
 - a tale richiesta, tuttavia, Enel Distribuzione (nello stesso mese di luglio) rispondeva di non potervi dare seguito in quanto il punto di prelievo in oggetto era connesso con la RPT gestita da Edison (e non era ancora stata adottata dall'Autorità la regolazione in materia di RIU attuativa dell'articolo 33 della legge n. 99/09); a tale indicazione Edison replicava di non essere titolare di concessioni di distribuzione. Peraltro, da ulteriore corrispondenza tra quest'ultima società ed Enel Distribuzione, Edison dichiarava di non poter provvedere alla disalimentazione del punto di prelievo in assenza di una richiesta da parte di Enel Distribuzione;

- in seguito a nuove richieste di Hera Comm di sospendere la fornitura, e alla conseguente interazione tra Enel Distribuzione ed Edison, il 2 dicembre 2010, quest'ultima ha comunicato che avrebbe posto in essere le attività necessarie alla disalimentazione dell'impianto di Meraklon, programmando l'intervento per il 6 dicembre successivo;
- in pari data, inoltre, Edison ha informato Enel Distribuzione e Hera Comm che, all'impianto di consumo di Meraklon era connesso un altro impianto di consumo (nella titolarità della società Mirakrom S.r.l.), confermando comunque l'intervento di disalimentazione programmato per il 6 dicembre 2010;
- il 6 dicembre 2010, il Sindaco di Terni, con ordinanza n. 20178/2010, ha vietato a Edison di procedere alla disconnessione dell'unità di consumo di Meraklon, rendendo impossibile l'intervento;
- l'ordinanza del Sindaco è stata da questi revocata il 10 gennaio 2011 (con decreto n. 2882/2011), ossia in un momento in cui il punto di prelievo di Meraklon non era più servito da Hera Comm; pertanto, Enel Distribuzione ha comunicato a Hera Comm l'impossibilità di completare le attività di sospensione della fornitura.

5.23 Quanto sopra evidenzia che, nonostante i diversi tentativi di Hera Comm, il cliente Meraklon si è rivelato nei fatti non disalimentabile.

5.24 L'impossibilità di procedere alla fisica disconnessione dell'utenza di consumo è dipesa dal concorso di due circostanze. In primo luogo, dall'assenza di un accordo (tra Enel Distribuzione, Edison e ASM Terni) per la gestione della RPT (almeno sotto il profilo dell'attuazione della deliberazione ARG/elt 4/08), assenza che ha ritardato (di circa 5 mesi) i necessari interventi. La seconda circostanza consiste nell'ordinanza del Sindaco che ha temporaneamente impedito di completare gli interventi di disalimentazione. Peraltro, sebbene temporanea, l'ordinanza ha impedito definitivamente l'esercizio del diritto di Hera Comm di sospendere la fornitura.

5.25 Pertanto, rispetto al servizio prestato con riferimento ai prelievi presso il punto di prelievo di Meraklon, le esigenze di Hera Comm sono quelle che caratterizzano un esercente la salvaguardia di fronte a un cliente moroso non disalimentabile.

6. Conclusioni

6.1 Come evidenziato *sub* 1.B, l'indagine conoscitiva avviata con la deliberazione VIS 5/11 ad oggetto la verifica:

- (a) delle condotte tenute dagli operatori coinvolti nella gestione della RPT e nell'erogazione dei servizi di dispacciamento, trasporto (trasmissione e distribuzione), con particolare riferimento ai profili di coerenza dei comportamenti tenuti con la regolazione dell'Autorità;
- (b) delle eventuali esigenze di tutela che potrebbero costituire presupposto per interventi di competenza dell'Autorità.

6.2 Di seguito si rappresentano sinteticamente gli esiti delle analisi condotte nei paragrafi precedenti.

6.A. *Sulle condotte degli operatori coinvolti*

6.3 Per quanto riguarda le condotte dei soggetti coinvolti, le anomalie connesse con la gestione della RPT sono state originate dall'erronea gestione, da parte di Enel Distribuzione, della richiesta di *switching-out* di Edison Energia relativa al punto di prelievo dell'intera RPT, nonché della conseguente attivazione del servizio di salvaguardia. Infatti, Enel Distribuzione ha attivato il servizio di salvaguardia per tale punto (corrispondente ai consumi dell'intera RPT ad eccezione dell'utenza Meraklon) identificando quale titolare del punto una delle utenze connesse alla RPT (*sub* 3.B.2).

6.4 Tale condotta è stata posta in essere dalla società che pure era a conoscenza del fatto che: (i) il punto di prelievo in questione riguardava una infrastruttura di rete (e non un semplice impianto di prelievo); (ii) il gestore della rete era Edison; (iii) alla rete erano connesse una pluralità di unità di consumo, i cui titolari erano stati comunicati a Enel Distribuzione sia da Edison (nel 2007), sia da Edison Energia (in occasione dello *switching-out*).

6.5 Inoltre, l'anno precedente Enel Distribuzione aveva dato seguito ad analoga richiesta di *switching-out* di Edison Energia relativamente ad una delle utenze connesse alla RPT (l'utenza Meraklon), ponendo in essere un comportamento quasi antitetico a quello sopra rilevato, ossia: (i) identificando uno specifico punto di prelievo per l'utenza Meraklon (rispetto al quale ha attivato il servizio di salvaguardia) e (ii) modificando, ai fini del dispacciamento, il criterio di attribuzione dell'energia al punto di prelievo della RPT.

6.6 Altra evidenza che emerge dalle analisi compiute (*sub* 3.B.4) riguarda l'anomalo comportamento di ASM Terni che, da un lato, pretende (e ottiene) da Edison la trasmissione (in via esclusiva) dei dati di consumo relativi alle utenze connesse alla RPT, dall'altro lato, tuttavia, omette di utilizzare tali informazioni ai fini dell'erogazione del servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione). Tale comportamento ha accresciuto la situazione di incertezza e le difficoltà nella gestione dei servizi presso la RPT.

6.7 Ulteriore evidenza riguarda l'inerzia della stessa Edison, gestore della RPT, rispetto alle anomalie riscontrate nell'erogazione dei servizi rispetto alle utenze connesse alla sua rete (*sub* 3.B.4). Al riguardo, dalla documentazione acquisita è

emerso anche che Edison ha rifiutato di prestare a Enel Distribuzione la collaborazione, da questa richiesta, per risolvere i problemi incontrati da Hera Comm nell'erogazione del servizio di salvaguardia.

- 6.8 Le predette condotte, a diverso titolo, hanno concorso a determinare, o comunque ad aggravare o a prolungare nel tempo, le disfunzioni riscontrate nella gestione dei servizi di dispacciamento, trasporto e salvaguardia presso la RPT.
- 6.9 Tuttavia, non emergono profili di responsabilità, sotto il profilo soggettivo, delle imprese richiamate per eventuali violazioni della disciplina dell'Autorità. Infatti, sebbene (nei termini evidenziati *sub 3.A* e *sub 4.A*) la regolazione generale dei servizi fosse astrattamente applicabile anche alle RIU, tuttavia v'era una notevole incertezza sull'applicabilità di tale regolazione alla situazione concreta.
- 6.10 Il principale elemento di incertezza riguarda la stessa possibilità di classificare la RPT nell'insieme delle RIU: è solo con la deliberazione ARG/elt 66/10 che l'Autorità è intervenuta a fare chiarezza sul punto, in esito a un procedimento che, in primo momento, aveva addirittura indotto una erronea classificazione della RPT nell'ambito delle reti con obbligo di connessione di terzi (*sub 3.26*). Inoltre, i comportamenti delle società potrebbero al più risultare contrastanti con il DM 10 dicembre 2010, e quindi sarebbero estranee dall'ambito dei poteri sanzionatori dell'Autorità.

6.B Sulle esigenze di tutela ancora attuali

- 6.11 Le analisi compiute nel presente Resoconto evidenziano il permanere di situazioni potenzialmente lesive di diritti degli utenti dei servizi di dispacciamento, trasporto (trasmissione e distribuzione), nonché del servizio di salvaguardia.

6.B.1. Esigenze degli utenti del servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) erogato da Enel Distribuzione alla restituzione degli importi indebitamente versati

- 6.12 In primo luogo, emerge l'esigenza degli utenti del servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione), cui sono stati applicati corrispettivi calcolati sull'energia dispacciata nella RPT e non sui dati di misura in prelievo rilevati presso il punto di interconnessione della RPT e della rete pubblica, di ottenere la restituzione delle somme versate all'impresa distributrice (*sub 4.B* e *sub 4.C*). Al riguardo, sulla base degli elementi acquisiti, gli utenti del servizio di trasporto interessati risultano essere Edison Energia, ESE, Enel Energia ed Hera Comm.
- 6.13 Rispetto ai rapporti nei confronti delle società sopra richiamate, occorre distinguere i periodi nei quali il servizio di trasporto relativo alla pluralità di punti della RPT è stato erogato nei confronti di utenti diversi. Ai fini dell'adempimento dell'obbligo di restituzione è necessario definire un criterio per ripartire tra i diversi utenti del servizio di trasporto i quantitativi di energia complessivamente rilevati in prelievo presso l'interconnessione tra la RPT e la rete pubblica.
- 6.14 Nei restanti casi, Enel Distribuzione risulta essere in grado di provvedere immediatamente alle dovute restituzioni, in quanto la presenza di un solo utente, nei cui confronti la società ha dichiarato di aver erogato il servizio di trasporto per l'intera RPT, renderebbe superflua l'adozione di criteri di riparto dell'energia rilevata in prelievo presso l'interconnessione tra la RPT e la rete pubblica (tali

criteri di riparto, come si dirà meglio *sub* 6.B.2, sono comunque necessari per consentire agli esercenti la corretta fatturazione del servizio ai clienti connessi con la RPT).

6.15 Tuttavia, con la nota del 18 maggio 2011, Enel Distribuzione ha manifestato l'intenzione di non restituire le somme fino all'adozione da parte dell'Autorità della regolazione delle RIU. Tale regolazione attuativa, in realtà, non è necessaria ai fini delle predette restituzioni le quali sono dovute sulla base delle norme in materia di indebito oggettivo (art. 2033 c.c.), per il solo fatto che gli utenti di Enel Distribuzione le hanno versato importi superiori a quelli dovuti in forza delle condizioni economiche del contratto di trasporto (*sub* 4B).⁸

6.B.2. Esigenze di Hera Comm al recupero degli oneri sostenuti per l'erogazione del servizio di salvaguardia presso il Polo di Terni

6.16 In secondo luogo, emerge l'esigenza di Hera Comm di recuperare i costi sostenuti per l'erogazione del servizio di salvaguardia presso la RPT nel periodo compreso tra l'1 luglio 2009 e il 31 dicembre 2010 (*sub* 5).

6.17 Rispetto al cliente finale Meraklon, Hera Comm si trova, di fatto, nella situazione di un esercente la salvaguardia di fronte a un cliente moroso non disalimentabile (*sub* 5.B).

6.18 Invece, per quanto riguarda il servizio erogato presso il punto di prelievo dell'intera RPT, in corrispondenza dei consumi delle altre utenze connesse alla RPT diverse da Meraklon, la prima esigenza (*sub* 5.A) è quella di identificare gli stessi rapporti di fornitura, e le relative controparti acquirenti, rispetto ai quali ripartire gli oneri sostenuti da Hera Comm per la fornitura del servizio comunque prestato (a tal fine è necessario disporre anche dei relativi elementi informativi per consentire a Hera Comm la conseguente fatturazione del servizio).

6.19 Tale esigenza è enfatizzata dalla perdurante situazione di incertezza che tuttora caratterizza la gestione della RPT: in particolare, oltre all'assenza di un accordo (pure temporaneo) per la gestione dell'impianto, Enel Distribuzione ha identificato dei punti di prelievo per ogni utenza di consumo connessa alla RPT, con effetto decorrente dall'1 gennaio 2010, senza chiarire il conseguente "trattamento" di tali punti sotto il profilo dell'erogazione dei servizi di dispacciamento, trasporto e salvaguardia.

6.20 Al riguardo, al fine di consentire la migliore gestione dei rapporti di fornitura sarebbe opportuno che l'individuazione dei punti di prelievo delle singole utenze di consumo connesse alla RPT decorresse almeno dall'1 luglio 2009. Tale soluzione consentirebbe a Hera Comm di fatturare il servizio prestato nei confronti delle singole utenze di consumo (nonché di Edison limitatamente alle quote rimanenti da imputare alla rete). In caso di inadempimento da parte dei clienti, oggi non più serviti da Hera Comm, quest'ultima si troverebbe in una situazione analoga a quella di un esercente la salvaguardia che serve un cliente moroso non disalimentabile.

⁸ Ai fini dell'adempimento dell'obbligo di restituire l'indebito, la regolazione dell'Autorità può rilevare soltanto ai fini della definizione del criterio di ripartizione *sub* 6.13.

6.B.3. Esigenze dei clienti finali connessi alla RPT e degli utenti dei servizi di dispacciamento e trasporto (trasmissione e distribuzione) alla corretta gestione della rete interna del Polo di Terni

- 6.21 In terzo luogo, anche in seguito alla identificazione da parte di Enel Distribuzione dei punti di prelievo per ogni utenza connessa alla RPT, permane l'esigenza di definire le modalità di gestione della RPT ai fini dell'erogazione dei servizi di dispacciamento e trasporto nonché dei servizi di vendita (*sub* 3.C).
- 6.22 Tale esigenza riguarda, prima di tutto, i clienti finali connessi alla RPT che dall'1 gennaio 2011 sono serviti in salvaguardia da Enel Energia e che stanno cercando nuove offerte sul mercato. Al riguardo, alcuni clienti finali, con lettera 3 giugno 2011, hanno evidenziato che:
- la principale difficoltà incontrata per poter accedere al libero mercato riguarda l'incertezza sull'applicazione dei corrispettivi di trasporto coerenti con quanto chiarito dal DM 10.12.10;
 - il protrarsi nel tempo del rapporto di fornitura in regime di salvaguardia comporta un significativo onere per i medesimi clienti, attesi gli elevati corrispettivi per il servizio praticati da Enel Energia (sotto tale aspetto, inoltre, occorre rilevare che l'identificazione dei POD di ciascuna utenza è avvenuta da parte di Enel Distribuzione con nota in data 15 febbraio 2011, con la conseguenza che – dati i tempi delle procedure di *switching* – tali utenze avrebbero potuto cambiare fornitore non prima dell'1 aprile successivo).
- 6.23 Inoltre, l'esigenza di una corretta gestione della RPT riguarda anche gli attuali (Enel Energia) e potenziali utenti dei servizi di dispacciamento e trasporto presso i punti di prelievo connessi con la RPT. Come visto *sub* 3.A.2, ai fini della corretta erogazione dei servizi, nelle more dell'adozione da parte dell'Autorità della regolazione attuativa dell'art. 33 della legge n. 99/09, è necessario che l'impresa distributrice (che identifica i predetti punti di prelievo e gestisce le relative procedure di *switching*) concluda un accordo con il gestore della RIU al fine di acquisire le informazioni necessarie sull'energia consumata dalle singole utenze, nonché al fine di poter dare esecuzione alle eventuali richieste dell'utente di sospendere la fornitura presso un'utenza per inadempimento del cliente finale.
- 6.24 Nel caso della RPT, un tale accordo – pure di natura transitoria – non è stato ancora concluso tra Enel Distribuzione, Edison e ASM Terni.
- 6.25 Infine, si pone l'ulteriore esigenza di rendere coerente con la regolazione dell'Autorità le modalità operative adottate da Enel Distribuzione per la gestione del punto di prelievo identificativo dell'intera RPT, le quali prevedono due distinti POD per il medesimo punto, uno funzionale all'erogazione del servizio di dispacciamento e uno per l'erogazione del servizio di trasporto (*sub* 3.61). Tale la scelta operativa risulta infatti incompatibile con la regolazione vigente che impone l'identità del punto di prelievo per ambedue i servizi di dispacciamento e trasporto.