

**PRESCRIZIONI E RACCOMANDAZIONI PER LA PREDISPOSIZIONE DEL
PIANO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE
DI CUI ALL'ARTICOLO 36 DEL DECRETO LEGISLATIVO 1 GIUGNO 2011, N. 93**

22 maggio 2013

PREMESSA

Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo n. 93/11) dispone che Terna S.p.A. (di seguito: Terna), in qualità di gestore del sistema di trasmissione, entro il 31 gennaio di ciascun anno, predisponga un Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (di seguito: Piano), basato su domanda e offerta esistenti e previste, e che il Ministro dello Sviluppo Economico, acquisito il parere delle Regioni interessate e tenuto conto delle valutazioni formulate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), approvi tale Piano.

Il medesimo decreto legislativo prevede che il Piano individui le infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete, nonché gli investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e una programmazione temporale dei progetti di investimento, secondo quanto stabilito nella concessione per l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica attribuite a Terna ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Il presente documento contiene prescrizioni e raccomandazioni dell'Autorità in relazione alla predisposizione del documento di pianificazione decennale della rete di trasmissione nazionale a partire dall'anno 2013. Gli elementi evidenziati nel presente documento saranno tenuti in considerazione dall'Autorità nel formulare le proprie valutazioni dei Piani successivi al 2012, ai sensi dell'articolo 36, comma 13, del decreto legislativo n. 93/11.

INDICE

1	EXECUTIVE SUMMARY	4
2	PRESCRIZIONI IN MERITO AI REQUISITI MINIMI DI TRASPARENZA E COMPLETEZZA DEL PIANO	5
	Indicazioni inerenti il coordinamento in ambito europeo	6
3	RACCOMANDAZIONI IN MERITO AGLI ASPETTI RILEVANTI SUL MERCATO ELETTRICO	7
	Osservazioni in merito agli investimenti che coinvolgono Paesi con mercati organizzati	7
	Osservazioni in merito agli investimenti che coinvolgono Paesi privi di mercati organizzati	8
	Raccomandazioni in merito alla priorità degli investimenti	9
4	PRESCRIZIONI E RACCOMANDAZIONI DI CARATTERE METODOLOGICO PER L'ELABORAZIONE DELL'ANALISI COSTI-BENEFICI	10
	Breve descrizione della metodologia applicata da Terna ai fini della definizione dell'indice IP..	10
	Prescrizioni e raccomandazioni di carattere metodologico.....	12
	Prescrizioni e raccomandazioni in merito ad alcuni parametri adottati da Terna nell'applicazione della metodologia.....	16
5	PRESCRIZIONI E RACCOMANDAZIONI IN MERITO ALL'ANALISI COSTI-BENEFICI RELATIVA AI SISTEMI DI ACCUMULO	18
	Tipologie di benefici dell'investimento in sistemi di accumulo	19
	Costi evitati per altri investimenti	21

1 EXECUTIVE SUMMARY

- 1.1 Con il presente documento l’Autorità formula le proprie prescrizioni e raccomandazioni per la predisposizione del documento di pianificazione decennale della rete di trasmissione nazionale (di seguito: *RTN*) di cui all’articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11, tenendo conto sia degli esiti della consultazione pubblica dello schema di Piano decennale di sviluppo della *RTN* relativo all’anno 2012 (di seguito: schema di Piano 2012), condotta ai sensi dell’articolo 36, comma 13, del decreto legislativo n. 93/11, sia delle finalità generali individuate dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, di garantire la promozione della concorrenza e dell’efficienza e di assicurare adeguati livelli di qualità del servizio.
- 1.2 In tale prospettiva, coerentemente con l’impostazione del Piano strategico dell’Autorità¹, le prescrizioni e raccomandazioni di cui al presente documento mirano a garantire che la pianificazione di Terna venga condotta secondo criteri di selettività, nell’interesse complessivo del sistema elettrico nazionale e dei clienti finali.
- 1.3 Di seguito, viene illustrata la sintesi delle principali prescrizioni e raccomandazioni, rinviando ai successivi capitoli del presente documento le relative analisi di dettaglio.
- 1.4 In primo luogo, si ritiene che il Piano debba garantire trasparenza e completezza di informazioni (si veda il capitolo 2); in particolare, il Piano dovrebbe contenere i seguenti requisiti informativi minimi:
- a) adeguata evidenza della corrispondenza causale tra una specifica criticità del sistema e l’intervento (o insieme di interventi) necessario alla sua risoluzione;
 - b) raccordo con i Piani di sviluppo precedenti, mediante una ricostruzione dell’evoluzione storica di ciascun intervento che evidenzia le principali modifiche e integrazioni intercorse nel tempo;
 - c) ulteriori informazioni di dettaglio, tra le quali si evidenziano in particolare:
 - o stato di avanzamento e tempistiche (anche stimate) di completamento delle opere, nonché eventuali potenziali criticità che potrebbero determinare ritardi;
 - o specifiche schede riepilogative di dettaglio per ciascun intervento;
 - o codifica univoca e stabile degli interventi di Piano;
 - d) adeguato raccordo tra gli interventi inclusi nel Piano e quelli contenuti negli strumenti di pianificazione predisposti in ambito comunitario.
- 1.5 Dal punto di vista degli aspetti rilevanti per il mercato elettrico (si veda il capitolo 3), si evidenzia che, in coerenza con i segnali provenienti dal mercato, risulta necessario attribuire la massima priorità alla realizzazione degli interventi di potenziamento della *RTN* finalizzati alla risoluzione delle congestioni interzonal e intrazonali.
- 1.6 Per quanto riguarda la metodologia di analisi costi-benefici (si veda il capitolo 4), si ritiene opportuno che l’analisi elaborata da Terna preveda anche:
- a) la definizione in dettaglio di uno o più scenari futuri rispetto ai quali valutare i benefici di un intervento, accompagnandoli con opportune analisi di sensitività;
 - b) l’individuazione delle possibili soluzioni alternative per ciascuna criticità rilevata e le motivazioni che orientano verso la soluzione prescelta;
 - c) la specificazione dei modelli utilizzati ai fini del calcolo dei benefici e delle relative assunzioni;

¹ Deliberazione 26 luglio 2012, 308/2012/A “Adozione del Piano strategico dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas, per il triennio 2012-2014”.

- d) la definizione di un complesso di benefici che intercetti i vantaggi rilevanti per il sistema, evitando accuratamente rischi di doppia contabilizzazione;
 - e) l'affinamento dei parametri relativi alla valorizzazione dei benefici e dei costi di investimento.
- 1.7 Sono infine riportate (si veda capitolo 5) alcune prescrizioni e raccomandazioni specifiche sull'analisi costi-benefici dei sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie (di seguito: SdA).

2 PRESCRIZIONI IN MERITO AI REQUISITI MINIMI DI TRASPARENZA E COMPLETEZZA DEL PIANO

- 2.1 Nel presente capitolo si riportano le prescrizioni dell'Autorità in merito ai requisiti minimi informativi che garantiscono la trasparenza e la completezza del Piano, ai fini di una maggiore comprensibilità delle proposte contenute da parte degli *stakeholder*.
- 2.2 Il Piano deve consentire un'agevole ricostruzione della corrispondenza causale tra una specifica criticità (ad esempio la risoluzione di una congestione interzonale) e l'intervento - o l'insieme di interventi (c.d. *cluster*) - necessari alla sua risoluzione, e consentire l'identificazione dell'effetto individuale e cumulato dei singoli interventi sulla risoluzione di tale criticità, anche attraverso valutazioni qualitative; in particolare, si rileva l'opportunità che all'interno del Piano siano evidenziati:
- a) i rapporti di complementarità tra gli interventi ed il contributo in termini percentuali di ogni singolo intervento del *cluster* alla risoluzione di una determinata criticità;
 - b) gli interventi che contribuiscono al perseguimento di altri ed ulteriori obiettivi (polifunzionalità).
- 2.3 Il Piano deve permettere un immediato e semplice raccordo tra i nuovi interventi di sviluppo proposti e gli interventi (in fase di autorizzazione, di realizzazione, o già completati) presenti nei Piani di sviluppo degli anni precedenti, al fine di ricostruire il complesso delle iniziative che incidono su una medesima sezione critica della rete, ed in particolare:
- a) quali criticità di rete residuano al completamento delle iniziative già incluse nei piani di sviluppo degli anni precedenti;
 - b) come e in quale misura le nuove iniziative di sviluppo vadano ad intercettare le criticità residue.
- 2.4 Sarebbe necessario che il Piano riportasse una specifica scheda riepilogativa che sintetizzi, per ciascun intervento:
- a) l'insieme delle opere associate a tale intervento;
 - b) la durata e la data stimata di completamento di ciascuna opera;
 - c) le tempistiche previste per il processo di concertazione, autorizzazione, realizzazione di ciascuna opera, evidenziando la presenza di eventuali criticità che possono impattare sulle tempistiche ipotizzate;
 - d) una codifica univoca degli interventi e delle relative opere associate che agevoli il monitoraggio dello sviluppo di ciascun progetto².

² L'Autorità ha peraltro già espresso tale esigenza con la deliberazione 228/2012/R/EEL nell'ambito dell'applicazione dei meccanismi di incentivazione degli investimenti per il periodo regolatorio 2012-2015: al fine di consentire un monitoraggio nel tempo dello stato di avanzamento degli interventi e del raggiungimento delle relative *milestone*, è stata prevista l'introduzione di un sistema di codifica e tracciabilità degli interventi e delle relative opere, che faccia riferimento ai sistemi di contabilità e di pianificazione dell'impresa.

- 2.5 La previsione delle tempistiche di realizzazione degli interventi e l'individuazione degli interventi prioritari, peraltro, costituiscono requisiti minimi richiesti dal quadro normativo in vigore, in particolare dall'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo n. 93/11, nonché dall'articolo 9 della convenzione per la disciplina della concessione relativa alle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica (adottata con decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005 e sue successive modifiche e integrazioni)³.

Indicazioni inerenti il coordinamento in ambito europeo

- 2.6 Con riferimento al mutato quadro normativo determinato dall'entrata in vigore del cosiddetto terzo pacchetto energia⁴, che ha imposto criteri di pianificazione coordinata in ambito europeo, emerge la necessità di consentire un maggior raccordo tra gli interventi di sviluppo inclusi nel Piano e gli interventi contenuti negli strumenti di pianificazione in ambito comunitario e regionale, vale a dire il Piano di Sviluppo Decennale della Rete elettrica Europea (*TYNDP*) e i Piani di Investimento regionali (*RIPs*)⁵. In particolare, si osserva l'opportunità di disporre degli elementi informativi necessari a verificare la coerenza, con particolare riferimento ai costi di investimento stimati e all'ordine di priorità degli interventi, tra il Piano e gli strumenti di pianificazione delle reti in ambito europeo.
- 2.7 Come già richiamato al precedente paragrafo 2.4, lettera d), si ravvisa la necessità che alle opere incluse nel *TYNDP* e nei *RIPs* sia associata la medesima codifica utilizzata nel Piano per l'identificazione dei progetti o dei *cluster* di progetti di interesse pan-europeo. Un maggiore allineamento tra il Piano e i *RIPs*, infatti, garantirebbe maggiore trasparenza e favorirebbe il dibattito anche sulle iniziative allo studio ed eventualmente realizzabili nel lungo periodo.
- 2.8 Inoltre, come raccomandato da *ACER* ad *ENTSO-E*, si ritiene utile che nel Piano venga data opportuna rilevanza alle iniziative di sviluppo delle interconnessioni da parte di soggetti terzi, al fine di assicurare la massima trasparenza sull'evoluzione del sistema di trasmissione nel suo complesso e, conseguentemente, di favorire il processo decisionale degli utenti. Il Piano, pertanto, potrebbe utilmente prevedere una specifica sezione contenente la descrizione dei progetti di terzi, con evidenza delle valutazioni in merito alla capacità di interconnessione resa disponibile a seguito di tali iniziative.

³ Al riguardo, occorre ricordare che il citato articolo 9 della convenzione prevede che il concessionario, al fine di assicurare uno sviluppo della *RTN* in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, ha l'obbligo di predisporre un piano di sviluppo che contenga i seguenti elementi:

- a) un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli interventi prioritari;
- b) l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
- c) una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;
- d) un impegno a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento, con indicatori specifici di risultato, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni;
- e) un'apposita sezione relativa allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

⁴ Il terzo pacchetto energia si compone delle seguenti Direttive e Regolamenti emanati dal Parlamento europeo e dal Consiglio in data 13 luglio 2009: Direttiva 2009/72/CE, Direttiva 2009/73/CE, Regolamento (CE) n. 713/2009, Regolamento (CE) n. 714/2009, Regolamento (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio.

⁵ Si tratta del Piano di Investimento Regionale *Continental Central South (RIP CCS)* e del Piano di Investimento Regionale *Continental South East (RIP CSE)*.

3 RACCOMANDAZIONI IN MERITO AGLI ASPETTI RILEVANTI SUL MERCATO ELETTRICO

- 3.1 Nel presente capitolo si riportano in sintesi le principali raccomandazioni dell’Autorità che hanno rilevanza sul mercato elettrico.

Osservazioni in merito agli investimenti che coinvolgono Paesi con mercati organizzati

- 3.2 La Strategia Energetica Nazionale (di seguito: SEN)⁶ descrive l’integrazione del mercato elettrico italiano con quello degli altri Paesi dell’Unione Europea (inclusa la Svizzera) come “...un processo che può offrire importanti margini di sviluppo della concorrenza interna e rappresentare, per il nostro sistema in forte sovraccapacità, un’opportunità di esportazione di energia – o di riduzione delle importazioni – e di nuovi servizi di ‘flessibilità’ che il sistema nazionale può offrire al sistema europeo...”. Nel corso degli ultimi anni, il differenziale fra i prezzi *spot* italiani e quelli dell’Europa centrale è stato pressoché costantemente positivo⁷. La progressiva dismissione del parco termoelettrico in Germania, Svizzera, Belgio e, parzialmente, Francia e il contestuale incremento dell’offerta di base in Italia, dovuto prevalentemente ai massicci investimenti nelle tecnologie di generazione da fonte rinnovabile, potrebbe, a tendere, rendere economicamente conveniente l’esportazione di energia o servizi di flessibilità dall’Italia centro-meridionale ai paesi dell’Europa centrale in un numero crescente di ore. Tale opportunità è tuttavia ostacolata dal persistere di significative congestioni sulla *RTN* e sarà quindi fortemente condizionata dallo sviluppo della medesima.
- 3.3 Ciò sembra trovare conferma anche negli esiti del mercato elettrico italiano durante le settimane della cosiddetta *emergenza gas* verificatasi nel mese di febbraio 2012 in cui, a causa delle basse temperature, si sono verificati eccezionali picchi di domanda nel sistema elettrico francese. L’andamento dei prezzi zionali registrati sul mercato italiano nel suddetto periodo ha dimostrato che quando uno o più Paesi confinanti sono in condizioni critiche sotto il profilo dell’adeguatezza e della sicurezza del loro sistema elettrico, si riducono fortemente le importazioni nette (sino a trasformarsi in esportazioni nette) e si saturano quasi tutti i colli di bottiglia fra le zone di mercato nazionali (vale a dire il mercato italiano tende a suddividersi in quattro⁸ o cinque⁹ zone di mercato). Fenomeni simili, seppure di minore intensità e in assenza di emergenza gas, si sono registrati anche nel 2013 fra la fine del mese di febbraio e la metà del mese di aprile. Poiché una larga quota della capacità termoelettrica turbogas a ciclo combinato costruita negli ultimi 10 anni è stata realizzata in aree diverse dalla zona Nord - e lo stesso vale a maggior ragione per la capacità fotovoltaica ed eolica - è probabile che la quantità di energia e di servizi che si potrà esportare sia limitata da vincoli di trasporto della *RTN*, il cui superamento richiederà interventi specifici, alcuni dei quali, tuttavia, sono previsti nello schema di Piano 2012 con tempistiche di realizzazione di lungo termine.
- 3.4 Quanto sopra indicato induce a ritenere che le opere di interconnessione con l’estero, a parità di altre condizioni, dovrebbero avere una priorità inferiore rispetto agli investimenti che risolvono le congestioni interne; in ogni caso, tra le interconnessioni con l’estero, assumono un particolare interesse per il mercato elettrico, già per il breve periodo, quelle di interconnessione con la frontiera Nord e le relative opere di potenziamento della *RTN* strumentali ad incrementare la capacità di esportazione su tale frontiera.

⁶ “Strategia Energetica Nazionale: per un’energia più competitiva e sostenibile”, approvata con decreto 8 marzo 2013 del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del territorio e del mare.

⁷ Si evidenzia che il numero di ore in cui il differenziale di prezzo è risultato nullo è in aumento.

⁸ Sicilia, Sud, Centrosud + Sardegna, Centronord + Nord.

⁹ Sicilia, Sud, Centrosud + Sardegna, Centronord, Nord.

- 3.5 Si noti, infine, che la bontà di tali iniziative di interconnessione con l'estero dipenderà anche dalle modalità di implementazione del cosiddetto *target model* europeo attraverso i *Network Code*, previsti dal Regolamento (CE) n. 714/2009, i quali disegneranno il futuro assetto del mercato elettrico europeo. In particolare, una definizione delle zone di mercato che non ripercorresse i confini nazionali ma riflettesse i canoni imposti dalla teoria economica per identificare al meglio i vincoli tecnici di sistema (cioè di rete e generazione/carico), lascerebbe aperti margini di incertezza in merito alla valutazione (differenziali di prezzo e conseguenti rendite di congestione) delle iniziative di sviluppo intraprese dai soggetti terzi.
- 3.6 Si ritiene pertanto che il Piano dovrebbe tenere in debita considerazione i nuovi assetti di mercato che si determineranno a seguito dell'implementazione del *target model* europeo, nonché i nuovi profili di rischio e/o opportunità ad essi associati.

Osservazioni in merito agli investimenti che coinvolgono Paesi privi di mercati organizzati

- 3.7 Di seguito si espongono alcune valutazioni in merito ai principali elementi che dovrebbero essere tenuti in considerazione con riferimento ad iniziative di interconnessione con le frontiere di Paesi non appartenenti all'UE (quali Algeria, Libia, Tunisia, Albania, Croazia, Montenegro, ecc.):
- a) i mercati elettrici *extra* UE nel bacino del Mediterraneo sono meno maturi e trasparenti rispetto al mercato interno europeo. Pertanto, le iniziative di interconnessione verso tali mercati comportano un rischio implicito che dovrebbe essere valutato e compreso anticipatamente al rilascio delle relative autorizzazioni alla realizzazione delle opere (si veda capitolo 4), anche per quelle iniziative che, sulla base dell'analisi costi-benefici elaborata dal gestore del sistema di trasmissione, presentano un indice di profittabilità (*IP*) maggiore di 1, e sono pertanto giudicate ammissibili alla realizzazione;
 - b) lo sviluppo delle interconnessioni con l'estero non può prescindere dalla conoscenza e dalla valutazione della struttura e delle dinamiche dei mercati non organizzati che a tali infrastrutture verrebbero connessi. Sarebbe ad esempio auspicabile, per una migliore comprensione delle scelte del gestore, una maggiore trasparenza rispetto agli esiti delle analisi sviluppate da Terna, ai fini della redazione del Piano;
 - c) la reale necessità di capacità di interconnessione con Paesi privi di mercati organizzati dovrebbe essere opportunamente valutata anche in considerazione dell'attuale contesto di *overcapacity* di generazione in ambito nazionale, come peraltro segnalato nell'ambito della SEN, laddove si legge che “*dato il rapido progresso con cui la capacità si è sviluppata negli ultimi anni in Italia, perdono in prospettiva rilevanza strategica i progetti di importazione da altri Paesi (Balcani, Nord Africa) che si erano ipotizzati nel Piano d'Azione Nazionale*”;
 - d) la mancanza della definizione dei criteri per l'assegnazione della capacità di trasmissione addizionale ai sensi dell'articolo 40 del decreto legislativo n. 93/11 potrebbe implicare un ulteriore profilo di rischio sull'iniziativa ai fini del buon funzionamento del mercato.
- 3.8 Sarebbe infine opportuno, a tutela del consumatore finale, avviare un dibattito tra il gestore del sistema di trasmissione e le istituzioni preposte (Ministero dello Sviluppo Economico e Autorità) sulle modalità di finanziamento delle nuove interconnessioni con l'estero, volto a valutare, parallelamente all'approccio regolato, l'interesse del mercato quale indicatore dell'effettiva necessità di talune opere caratterizzate da particolari profili di incertezza e rischio. Ciò fatti salvi gli impegni derivanti da accordi già sottoscritti dal Governo italiano¹⁰.

¹⁰Ciò rispecchia i contenuti della SEN laddove si afferma che “...il Governo intende rispettare gli impegni sin qui presi (in particolare quelli legati all'interconnessione con il Montenegro)”.

Raccomandazioni in merito alla priorità degli investimenti

- 3.9 Sulla base delle considerazioni espresse nei paragrafi precedenti si ritiene che, ai fini di un miglioramento della coerenza tra i segnali di mercato e il Piano, sarebbe opportuno tener conto del seguente ordine di priorità:
- a) interventi di potenziamento della *RTN* finalizzati alla risoluzione delle congestioni interzonali;
 - b) interventi di interconnessione verso Paesi con mercati organizzati, tenendo in debita considerazione i nuovi assetti di mercato che si potrebbero determinare a seguito dell'implementazione del *target model* europeo;
 - c) interventi di interconnessione con Paesi privi di mercati organizzati (fatti salvi gli impegni derivanti da accordi sottoscritti dal Governo italiano).
- 3.10 Tale ordine di priorità è stato ribadito anche nell'ambito della SEN, laddove si legge che “...il Piano di sviluppo della rete di trasmissione dovrà dare massima priorità agli interventi volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato...”.
- 3.11 Al riguardo, si evidenzia che l'Autorità ha sostenuto in più occasioni la necessità di sviluppo della *RTN* al fine di rimuovere le criticità e le congestioni tra le zone di mercato. In particolare, nell'ambito della deliberazione 31 gennaio 2013, 40/2013/R/EEL, con la quale sono stati individuati gli interventi di sviluppo della *RTN* strategici per il sistema elettrico nazionale, l'Autorità ha posto particolare attenzione agli interventi di sviluppo finalizzati a rimuovere le principali congestioni all'interno del sistema elettrico nazionale, prevedendo per tali interventi *milestone* e date obiettivo particolarmente stringenti.
- 3.12 L'Autorità, inoltre, ha più volte segnalato l'esigenza di offrire a Terna tutti gli strumenti necessari a superare le resistenze alla realizzazione degli interventi finalizzati alla rimozione delle congestioni tra le zone di mercato. Nell'ambito della Relazione 56/2012/I/COM¹¹, l'Autorità ha evidenziato come: “Un'opportuna applicazione dell'articolo 3, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 potrebbe altresì essere utile ad accelerare la rimozione dei colli di bottiglia tuttora esistenti sui transiti fra le zone che compongono il Continente che, secondo i piani di sviluppo della rete di Terna, non ha ancora una precisa scadenza”. L'inclusione di tali infrastrutture tra quelle dichiarate “di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili” ai sensi del citato decreto legislativo contribuirebbe, infatti, a mitigarne il rischio autorizzativo.
- 3.13 Tuttavia, in ultimo anche nello schema di Piano 2012, sono evidenti slittamenti sulle tempistiche di realizzazione di interventi finalizzati a potenziare la *RTN* già presenti in piani precedenti.
- 3.14 Di seguito è riportata una tabella riepilogativa sulle riprogrammazioni effettuate da Terna nel periodo 2006-2012 in merito ai principali interventi.

¹¹ Relazione sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile.

Linea	PdS 2006	PdS 2007	PdS 2008	PdS 2009	PdS 2010	PdS 2011	PdS 2012
Calenzano-Colunga	2011	2010	2012	2013	2013	2014	da def.
Chiaromonte Gulfi-Ciminna	2012	2012	2013	2014	2015	2016	da def.
Foggia-Benevento II	2010	2009	2010	2012	2012	2011/2013	2013/2014
Foggia-Villanova	-	2012	2012	2013/2014	2013/2014	2013/lungo	2012/da def.
Montecorvino-Benevento II	2011	2010	2011	2011/2013	2011/2013	2011/2013	2013/da def.
Paternò-Priolo	lungo	2010	2012	2013	2013	2014	2015/da def.
Sorgente-Rizziconi	2010	2010	2012	2013	2013	2014	2014/da def.
Trino-Lacchiarella	2011	2011	2011	2012	2012	2013	2014/da def.
Udine Ovest-Redipuglia	2011	2010	2010	2012	2012	2013	da def.

Fonte: elaborazione Autorità su dati desumibili dai Piani di sviluppo di Terna

4 PRESCRIZIONI E RACCOMANDAZIONI DI CARATTERE METODOLOGICO PER L'ELABORAZIONE DELL'ANALISI COSTI-BENEFICI

- 4.1 Nel presente capitolo¹² si riportano alcune prescrizioni e raccomandazioni di carattere metodologico in merito all'Indice di Profittabilità (*IP*) utilizzato da Terna ai fini dell'analisi costi-benefici degli interventi di sviluppo della *RTN*.
- 4.2 Il presente capitolo è articolato in tre parti:
- la prima riassume brevemente la metodologia applicata da Terna ai fini della determinazione dell'indice *IP*;
 - la seconda contiene alcune prescrizioni e raccomandazioni di carattere metodologico;
 - la terza ed ultima parte contiene prescrizioni e raccomandazioni in merito ad alcuni parametri utilizzati nella metodologia di calcolo dell'indice *IP*.
- 4.3 Si osserva che la valutazione della metodologia di analisi costi-benefici è particolarmente complessa, in quanto richiede la conoscenza e la condivisione di modelli di calcolo nonché la conoscenza delle ipotesi sottostanti, spesso caratterizzate da un elevato grado di arbitrarietà.
- 4.4 A causa di tali complessità, anche in ambito europeo non si è ancora giunti all'individuazione di una metodologia di analisi costi-benefici condivisa¹³, nonostante il regolamento sulle infrastrutture energetiche trans-europee (cosiddetto *Energy Infrastructure Package*) richieda lo sviluppo di tale metodologia al fine di facilitare la valutazione e quindi la selezione dei progetti di interesse comunitario (cosiddetti *PCI*).

Breve descrizione della metodologia applicata da Terna ai fini della definizione dell'indice *IP*

- 4.5 La metodologia di calcolo dell'indice *IP* applicata da Terna è basata sul confronto dei costi e dei benefici dei singoli interventi di sviluppo della rete; in particolare, l'indice *IP* è calcolato come un rapporto tra i valori attualizzati di benefici e costi.
- 4.6 Ai fini del calcolo dei costi, Terna ipotizza le seguenti voci di costo e le relative modalità di valorizzazione:

¹² Il presente capitolo è stato predisposto con il supporto tecnico-scientifico della società Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A.

¹³ Spunti interessanti in merito alla metodologia analisi costi-benefici sono contenuti nel documento “*Cost Benefit Analysis in the Context of the Energy Infrastructure Package – Final Report - January 2013*”, finanziato dalla Commissione europea e predisposto da THINK (<http://think.eui.eu>).

- a) costi di capitale, nell'ipotesi di realizzazione dell'investimento nei tre anni precedenti l'entrata in esercizio;
- b) oneri di esercizio e manutenzione, stimati in via parametrica pari a 1,5% dei costi di capitale;
- c) costi per eventuali demolizioni, stimati in via parametrica pari al 30% del valore a nuovo per le linee, e pari al 10% per le stazioni (escludendo i trasformatori);
- d) costi aggiuntivi derivanti da modifiche del progetto iniziale, valutato per ogni caso specifico e stimato mediamente nell'ordine del 10% del valore complessivo dell'opera.

4.7 Ai fini del calcolo dei benefici, Terna ipotizza le seguenti voci e le relative modalità di valorizzazione:

- a) aumento di energia importata dall'estero, ipotizzando un'utilizzazione per 5.000 ore/annue alla massima *Total Transfer Capacity (TTC)* degli impianti di interconnessione, e un differenziale stimato mediamente tra 10 e 30 €/MWh, variabile in funzione della localizzazione dell'interconnessione; nel caso specifico dell'interconnessione con i Balcani, è stata prevista una disponibilità alla massima *TTC* di 7.500 ore (con un differenziale di prezzo pari mediamente a 30 €/MWh);
- b) diminuzione delle perdite di rete, calcolata come potenza perduta alla punta del carico mediante programmi di simulazione; il differenziale è moltiplicato per il coefficiente ore di utilizzazione delle perdite alla punta, specifica per ciascuna macro-area, e valorizzato al costo medio di produzione dell'energia ipotizzato pari a 72 €/MWh (equivalente al prezzo medio di acquisto nazionale sul mercato del giorno prima (di seguito: MGP) nel periodo luglio 2006 – giugno 2011);
- c) energia non fornita evitata (ENF), valorizzata al rapporto tra il Prodotto Interno Lordo (PIL) e domanda elettrica nazionale; tale rapporto, con riferimento all'anno 2010, è determinato in misura pari a 4.690 €/MWh; inoltre, per la stima dell'ENF, Terna ipotizza:
 - o un episodio di disalimentazione, della durata di 5 ore, ogni 1,5 anni, per elettrodotti a 380 kV;
 - o un coefficiente di valutazione moltiplicativo che assume valori compresi tra 1 a 5, a seconda dell'importanza del sito (es. carichi delle principali città, carichi industriali di prestigio, località di particolare pregio turistico e isole);
- d) eliminazione di congestioni e di poli limitati, i cui benefici sono calcolati come costi evitati di produzione sia in termini di potenza che in termini di energia; in particolare:
 - o in termini di potenza, si stima il costo dell'installazione evitata di impianti a ciclo combinato (500.000 €/MW) per la richiesta di base, o di impianti di tipo turbogas (210.000 €/MW) per la copertura della punta;
 - o in termini di energia, si ipotizza la mancata produzione di 3.000 ore/anno di un impianto ad olio nel caso di produzione di base, o di 1.000 ore/anno di un impianto a turbogas per la produzione di punta;
- e) liberazione di energia prodotta da impianti da fonte rinnovabile, valorizzata al differenziale fra il costo di combustibile di un impianto rinnovabile (nullo) e quello di un ciclo combinato a metano, ipotizzando 2.300 ore medie di congestione evitata;
- f) investimenti evitati, quali rinforzi di rete in AT, costi di rifasamento, costi di installazione di centrali come alternativa allo sviluppo della rete, recupero di elementi di impianto ancora in buono stato, rifacimenti evitati di impianti obsoleti o da risanare;
- g) mancato ricorso a MSD, per la risoluzione dei problemi di rete locale e per la gestione dei profili di tensione;
- h) riduzione della emissione di CO₂, valorizzata alla media degli ultimi 12 mesi del valore del mercato a termine delle unità di emissione.

- 4.8 Ai fini del calcolo del valore attualizzato di benefici e costi, Terna utilizza un tasso di attualizzazione pari al WACC definito dall’Autorità, ipotizzando un orizzonte temporale di 20 anni.

Prescrizioni e raccomandazioni di carattere metodologico

Prescrizioni e raccomandazioni in merito alla definizione degli scenari di riferimento

- 4.9 Nell’ambito della metodologia di calcolo dell’*IP* si ritiene utile che vengano esplicitate le ipotesi utilizzate per definire gli scenari di riferimento e che vengano meglio contestualizzati i dati numerici alla base della valutazione dei benefici; in particolare risulta necessario chiarire:
- a) se il calcolo dell’indice *IP* è basato su un unico scenario, alla data di elaborazione del Piano, o se sono stati considerati più scenari evolutivi lungo l’intera durata dell’investimento;
 - b) le assunzioni (macroeconomiche, sullo sviluppo della generazione e del carico, ecc.) alla base degli scenari assunti.
- 4.10 In merito, ai fini della pianificazione dei differenti interventi di sviluppo, si ritiene opportuno che venga considerato un unico scenario (indipendentemente dalla tipologia di intervento in esame), al limite utilizzando orizzonti temporali di riferimento differenti ove le specificità dell’intervento lo richiedano.
- 4.11 Si ritiene pertanto che il Piano debba contenere un specifico capitolo di chiarimento che riporti la descrizione dettagliata e motivata degli scenari di riferimento utilizzati al fine di meglio contestualizzare ciascuna tipologia di benefici. Per maggior chiarezza, si ritiene inoltre opportuno che la descrizione metodologica venga distinta dalle valutazioni numeriche. Tale approccio dovrebbe consentire di ricostruire con chiarezza le variazioni degli scenari di riferimento rispetto ai Piani degli anni precedenti, anche in funzione dell’andamento macroeconomico.
- 4.12 La descrizione dei suddetti scenari di riferimento dovrebbe contenere l’informazione completa di tutte le ipotesi effettuate, dei parametri di *input* e di quelli calcolati dal modello di simulazione, utili per le valutazioni dei benefici.
- 4.13 In particolare, per la valutazione dei benefici di un intervento di sviluppo della *RTN*, è essenziale che vengano esplicitati i seguenti dati di *input* necessari alla definizione dello scenario di riferimento:
- a) quantità totale di generazione installata, suddivisa per sottotipo di tecnologia (ad esempio termoelettrico tradizionale oppure termoelettrico a ciclo combinato, ecc.) e per zona di mercato, con indicazione delle assunzioni in relazione ai rispettivi costi marginali di generazione ed emissività di CO₂;
 - b) costo di riferimento assunto per i combustibili;
 - c) configurazione del mercato zonale in assenza di investimento (ad esempio limiti di riferimento per la capacità di scambio tra zone) e condizioni al contorno (*import-export* con Paesi limitrofi);
 - d) serie orarie di riferimento per la generazione da fonte rinnovabile distinte per tipologia e sito;
 - e) carico complessivo annuale per zona di mercato e informazioni sulla sua profilatura (in particolare sulle ore di picco);
 - f) prezzo dell’energia importata dall’estero differenziato per Paese;
 - g) valori di riferimento per i prezzi nelle zone di mercato nelle diverse di ore dell’anno.

Analisi di sensitività

- 4.14 Nell'analisi costi-benefici elaborata da Terna, risulterebbe di particolare utilità un'analisi di sensitività rispetto ai *range* adottati nelle ipotesi di scenario.
- 4.15 L'elaborazione degli scenari di riferimento è condizionata dalle assunzioni sottostanti e, conseguentemente, è soggetta a un determinato livello di incertezza di cui si dovrebbe tenere conto nell'elaborazione dell'analisi costi-benefici.
- 4.16 Sarebbe pertanto opportuno che gli elementi significativi di incertezza presenti nelle ipotesi di scenario venissero corretti mediante analisi di sensitività sui valori assunti, al fine di verificare come il calcolo dei benefici è influenzato dalle variazioni dei parametri di *input*, anche al fine di individuare quali sono le variabili più significative.

Confronto delle ipotesi alternative per la soluzione di ciascuna criticità del sistema

- 4.17 Il gestore del sistema dovrebbe evidenziare - oltre alle ipotesi e alla metodologia utilizzata per la valutazione dei costi e dei benefici - anche le possibili alternative da implementare in risposta a ciascuna criticità del sistema elettrico, rapportate al caso base (vale a dire nessun investimento). Le valutazioni dei benefici di ciascuna alternativa dovrebbero infatti essere effettuate in modo differenziale, e cioè confrontando uno scenario che include la nuova infrastruttura (scenario post-investimento) con uno scenario che si differenzia del precedente solo per l'assenza della nuova infrastruttura (scenario pre-investimento).
- 4.18 Ad esempio, per quanto concerne la risoluzione della criticità relative all'integrazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, occorrerebbe confrontare tutte le soluzioni possibili implementabili (sviluppi della *RTN*, accumuli, ecc.) rispetto allo scenario pre-investimento.
- 4.19 Inoltre, con riferimento agli interventi finalizzati al miglioramento dei profili di tensione nelle aree critiche (installazione di apparati di stazione, quali reattanze e banchi di condensatori), nonché agli interventi finalizzati all'installazione di apparati di rifasamento, nel Piano dovrebbe essere data maggiore evidenza del confronto tra i costi realizzativi di detti interventi e i costi di approvvigionamento delle specifiche risorse alternative che possono essere acquisite dal gestore nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: *MSD*). A tale riguardo, si evidenzia che tali risorse possono essere in molti casi offerte unicamente da impianti di produzione localizzati in prossimità delle aree che presentano necessità di miglioramento e che, pertanto, l'acquisizione di tali risorse è potenzialmente influenzata dal potere di mercato esercitato dai soggetti produttori in tali aree. Laddove i predetti impianti siano assoggettati alla disciplina degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema, dovrebbe invece essere tenuta in conto la remunerazione riconosciuta ai medesimi a seconda dello specifico regime prescelto dal produttore nell'ambito della citata disciplina.

Correlazione dei valori dell'indice *IP* degli interventi

- 4.20 I valori dell'indice *IP* dei singoli interventi risultano, in alcuni casi, correlati tra loro, in quanto l'indice *IP* dell'intervento in valutazione si modifica in funzione dell'ordine di priorità in cui sono disposti gli interventi.
- 4.21 Al fine di garantire la completezza e la consistenza dei valori dell'indice *IP*, sarebbe pertanto necessario individuare la sequenza temporale di realizzazione degli interventi, considerando come già realizzati tutti gli interventi che hanno una priorità maggiore rispetto all'intervento in esame, e specificare il contesto di riferimento in cui ogni specifico investimento è valutato. In particolare si ritiene necessario che sia specificato:
- a) se nella determinazione dell'indice *IP* si considera la previa realizzazione di altri investimenti prioritari;

- b) in quali casi l'indice *IP* è calcolato per un *cluster* di interventi correlati;
- c) nel caso di interventi correlati tra loro, come si modifica l'indice *IP* del *cluster* di interventi qualora non possa essere realizzato uno degli interventi che lo costituiscono.

Modelli di calcolo adottati ai fini della quantificazione dei benefici

- 4.22 Al fine di rendere l'analisi costi-benefici più trasparente ed accessibile, si ritiene opportuno che il gestore del sistema specifichi i modelli utilizzati ai fini delle valutazioni dei benefici di sistema.
- 4.23 Una parte dei benefici considerati da Terna (quali l'aumento di energia importata dall'estero, la diminuzione delle perdite di rete, l'eliminazione di congestione e di poli limitati, la riduzione delle emissioni di CO₂), infatti, può essere valutata prendendo in considerazione alcuni parametri globali ottenibili da simulazioni della *RTN* nel suo complesso (costi/prezzi di dispacciamento, ore di congestione tra zone di mercato, variazione delle perdite per effetti dell'esecuzione dell'investimento, incremento della produzione da fonti rinnovabili).
- 4.24 Per altri benefici invece (quali la riduzione energia non fornita (ENF), la liberazione di energia prodotta da FRNP, la riduzione delle movimentazioni su MSD per la risoluzione di problemi di rete locale e la gestione dei profili di tensione) potrebbe essere necessario ricorrere anche ad informazioni locali e simulazioni di dettaglio. Pertanto, è importante capire come gli eventuali modelli di dettaglio si raccordino con quelli relativi alla *RTN* e quali assunzioni definiscano le condizioni al contorno di ciascuno dei modelli utilizzati.
- 4.25 In conclusione, si ritiene che la valutazione dell'indice *IP* debba considerare:
 - a) la definizione in dettaglio di uno scenario o più scenari futuri rispetto ai quali vengono calcolati i benefici di un investimento; tali scenari dovrebbero essere corredati da opportune analisi di sensitività;
 - b) l'individuazione di tutte le possibili soluzioni alternative alla risoluzione di ciascuna criticità del sistema;
 - c) la definizione della correlazione con gli altri interventi, la cui realizzazione può influenzare l'indice *IP* del *cluster* di interventi;
 - d) un maggiore dettaglio informativo sui modelli utilizzati ai fini della determinazione dei valori dei benefici che ne derivano.

Profilatura del carico

- 4.26 Gli scenari di riferimento dovrebbero considerare la variabilità delle configurazioni delle soluzioni di mercato per le diverse tipologie di ore dell'anno, pesando opportunamente il contributo di ciascuna di queste al calcolo dei benefici. Il criterio utilizzato da Terna, che tiene conto solamente delle ore di picco riconducendole successivamente all'intero anno sulla base della definizione di ore equivalenti alla punta, potrebbe determinare una sovrastima dei benefici.
- 4.27 Inoltre, dovrebbe essere garantito che l'ordine di merito assunto tra le diverse tecnologie di generazione rispecchi, per ciascuna delle configurazioni orarie, i relativi costi di generazione, tenuto debito conto dei possibili arbitraggi tra ore svolte dalla generazione idroelettrica. Il calcolo dei benefici dovrebbe altresì tenere conto degli effettivi prezzi di mercato nelle diverse configurazioni orarie di riferimento, eventualmente tenendo conto anche di valori storici.

Possibile ridefinizione dei benefici

- 4.28 Ai fini dell'effettuazione dell'analisi costi-benefici, rileva osservare che, nell'individuare il complesso dei benefici, risulta particolarmente importante evitare sovrapposizioni. Per tale ragione, si ritiene opportuno che essi vengano aggregati in un numero limitato, ma il più possibile completo, di contributi in grado di intercettare tutti gli aspetti rilevanti.

- 4.29 In particolare, rileva evidenziare che quello del cosiddetto *double counting* è uno dei rischi più rilevanti nell'elaborazione di valutazioni tecnico-economiche, perché porta implicitamente ad attribuire un peso doppio ad un indicatore rispetto agli altri.
- 4.30 Tenuto conto di quanto sopra osservato, si evidenzia di seguito, ai fini di un affinamento della metodologia *IP*, un possibile elenco di benefici ragionevolmente esaustivo (in parte peraltro coincidente con quello già oggi considerato da Terna):
- riduzione del costo totale di dispacciamento;
 - valore economico della riduzione delle perdite nel sistema;
 - valore economico della riduzione di emissione di CO₂;
 - valore economico della riduzione di energia non fornita;
 - valore di mancata produzione da fonti rinnovabili.

Tasso di attualizzazione dei costi e dei benefici

- 4.31 Come anticipato nel paragrafo 4.8, ai fini del calcolo del valore attualizzato di benefici e costi, Terna utilizza un tasso di attualizzazione pari al *WACC* definito per il periodo di regolazione 2012-2015 (7,4%).
- 4.32 Tale valore non riflette adeguatamente il costo-opportunità del capitale della società. In prima approssimazione, si ritiene meglio rispondente ad una logica di prudenza e selettività, utilizzare un valore che corrisponda al tasso di remunerazione effettivamente riconosciuto (in media, ossia considerando anche, in via forfetaria, la maggiorazione del tasso di remunerazione riconosciuto ad alcune tipologie di investimento) dal sistema regolatorio agli interventi di sviluppo della *RTN*. In particolare, si ricorda che:
- il tasso di remunerazione del capitale investito netto per gli investimenti realizzati nel periodo di regolazione 2012- 2015 è pari al 8,4%¹⁴;
 - agli investimenti di sviluppo della capacità di trasmissione inclusi nella tipologia I=2 è riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione pari a 1,5% per 12 anni;
 - agli investimenti di sviluppo inclusi nella tipologia I=3 è riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione pari al 2% per 12 anni.
- 4.33 L'assunzione di cui al precedente paragrafo sarebbe peraltro più cautelativa per il sistema elettrico, in quanto verrebbe attribuito un peso relativamente inferiore ai benefici, aleatori, che verranno conseguiti lungo tutto l'arco temporale di valutazione (20 anni), e maggiore ai costi, certi, che sono considerati nel periodo iniziale di realizzazione dell'opera.
- 4.34 Inoltre, si evidenzia che l'ipotesi di considerare per tutti gli interventi di Piano che le spese di investimento vengano sostenute nei tre anni precedenti l'entrata in esercizio delle opere non si ritiene condivisibile ai fini di una corretta attualizzazione dei costi e dei benefici. Si ritiene opportuno invece che vengano considerate anche le variabili che incidono sulle tempistiche realizzative di ciascun intervento.

Definizione di un indice di priorità

- 4.35 L'indice *IP*, così come applicato da Terna, è finalizzato unicamente all'individuazione di una soglia di ammissibilità alla realizzazione degli interventi di sviluppo, sulla base del fatto che tale indicatore sia superiore a 1, vale a dire che i benefici siano superiori ai costi.
- 4.36 Tuttavia, si ritiene che l'indice *IP* (modificato secondo le indicazioni di cui al presente capitolo) dovrebbe essere utilizzato anche al fine di definire un ordine di priorità degli investimenti di Piano. In tale ambito, potrebbe essere valutata l'applicazione di opportuni coefficienti di normalizzazione che consentano di far emergere il valore assoluto del beneficio netto ottenibile mediante la realizzazione dall'intervento.

¹⁴ Tasso di remunerazione base pari a 7,4% al quale viene aggiunta una percentuale pari all'1% a remunerazione del *lag* regolatorio per il riconoscimento degli investimenti.

4.37 In particolare, visto il livello di incertezza associato alla valorizzazione dei parametri considerati ai fini del calcolo dell'indice *IP*, potrebbe essere opportuno prevedere, piuttosto che un ordine di priorità, l'individuazione di classi di priorità rispetto alle quali ripartire gli interventi di Piano.

Prescrizioni e raccomandazioni in merito ad alcuni parametri adottati da Terna nell'applicazione della metodologia

Riduzione dell'energia non fornita

4.38 L'energia non fornita (ENF) può verificarsi a fronte di due cause principali, vale a dire nel caso in cui:

- a) non si disponga di sufficiente capacità di generazione per soddisfare il carico in tutte le ore e in tutte le aree elettriche (problema di adeguatezza);
- b) pur disponendo di sufficiente capacità di produzione, il sistema elettrico non sia in grado di soddisfare il fabbisogno in determinate aree in occasione di disservizi, anche di estensione limitata, che interessano la rete (problema di sicurezza); tale fattispecie è quella prevalente nel caso italiano.

4.39 In merito alla quantificazione della riduzione dell'ENF¹⁵, si ritiene che, considerata la notevole magliatura della rete in altissima tensione AAT (380/220kV) e la sua gestione in sicurezza *N-I*, eventuali disservizi che interessassero tale rete non dovrebbero tipicamente comportare *ENF*, a meno di eventi cosiddetti di *cascading*¹⁶, peraltro molto rari. Ciò è confermato dai dati riguardanti le disalimentazioni sulle reti AAT/AT riportati da Terna, pari a 2.450 MWh per il periodo luglio 2009 - giugno 2010 e 2.680 MWh per il periodo luglio 2010 - giugno 2011.

4.40 In particolare, in merito alla stima della riduzione di ENF, si osserva che:

- a) l'ipotesi di durata di disalimentazione e di frequenza dell'evento per elettrodotti a 380 kV, deve essere coerente con i dati riportati nel precedente paragrafo 4.39;
- b) l'utilizzo, in presenza di casi particolari (quali carichi delle principali città, carichi industriali di prestigio, località di particolare pregio turistico e isole), di coefficienti di valutazione moltiplicativi in funzione del sito considerato, deve essere opportunamente motivato.

4.41 Alla luce di tutto ciò, sarebbe opportuno che Terna dettagliasse, per ciascun intervento di rete, a quale delle tipologie di ENF di cui al paragrafo 4.38, lettere a) e b), esso ponga rimedio. In particolare, nel caso degli interventi dovuti a problemi di sicurezza, si dovrebbe descrivere, almeno a livello qualitativo, quale criticità viene superata e il motivo della maggiore affidabilità in termini di ENF della rete oggetto di potenziamento.

4.42 Con riferimento al criterio di valorizzazione economica dell'ENF di cui al paragrafo 4.38, lettera a), dovrebbe esserne assicurata la coerenza con la regolazione vigente del Valore dell'Energia Non Fornita (VENF). Si evidenzia al riguardo che, nei casi di inadeguatezza del sistema elettrico, le offerte sul mercato a pronti dell'energia e gli sbilanciamenti sono valorizzati a *VENF*¹⁷. Il medesimo *VENF* è altresì uno dei parametri fondamentali nella costruzione delle curve di domanda di capacità produttiva del nuovo sistema di

¹⁵ La valutazione dell'ENF relativa a problemi di sicurezza richiederebbe l'applicazione e l'analisi di complessi modelli affidabilistici alle porzioni di reti critiche rispetto ai quali si riscontra una forte asimmetria informativa nei confronti del gestore del sistema.

¹⁶ Processi di scatti in cascata dei componenti della rete elettrica.

¹⁷ Il riferimento è agli articoli 30, commi 30.5 e 30.5bis, 31, commi 31.5 e 31.5bis, 39ter e 60bis della deliberazione n. 111/06.

remunerazione della disponibilità di capacità produttiva regolato con deliberazione 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11¹⁸.

- 4.43 Con riferimento al criterio di valorizzazione economica dell'ENF di cui al paragrafo 4.38, lettera b), si ritiene utile verificare l'adeguatezza della scelta di Terna di considerare un valore di *Value of Loss of Load* (VOLL) pari al rapporto tra Prodotto Interno Lordo (PIL) e domanda elettrica nazionale che, con riferimento all'anno 2010, è pari a 4.690 €/MWh. Ad una prima analisi, tale assunzione si ritiene possa determinare valori di VOLL sovrastimati, in quanto il PIL non è completamente afferibile alla domanda elettrica, ma alla domanda energetica nel suo complesso. Sembrerebbe pertanto ragionevole moltiplicare l'indice proposto da Terna per il cosiddetto Indice di penetrazione elettrica, definito come il rapporto fra il consumo di energia elettrica e il consumo totale di energia.

Riduzione delle perdite

- 4.44 La valutazione di Terna circa l'attesa di riduzione di perdite ottenibile con l'entrata in servizio degli interventi previsti nello schema di Piano deve essere esplicitata e supportata da analisi e chiarimenti di tipo metodologico. Resta inteso che tale valutazione dovrà risultare coerente con il valore a consuntivo delle perdite nella rete in AAT e AT, che per l'anno 2010 risultava pari a 8.709 GWh/anno¹⁹.

Costi evitati per altri investimenti

- 4.45 Terna calcola il beneficio sugli investimenti evitati considerando il costo evitato per il sistema per la realizzazione di infrastrutture alternative. Al riguardo, si ritiene che, come già segnalato, infrastrutture alternative, finalizzate alla risoluzione della medesima criticità, andrebbero valutate in parallelo a quella in esame e confrontate con la soluzione base (non investimento).
- 4.46 Pertanto, il beneficio di un intervento di sviluppo dovrebbe tener conto del costo evitato di installazione di altre infrastrutture nel solo caso in cui tale intervento di sviluppo permetta di evitare la realizzazione di ulteriori infrastrutture, che andrebbe comunque effettuata a prescindere dalle finalità dell'investimento in questione.

Eliminazione delle congestioni e dei poli limitati

- 4.47 Terna quantifica il beneficio derivante dall'eliminazione di congestione e poli limitati sulla base di due componenti: una componente in potenza e una in energia.
- 4.48 Si evidenzia al riguardo che la componente in energia, come descritto in precedenza, dovrebbe essere ricompresa nel contesto di un indicatore di beneficio più generale, quale la "riduzione del costo di dispacciamento", e dovrebbe essere valutata sulla base di una simulazione costruita sulla verosimile situazione della rete, dei carichi e della generazione nelle diverse zone.
- 4.49 La valorizzazione del beneficio derivante dal costo evitato di nuovi impianti di generazione si ritiene dovrebbe fondarsi sull'analisi delle reali necessità di costruire nuovi impianti ai fini dell'adeguatezza del sistema elettrico in coerenza con gli obiettivi di disponibilità di capacità produttiva di cui alla deliberazione 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11. Da un punto di vista metodologico, si ritiene preferibile utilizzare specifiche analisi di contesto per valorizzare il costo evitato di nuovi impianti piuttosto che porre il costo evitato di nuovi impianti pari a quello di un prefissato sottotipo di tecnologia standard. Si ritiene infatti impossibile prescindere dall'analisi del contesto senza rischiare di incorrere in errori rilevanti. A titolo

¹⁸ Il riferimento è all'articolo 5 della deliberazione ARG/elt 98/11. Tale deliberazione regola il nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva con l'obiettivo di assicurare l'adeguatezza della capacità produttiva.

¹⁹ Fonte: Terna, Rapporto di Sostenibilità 2010, pag. 120.

esemplificativo, è evidente che un intervento che “svincolasse” capacità produttiva localizzata in un polo di produzione limitata apporterebbe un beneficio in potenza solo se le rimanenti zone cui il polo è interconnesso fossero in condizione di scarsità di capacità produttiva (inadeguatezza del sistema elettrico); viceversa, il beneficio sarebbe probabilmente trascurabile e, comunque, inferiore al costo fisso di un impianto termoelettrico turbogas²⁰. La stessa scelta delle tecnologie è cruciale: nel caso di un parco elettrico caratterizzato da un *mix* tecnologico non ottimale con un eccesso di capacità produttiva di base, lo svincolo di un MW di tecnologia di base implicherebbe un beneficio in potenza verosimilmente non superiore al costo fisso di un MW di tecnologia di punta.

Prescrizioni e raccomandazioni in merito ai costi di investimento

- 4.50 Gli interventi di sviluppo della rete vengono spesso progettati in zone già interessate da impianti ormai obsoleti (approccio *brown field*), spesso a causa di difficoltà nel processo autorizzativo. Tale aspetto, in alcuni casi, può comportare costi aggiuntivi significativi, non completamente intercettati dal valore standard di *extra* costo associato da Terna alle demolizioni, determinato in misura pari al 30% del valore a nuovo per le linee. Si ritiene più prudente, nella valutazioni dei singoli investimenti, considerare tali *extra* costi sulla base di una stima operata caso per caso.
- 4.51 Si ritiene che andrebbero stimati caso per caso anche gli *extra* costi dovuti alle procedure autorizzative, in rapporto alla tipologia delle zone attraversate dal tracciato della linea.

5 PRESCRIZIONI E RACCOMANDAZIONI IN MERITO ALL'ANALISI COSTI-BENEFICI RELATIVA AI SISTEMI DI ACCUMULO

- 5.1 Nel presente capitolo²¹ si riportano alcune prescrizioni e raccomandazioni di carattere metodologico in merito all'analisi costi-benefici dei SdA.
- 5.2 Si osserva innanzitutto che, mentre per i rinforzi di rete, il calcolo dell'indice *IP* è condotto con riferimento al singolo intervento, per gli accumuli il calcolo è svolto con riferimento all'aggregato di tutti gli investimenti di tale tipologia, senza distinzione in termini di porzioni di rete (“dorsali”) in corrispondenza delle quali detti accumuli sono proposti in installazione. Si ritiene più opportuno, ai fini della valutazione dell'indice *IP*, restringere l'ambito di riferimento considerato.
- 5.3 Le valutazioni svolte fanno emergere alcune criticità sia di natura metodologica sia in relazioni ad alcuni parametri di riferimento utilizzati come *input* per i calcoli: la ricostruzione del calcolo dell'indice *IP* con opportune varianti mostra infatti che in molti casi il valore dell'indice *IP* può scendere nettamente sotto all'unità.
- 5.4 Di seguito sono descritte le analisi condotte ed i risultati ottenuti che, con riferimento al capitolo 7 - “Analisi economiche sistemi di accumulo diffuso” dell'*Addendum 2012*, riguardano in particolare i seguenti aspetti:
- a) le tipologie di benefici dell'investimento in sistemi di accumulo;
 - b) i costi evitati per altri investimenti.

²⁰ In ogni caso, il beneficio dipende dal valore che un MW aggiuntivo di capacità produttiva avrebbe in termini di adeguatezza del sistema.

²¹ Il presente paragrafo è stato predisposto con il supporto tecnico-scientifico della società Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A.

Tipologie di benefici dell'investimento in sistemi di accumulo

- 5.5 La metodologia proposta da Terna prende in considerazione i seguenti benefici attesi dall'installazione dei sistemi di accumulo:
- a) benefici per la riduzione della Mancata Produzione Eolica (MPE);
 - b) benefici per la fornitura di riserva terziaria;
 - c) benefici per la fornitura di regolazione primaria/secondaria.

a) Benefici per la riduzione della MPE

- 5.6 Terna valuta il beneficio in base alla riduzione della MPE per ogni MW di batterie installato in misura pari a: $[N^{\circ} \text{ ore di riduzione evitata della produzione eolica} \times \text{Rendimento batterie} \times (\text{Costo variabile termoelettrico} + \text{Valore medio CV degli ultimi 8 anni})]$.
- 5.7 Si osserva al riguardo che, considerando le due situazioni Senza Batterie e Con Batterie e considerando che al produttore eolico saranno comunque assegnati i Certificati Verdi (di seguito: CV) per i MWh non immessi in rete, seppur con un ritardo temporale (in seguito all'allungamento del periodo per il quale si ha diritto ai CV)²², in termini di oneri per il sistema, il beneficio dovrebbe essere valorizzato in misura pari a: $[N^{\circ} \text{ ore di riduzione evitata della produzione eolica} \times \text{Rendimento batterie} \times \text{Valorizzazione dell'energia non immessa in rete}]$.
- 5.8 Tuttavia, a tal proposito si possono sviluppare le seguenti osservazioni:
- a) si ritiene più corretto utilizzare per la valorizzazione dell'energia non immessa in rete, al posto del costo variabile termoelettrico (come proposto da Terna), la corrispondente energia al prezzo zonale MGP, in quanto elemento rilevante sotto il profilo della valorizzazione dei benefici per il consumatore elettrico;
 - b) dal punto di vista metodologico, il considerare nella valorizzazione dei benefici connessi alla riduzione della MPE la quota corrispondente al valore dei CV, rappresenta una criticità; infatti, dal punto di vista dei benefici per il consumatore elettrico, tale beneficio si elide nei due casi oggetto di confronto, in quanto i CV vengono erogati sia in assenza che in presenza delle batterie²³; peraltro è ragionevole ritenere che Terna abbia inteso utilizzare il valore dei CV come *proxy* sia della valenza "verde" dell'energia eolica (valorizzandone così le esternalità ambientali positive), sia eventualmente della sua utilità ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali di sviluppo delle fonti rinnovabili, sanciti dalla Direttiva 2009/28/CE. Preme qui evidenziare che le due diverse assunzioni, entrambe con una propria *ratio*, producono naturalmente effetti non trascurabili sul valore dell'indice *IP* dell'investimento.
- 5.9 Va inoltre osservato che l'ipotesi di un funzionamento delle batterie per 2500 ore a potenza nominale pare essere sovrastimata. A tale riguardo, sulla base di dati forniti all'Autorità dal Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A.²⁴ e da Terna stessa, sono state effettuate delle simulazioni con riferimento a SdA caratterizzati da una capacità di accumulo a potenza nominale pari a 7,2 ore, operate ad una profondità massima di scarica pari all'80% e con un rendimento dell'85%²⁵. Si è inoltre effettuata l'assunzione ottimistica che, ogniqualvolta non vi sia MPE, le batterie possano essere scaricate alla potenza nominale senza a loro volta generare congestioni. I risultati di tali simulazioni mostrano che le ore equivalenti di funzionamento a potenza nominale in accumulo di MPE sulle tre direttrici risultano nell'intorno delle 300-500 ore/anno, cioè notevolmente inferiori rispetto alle 2500 ore

²² Cfr. art. 12, comma 1, Allegato A alla delibera ARG/elt 5/10.

²³ A meno del ritardo temporale di erogazione dei CV nei due casi.

²⁴ Valori orari di MPE per gli anni 2010 e 2011 sulle tre direttrici di rete più critiche: Foggia - Lucera - Andria, Campobasso - Benevento 2 - Volturara - Celle San Vito, Benevento 2 - Montecorvino.

²⁵ Quindi superiore al *range* 65%÷80% considerato da Terna.

assunte da Terna, il che implicherebbe una riduzione drastica (da un quinto fino ad un decimo circa) dei benefici stimati.

b) Benefici per la fornitura di riserva terziaria

- 5.10 La metodologia proposta da Terna considera che la presenza dei SdA riduca la necessità di movimentare su MSD le unità di produzione per approvvigionare riserva terziaria; il corrispondente beneficio per ogni MW di batterie installato viene calcolato come: [Ore di disponibilità della batteria (12 ore/giorno per 6 giorni a settimana) x Delta costo marginale tra impianto ad olio e CCGT x Fattore di conversione tra capacità di riserva ed energia (pari a 0,5 ossia al rapporto medio tra Pmin e Pmax nel parco termoelettrico)].
- 5.11 A tal proposito si osserva che:
- le assunzioni in termini del numero di ore di disponibilità non sono sufficientemente motivate;
 - la metodologia proposta assume come riferimento la differenza tra i costi marginali degli impianti ad olio (fatti salire di produzione) e dei CCGT (fatti scendere di produzione). Si ritiene che tale assunzione non sia condivisibile con riferimento all'attuale situazione di *overcapacity* del sistema di generazione italiano, la quale rende disponibile capacità di generazione inutilizzata da CCGT; in altri termini, si ritiene che per reperire margini a salire di riserva terziaria sia raramente necessario ricorrere all'accensione di impianti ad olio, con la conseguenza che il valore del beneficio, come sopra calcolato, risulterebbe nullo;
 - non può essere dato per scontato che il servizio di fornitura di riserva terziaria possa essere svolto senza alcuna interferenza con il servizio di riduzione della MPE, in modo tale che i relativi benefici possano algebricamente sommarsi;
 - si ritiene infine più corretto valorizzare il servizio reso di riserva terziaria facendo riferimento ai relativi prezzi registrati su MSD, in quanto grandezza che meglio rappresenta i benefici per il consumatore elettrico.

c) Benefici per la fornitura di regolazione primaria (e secondaria)

- 5.12 La metodologia proposta da Terna ipotizza che la presenza dei SdA consenta di compensare la riduzione di capacità di regolazione primaria (e secondaria) dovuta allo sviluppo delle fonti rinnovabili. A tale riguardo, Terna valuta il corrispondente beneficio per ogni MW di batterie installato come: [N° ore di riduzione evitata della produzione eolica x Valorizzazione regolazione primaria (pari a Costo variabile termoelettrico + Componente a copertura oneri di prestazione specifica della riserva secondaria in base alla deliberazione n. 111/06) x Combustibile quota utile].
- 5.13 A tal proposito:
- non risulta chiara la *ratio* che fa coincidere il numero di ore di fornitura di regolazione primaria con il numero di ore di riduzione evitata della produzione eolica; infatti, se il SdA è impegnato a gestire la MPE non può fornire contemporaneamente servizi di regolazione per una equivalente potenza nominale; è inoltre da chiarire il significato della componente "combustibile quota utile";
 - si ritiene sia più corretto valorizzare il servizio reso di regolazione primaria facendo riferimento ai prezzi registrati su MSD per la regolazione secondaria, considerandoli come *proxy* del valore della regolazione primaria stessa;
 - più in generale, la riduzione di capacità di regolazione primaria causata dal minor numero di unità termoelettriche in esercizio, in seguito all'incremento della produzione da FRNP, potrebbe anche essere compensata aumentando il requisito sulla banda di regolazione che le unità di produzione sopra i 10 MW devono fornire (attualmente pari all'1,5% della potenza efficiente); si evidenzia al riguardo che l'Autorità, con il documento per la consultazione 29 novembre 2012, 508/2012/R/EEL, ha proposto di

misurare il contributo di ciascuna unità di produzione alla regolazione primaria di frequenza, di tenerne conto nel programma vincolante modificato e corretto dell'unità e di valorizzarlo al prezzo di MGP o al prezzo medio ponderato delle offerte accettate su MSD per la regolazione secondaria nella stessa isola di frequenza; lo stesso documento ipotizzava altresì la possibilità di introdurre, in linea di principio, meccanismi di mercato simili a quelli già in vigore per la riserva secondaria e terziaria, anche per la riserva primaria, con esclusivo riferimento alle quantità di potenza eccedenti una banda minima obbligatoria, posto che risultino verificate le stringenti condizioni di cui al punto 2.33 del citato documento.

Costi evitati per altri investimenti

5.14 La metodologia proposta da Terna si basa sull'assunzione che la presenza dei SdA consentirebbe di evitare costi di rinforzo delle linee AT e di incremento della capacità di regolazione delle tensioni sulla rete; da tale assunzione ne consegue che i costi evitati per altri investimenti sono portati a detrazione dei costi complessivi. Tale operazione non si ritiene corretta in quanto l'indice *IP* ha significato se calcolato rispetto ad un singolo investimento²⁶, confrontando lo scenario pre-investimento con lo scenario post-investimento di interventi alternativi. Inoltre, gli investimenti in SdA devono essere considerati non come alternativa ai cosiddetti rinforzi di rete, bensì come soluzioni transitorie nelle more dei necessari sviluppi di rete, a meno di casi residuali nei quali lo sviluppo di rete medesimo sia in assoluto anti-economico (casi di bassissimo fattore di utilizzo degli elementi di rete); in sostanza, i SdA non devono in alcun caso costituire motivo di dilazione degli investimenti propri e tipici del gestore del sistema di trasmissione. Qualora l'investimento in SdA dovesse comportare differimenti temporali degli investimenti in rinforzi di rete, il costo evitato di detti investimenti non dovrebbe quindi essere considerato alla stregua di un beneficio di sistema²⁷.

²⁶ Infatti, se nel calcolo dell'*IP* delle batterie si sottraessero i costi evitati delle linee AT, specularmente nel calcolo dell'*IP* delle linee AT si dovrebbero sottrarre i costi evitati delle batterie.

²⁷ Infrastrutture alternative, finalizzate alla risoluzione della medesima criticità, andrebbero valutate in parallelo a quella in esame e confrontate con la soluzione base (non investimento).