

2018

**RIFERIMENTI NORMATIVI 2017**  
TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA



# Trasmettiamo energia



In copertina:

morsetto portante con cerniera per giunzione dritta tubo Al  $\varnothing$  100mm. Posizionato in sommità agli isolatori porta-sbarre consente l'installazione e la giunzione di condotti sbarre consecutivi.

RIFERIMENTI  
NORMATIVI 2017



## INDICE DEI CONTENUTI

RIFERIMENTI NORMATIVI 2017.....	3
1.1. Introduzione .....	5
1.2. Regolamentazione a livello europeo .....	5
1.2.1. Pubblicazione del Rapporto sugli obiettivi di interconnessione elettrica della Commissione Europea - 9 novembre 2017.....	5
1.2.2. Adozione del Terzo Elenco dei Progetti di Interesse Comune dell'Unione Europea – 23 novembre 2017..	5
1.2.3. Pacchetto "Energia Pulita per tutti gli europei" – Aggiornamento sullo stato dell'iter legislativo UE.....	6
1.2.4. Orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (System Operation GuideLine - SO GL) .....	9
1.2.5. Codice di rete europeo in materia di emergenza e ripristino del servizio elettrico (Network Code on Emergency and Restoration – NC E&R) .....	9
1.2.6. Orientamenti in materia di assegnazione della capacità e gestione della congestione (Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management - CACM) .....	10
1.2.7. Codice di rete europeo relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete (Network Code on Requirements for Generators – NC RfG).....	10
1.2.8. Codice di rete europeo in materia di connessione della domanda (Demand Connection Code - DCC)....	10
1.2.9. Codice di rete europeo contenente i requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua ad alta tensione e dei parchi di generazione connessi in corrente continua (Network Code on HVDC Connections – NC HVDC).....	10
1.2.10. Orientamenti in materia di bilanciamento dell'energia elettrica (Network Code on Electricity Balancing - NC EB) .....	11
1.2.11. Orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (Guidelines on Forward Capacity Allocation –FCA GL) .....	11
1.3. Atti normativi emanati nel corso del 2017.....	11
1.3.1. Decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, recante "Proroga e definizione di termini", convertito con legge 27 febbraio 2017, n. 19 .....	11
1.3.2. Decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, recante attuazione della direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI) .....	11
1.3.3. Decreto legislativo 19 aprile 2017, n. 56, recante "Disposizioni integrative e correttive al decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50" .....	11
1.3.4. Decreto legge 20 giugno 2017, n. 91, recante "Disposizioni urgenti per la crescita economica nel Mezzogiorno", convertito con legge 20 giugno 2017, n. 123.....	12
1.3.5. Decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, recante attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114 .....	12
1.3.6. Decreto del Presidente della Repubblica 13 giugno 2017, n. 120, Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014, n. 164 .....	12
1.3.7. Legge 4 agosto 2017, n. 124 "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" .....	12
1.4. Principali delibere ARERA emanate nel corso del 2017 .....	13
1.4.1. Delibera 67/2017/R/eel - Avvio di procedimento per l'implementazione dei regolamenti europei RfG - Requirements for Generators, DCC - Demand Connection Code e HVDC - High-Voltage Direct Current.....	13

1.4.2. Delibera 70/2017/R/eel - Istruzioni a Terna S.p.a. per l'attuazione di emendamenti alla metodologia per la distribuzione delle rendite di congestione, decisi all'unanimità da tutte le Autorità europee di regolazione, ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM).....	13
1.4.3. Delibera 127/2017/R/eel - Resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica: estensione degli indennizzi automatici ai clienti finali, a carico degli operatori di rete .....	13
1.4.4. Delibera 201/2017/R/eel - Adeguamento del corrispettivo per la reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.....	14
1.4.5. Delibera 273/2017/R/eel - Criteri per la concessione delle deroghe ai requisiti previsti dai regolamenti europei RFG - Requirements for Generators, DCC - Demand Connection Code e HVDC - High-Voltage Direct Current, in materia di connessioni alle reti elettriche .....	14
1.4.6. Delibera 300/2017/R/eel - Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il Balancing Code europeo .....	14
1.4.7. Delibera 372/2017/R/eel - Approvazione del progetto pilota per la partecipazione della domanda al MSD	15
1.4.8. Delibera 332/2017/R/eel - Approvazione della proposta emendata della metodologia del modello comune di rete europea ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso dalle Autorità europee di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum .....	15
1.4.9. Delibera 419/2017/R/eel - Valorizzazione transitoria degli sbilanciamenti effettivi nelle more della definizione della disciplina di regime basata su prezzi nodali .....	15
1.4.10. Delibera 491/2017/R/eel - Determinazioni in merito all'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi ex deliberazione dell'Autorità 111/06, per l'impianto centrale elettrica di Capri. Modifiche e integrazioni alla deliberazione 111/06 .....	16
1.4.11. Delibera 496/2017/R/eel - Disposizioni in merito alla revisione della suddivisione della rete rilevante in zone	16
1.4.12. Delibera 554/2017/R/eel- Classificazione tra le tecnologie emergenti di tipologie di gruppi di generazione, ai sensi del Titolo VI del regolamento europeo RfG - Requirements for generators, in materia di connessioni alle reti elettriche .....	16
1.4.13. Delibera 579/2017/R/eel - Approvazione delle liste di opere di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, ammesse al meccanismo transitorio di incentivazione degli investimenti, per il 2016-2019 .....	16
1.4.14. Delibera 686/2017/R/eel- Approvazione della proposta comune di modifica alla determinazione delle regioni di calcolo della capacità, ai sensi del regolamento UE 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità Europee di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum.....	17
1.4.15. Delibera 696/2017/R/eel - Determinazioni in materia di impianti essenziali. Modifiche ed integrazioni alla disciplina di riferimento .....	17
1.4.16. Delibera 700/2017/R/eel Disposizioni in materia di applicazione del trattamento orario per i punti di immissione e prelievo dotati di sistemi smart metering 2G.....	17
1.4.17. Provvedimenti in materia di allocazione della capacità di trasporto.....	17
1.4.18. Delibera 766/2017/R/eel "Approvazione della metodologia di comunicazione dei dati sulla generazione e sul carico, ai sensi del Regolamento 2016/1719 (FCA), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità europee di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum" .....	18
1.4.19. Documento di consultazione 645/2017/R/eel - Incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Attività svolte e ulteriori orientamenti.....	18

1.4.20. Documento di consultazione 592/2017/R/eel - «Mercato italiano della capacità - ultimi parametri tecnico-economici» .....	19
1.4.21. Delibera 799/2017/R/eel - Disposizioni in tema di impianti essenziali per l'anno 2018. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 111/06.....	19
1.4.22. Delibera-852/2017/R/eel Aggiornamento, per il triennio 2018-2020, della disciplina delle procedure per l'approvvigionamento a termine delle risorse elettriche interrompibili. Approvazione del nuovo Regolamento delle procedure e del nuovo contratto standard per l'erogazione dei medesimi servizi .....	19
1.4.23. Delibera 856/2017/R/eel -Modifiche alle deliberazioni dell'Autorità 111/06, 653/2015/R/eel e 627/2016/R/eel. Verifica di conformità del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, in materia di sviluppo della rete e di qualità del servizio elettrico .....	19
1.4.24. Delibera 882/2017/R/eel -Aggiornamento, per l'anno 2018, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti non domestici e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione .....	20
1.4.25. Delibera 883/2017/R/eel - Aggiornamento delle tariffe per l'erogazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per l'anno 2018 .....	20
1.4.26. Delibera 881/2017/R/eel -Determinazione del premio relativo alla regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per l'anno 2016 e del premio per l'efficienza di cui alla deliberazione dell'Autorità 654/2015/R/eel .....	20
1.4.27. Delibera 884/2017/R/eel -Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione .....	20
1.4.28. Delibera 894/2017/R/eel - Aggiornamento della definizione di unità di consumo di cui al Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC) e al testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC). Posticipo della data entro cui regolarizzare i cosiddetti clienti finali "nascosti" .....	21
1.4.29. Delibera 909/2017/R/eel - Aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento, dal 1 gennaio 2018 .....	21

## 1.1. INTRODUZIONE

Il Piano di Sviluppo 2018 si inquadra nell'attuale contesto di evoluzione del quadro normativo, in linea con i principali indirizzi definiti in ambito europeo e nazionale.

La presente sezione fornisce il dettaglio dei principali provvedimenti legislativi e regolatori emanati nel corso dell'anno 2017, nonché un approfondimento sui provvedimenti a livello europeo emanati nel corso degli ultimi due anni.

## 1.2. REGOLAMENTAZIONE A LIVELLO EUROPEO

### 1.2.1. Pubblicazione del Rapporto sugli obiettivi di interconnessione elettrica della Commissione Europea - 9 novembre 2017

La Commissione Europea ha pubblicato il Rapporto sugli obiettivi di interconnessione elettrica per tradurre l'obiettivo di interconnessione del 15% al 2030 in obiettivi nazionali e regionali.

Questo rapporto contiene le raccomandazioni in relazione ai target di interconnessione elettrica al 2030, che sono state recepite nell'ambito della successiva Comunicazione legislativa "Strengthening Europe's energy networks" che accompagna l'atto delegato della Commissione Europea recante il "Terzo Elenco dei Progetti di Interesse Comune" del 23 novembre 2017.

Gli obiettivi di interconnessione elettrica (10% al 2020 e 15% al 2030) sono target politici definiti dal Consiglio Europeo del 2014 e misurati in relazione alla capacità di produzione di energia elettrica installata per tutti gli Stati Membri. I suddetti target sono implementabili prevalentemente attraverso la realizzazione dei c.d. Progetti di Interesse Comune (PCI).

Le indicazioni principali che emergono dal rapporto sono volte a massimizzare il social welfare delle nuove interconnessioni elettriche e a dare priorità alle interconnessioni necessarie per l'integrazione dei mercati, la copertura della domanda nazionale e l'accesso alle fonti di energia rinnovabile da parte dei Paesi confinanti.

Sono inoltre identificate le condizioni in base alle quali uno Stato Membro dovrebbe considerare più o meno urgente lo sviluppo di ulteriori interconnessioni nel proprio sistema di trasmissione e sono previste determinate soglie per valutare la necessità di incrementare le interconnessioni con l'estero al 2030.

Per il calcolo del target di interconnessione elettrica al 2030 ci si riferisce a due indici:

- il rapporto tra la capacità nominale di interconnessione (nominal transmission capacity) e la domanda di picco (peak load);
- il rapporto tra la capacità nominale di interconnessione (nominal transmission capacity) e la capacità di generazione rinnovabile installata (installed renewable generation capacity).

L'indicazione è di utilizzare i suddetti indici per valutare la necessità di nuove interconnessioni elettriche: gli Stati Membri in cui almeno uno dei suddetti rapporti è inferiore al 30% devono porre in essere con urgenza ulteriori sviluppi di interconnessioni elettriche. In tal caso l'indicazione è che qualsiasi progetto di sviluppo che contribuisce all'incremento della capacità di interconnessione di uno Stato Membro (supportando quello Stato Membro a raggiungere una delle sopra definite soglie del 30%) entri a far parte del Piano di Sviluppo Europeo di ENTSO-E (TYNDP) e delle prossime liste dell'Unione dei progetti di interesse Comune (Liste PCI).

La misurazione dei suddetti indici dovrà essere eseguita da ENTSO-E su base annuale e comunicata alla Commissione Europea e all'ACER.

### 1.2.2. Adozione del Terzo Elenco dei Progetti di Interesse Comune dell'Unione Europea – 23 novembre 2017

La Commissione Europea ha adottato il 23 novembre 2017 il Terzo Elenco dei Progetti di Interesse Comune dell'Unione Europea (c.d. Projects of Common Interest - PCI) con proprio Regolamento delegato che modifica il Regolamento (UE) n. 347/2013. Nel settore delle infrastrutture elettriche, la Commissione ha individuato 56 cluster di progetti per un totale di 106 investimenti di sviluppo.

I progetti di interesse comune (PCI) rientrano nell'ambito delle misure per le infrastrutture energetiche trans-europee introdotte nel settore dell'energia dal Regolamento Comunitario n. 347/2013. Il Regolamento stabilisce gli orientamenti comunitari per lo sviluppo e l'interoperabilità di corridoi energetici prioritari, le regole per individuare i PCI e per la ripartizione dei costi tra Stati Membri per la realizzazione di infrastrutture aventi impatto transfrontaliero. Definisce inoltre i criteri di ammissibilità dei PCI all'assistenza finanziaria dell'UE

attraverso contributi per studi e realizzazioni nell'ambito del Programma CEF oggetto di separato Regolamento. I PCI individuati dalla CE devono essere parte integrante del Piano del Sviluppo Europeo (TYNDP) di ENTSO-E e dei Piani di Sviluppo Nazionali. La procedura per l'identificazione dei PCI richiede che essi contribuiscano all'integrazione dei mercati, all'integrazione delle fonti rinnovabili e alla sicurezza degli approvvigionamenti sul territorio europeo.

Terna ha partecipato alle attività per l'individuazione dei PCI dei gruppi regionali relativi ai corridoi su cui insiste l'Italia: Corridoio "Nord-Sud nell'Europa occidentale" (NSI West Electricity) e Corridoio "Nord-Sud nell'Europa centro-orientale e sud-orientale" (NSI East Electricity).

Di seguito i progetti presentati da Terna e inseriti nell'Elenco PCI 2017:

- **Corridoio Elettrico NSI West Electricity**
  - Confine Italia-Francia
    - 2.4 - Interconnection between Codrongianos (IT), Lucciana (Corsica, FR) and Suvereto (IT) [currently known as "SACOI 3"]
    - 2.5.1 - Interconnection between Grande Ile (FR) and Piosasco (IT) [currently known as "Savoie-Piemont"]
  - Confine Italia-Svizzera
    - 2.15.1 - Interconnection between Airolo (CH) and Baggio (IT)
- **Corridoio Elettrico NSI East Europe**
  - Confine Italia-Slovenia
    - 3.21 - Interconnection between Salgareda (IT) and Divača - Bericevo region (SI)
  - Confine Italia-Montenegro
    - 3.22.5 - Interconnection between Villanova (IT) and Lastva (ME)
  - Confine Italia-Tunisia
    - 3.27 - Interconnection between Sicily (IT) and Tunisia node (TU) [currently known as "ELMED"]

Tra gli altri progetti del sistema Italia sono inoltre inseriti nell'elenco PCI 2017 i seguenti progetti di interconnessione elettrica:

- 3.4 Interconnection between Wurmlach (AT) and Somplago (IT) presentato da Alpe Adria Energia.
- 2.14 Interconnection between Thusis/Sils (CH) and Verderio Inferiore (IT ("Greenconnector")), presentato da World Energy.

L'atto delegato è in attesa di essere pubblicato in Gazzetta Ufficiale dell'UE dopo la conclusione del procedimento legislativo che coinvolge anche il Parlamento Europeo e il Consiglio dei Ministri dell'UE.

### 1.2.3. **Pacchetto "Energia Pulita per tutti gli europei" – Aggiornamento sullo stato dell'iter legislativo UE**

Il 30 novembre 2016, la Commissione Europea ha presentato un Pacchetto di proposte legislative e non in attuazione della Strategia Quadro per l'Unione dell'Energia denominato "Energia pulita per tutti gli europei" che definisce il quadro normativo e regolatorio del mercato dell'energia per guidare la transizione energetica verso l'attuazione degli obiettivi fissati dal Consiglio Europeo del 2014 in termini di riduzione di CO<sub>2</sub>, efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili al 2030.

Il pacchetto si articola sulle cinque dimensioni dell'Unione dell'Energia che rappresenta una delle priorità della Commissione Europea a guida Juncker e tiene conto dell'Accordo globale sul Clima raggiunto a Parigi nel 2015, nel quale l'UE si è impegnata a ridurre le emissioni i gas serra entro il 2030 del 40% rispetto ai livelli del 1990 e degli altri impegni conseguenti alla ratifica dell'Accordo da parte dell'UE avvenuto il 4 ottobre 2016.

Un ruolo dominante, quindi, assumono le azioni che dovranno facilitare il conseguimento da parte dell'UE della transizione energetica verso gli obiettivi ambientali a lungo termine in campo energetico riguardo la produzione di energia da fonti rinnovabili e elettricità a zero emissioni entro il 2050. In tal senso, la leva principale dell'iniziativa legislativa sono le misure che modificano il Terzo Pacchetto Energia dell'Unione Europea con un nuovo disegno del mercato energetico per favorire il crescente sviluppo delle fonti rinnovabili, l'innovazione e lo sviluppo tecnologico, mettere il consumatore finale al centro della transizione energetica al 2030, adeguare l'assetto istituzionale verso forme rafforzate di cooperazione a livello regionale ed europeo potenziando il ruolo dell'ACER,

l'Agenzia di Cooperazione delle autorità di regolazione nel settore dell'energia e di ENTSO-E, la Rete Europea dei Gestori dei sistemi di trasmissione di energia elettrica.

Il Pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" è composto da 8 proposte legislative:

- la proposta di Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica (che modifica la Direttiva 72/2009/CE) – COM (2016) 864;
- la proposta di Regolamento sul mercato elettrico (modifica il Regolamento UE 714/2009) - COM (2016) 861;
- la proposta di Regolamento di modifica del regolamento istitutivo dell'ACER (modifica il Regolamento UE 713/2009) – COM (2016) 863;
- la proposta di Regolamento on Risk Preparedness in the electricity sector (che abroga la direttiva 89/2005/CE) – COM (2016) 862;
- la Proposta di revisione della Direttiva 2009/28/CE sulle Fonti Rinnovabili- COM (2016) 767;
- la Proposta di revisione della Direttiva 2012/27/CE sull'Efficienza Energetica – COM (2016) 761;
- la Proposta di revisione della Direttiva 2010/31/CE sulla Prestazione Energetica nell'Edilizia (accompagnata da una Iniziativa Europea per l'Edilizia) – COM (2016) 765
- la Proposta di Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'Energia – COM (2016) 759.

Di queste, le prime tre modificano e integrano il c.d. "Terzo Pacchetto Energia dell'Unione Europea" mentre la quarta è finalizzata a rafforzare le regole per la sicurezza e la prevenzione dei rischi nel settore dell'energia elettrica.

L'iter legislativo sui suddetti provvedimenti è stato avviato in procedura ordinaria tra Commissione Europea, Parlamento Europeo e Consiglio dei Ministri UE a gennaio 2017 ed è tuttora in corso.

In aggiunta, il pacchetto contiene alcune proposte non legislative tra cui:

- la Relazione finale sull'indagine della DG Concorrenza sui meccanismi nazionali per la remunerazione della capacità – COM (2016) 752;
- la Comunicazione "Accelerating Clean Energy Innovation" – COM (2016) 763.

Di seguito un dettaglio dei contenuti delle proposte legislative:

*1.2.3.1. COM (2016) 864- Proposta di Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica (che modifica la Direttiva 72/2009/CE)*

La proposta di direttiva stabilisce le norme sull'organizzazione del settore elettrico introducendo modifiche alla direttiva n. 72/99/CE per favorire la partecipazione del consumatore attraverso il "demand side response", introducendo norme a favore degli investimenti per la flessibilità della generazione e l'energy storage, lo sviluppo della mobilità elettrica e le nuove interconnessioni. Interviene inoltre sui compiti dei gestori delle reti di distribuzione e di trasmissione oltre che sulle attività svolte dalle Autorità di regolamentazione nazionale per quanto riguarda le questioni transfrontaliere e di sicurezza di esercizio.

*1.2.3.2. COM (2016) 861 - Proposta di Regolamento sul mercato elettrico (che modifica il Regolamento UE 714/2009)*

La proposta di regolamento estende l'ambito di applicazione del Regolamento UE n. 714/2009 stabilendo le norme per riformare il disegno dei mercati verso obiettivi di maggiore flessibilità, decarbonizzazione e innovazione tecnologica. Introduce disposizioni normative sui mercati di bilanciamento, sui mercati infra-giornaliero, del giorno prima e a termine. Il Regolamento fissa anche nuove regole in merito alla valutazione dell'adeguatezza della capacità di generazione a livello nazionale e specifica le condizioni di compatibilità con il mercato interno dei meccanismi per la remunerazione della capacità adottati dagli Stati Membri.

Il regolamento introduce inoltre in capo ai Gestori di rete il compito di costituire "Regional Operational Coordinators" (ROC) per il coordinamento a livello regionale delle attività di esercizio delle reti e ne stabilisce compiti, funzioni e assetto di governance.

Vengono infine estesi i compiti di ENTSO-E, la Rete Europea dei Gestori dei Sistemi di trasmissione prevedendo in aggiunta alle competenze già svolte in relazione ai Codici di rete europei e al Piano di Sviluppo decennale della rete elettrica a livello europeo tra cui per esempio: la definizione di una metodologia comune per la valutazione dell'adequacy a livello europeo, le specifiche tecniche per la partecipazione della capacità estera ai meccanismi di remunerazione della capacità, il quadro di riferimento per la

cooperazione e il coordinamento a livello regionale dei c.d. "Regional Operational Coordinators" (ROC).

Il Regolamento stabilisce infine la costituzione da parte dei Gestori delle reti di distribuzione di una Associazione Europea dei DSOs (EU DSO Entity) per il coordinamento delle attività afferenti alla distribuzione, oltre che attività e compiti di cooperazione tra DSO e TSO.

*1.2.3.3. COM (2016) 863 - Proposta di Regolamento di modifica del regolamento istitutivo dell'ACER (modifica il Regolamento UE 713/2009)*

La proposta di regolamento interviene modificando il Regolamento UE n. 713/2009 istitutivo dell'ACER, rafforzando il ruolo e la Governance dell'ACER, l'Agenzia per la cooperazione delle autorità di regolazione nazionale ed estendendo i poteri decisionali dell'Agenzia sulle questioni di regolamentazione cross border di competenza delle autorità di regolazione nazionali. Il regolamento stabilisce compiti e funzioni dell'ACER anche nei confronti dei Regional Operational Coordinators (ROC) e dei Gestori del mercato elettrico designati.

*1.2.3.4. COM (2016) 862 Proposta di Regolamento on Risk Preparedness in the electricity sector (che abroga la direttiva 89/2005/CE)*

La proposta di regolamento è volta ad assicurare che tutti gli Stati Membri adottino strumenti omogenei per prevenire, preparare, gestire le situazioni di crisi ed emergenza nel settore elettrico e a tal fine introduce le disposizioni per assicurare la necessaria cooperazione tra Stati Membri.

Il regolamento stabilisce che ogni Stato Membro individui una autorità governativa o di regolamentazione, quale autorità competente in materia di risk preparedness, che collaborerà con le rispettive autorità individuate dagli altri Stati Membri.

Introduce inoltre regole comuni per la prevenzione delle crisi, per l'adozione di scenari condivisi di adeguatezza nel breve termine e nel tempo reale e norme per la gestione delle situazioni di crisi nel mercato elettrico.

*1.2.3.5. COM (2016) 767 - Proposta di revisione della Direttiva 2009/28/CE sulle Fonti Rinnovabili*

La proposta di direttiva mira ad adeguare il quadro normativo per lo sviluppo delle fonti rinnovabili ai target obbligatori dell'Unione al 2030 relativi alla quota complessiva di energia da fonti rinnovabili da destinare

al consumo finale lordo di energia (per EU27 non meno del 27%). Introduce inoltre gli strumenti che gli Stati Membri devono utilizzare per definire schemi di supporto per le fonti rinnovabili.

*1.2.3.6. COM (2016) 761 - Proposta di revisione della Direttiva 2012/27/CE sull'Efficienza Energetica*

La proposta di direttiva introduce modifiche agli articoli dell'attuale Direttiva 2012/27/CE più strettamente associati al raggiungimento dell'obiettivo del 30% di efficienza energetica al 2030.

*1.2.3.7. Fondo europeo per gli investimenti strategici: proposte di Regolamento (UE) che modificano i Regolamenti (UE) n. 1316/2013 e (UE) 2015/1017 per quanto riguarda la proroga del Fondo europeo per gli investimenti strategici e il potenziamento tecnico di tale Fondo e del polo europeo di consulenza sugli investimenti (COM (2016) 597)*

Lo scopo del FEIS è fornire sostegno economico agli investimenti strategici nell'UE (comprese le infrastrutture energetiche) e favorire l'accesso al finanziamento delle imprese con più di 3000 dipendenti, prevalentemente attraverso un sistema di garanzie europee. Gli Stati Membri possono partecipare al FEIS che è aperto anche a terze parti, quali Banche Nazionali o agenzie pubbliche o entità del settore privato.

Il 1 giugno 2016 la Commissione ha pubblicato la comunicazione "L'Europa ricomincia a investire. Bilancio del piano di investimenti per l'Europa e prossimi passi" nella quale illustra le realizzazioni del piano di investimenti strategici e le prospettive future fra cui la proroga del Fondo europeo per gli investimenti strategici (FEIS) oltre il periodo iniziale di tre anni.

Con tale proposta di modifica la Commissione Europea ha proposto la proroga del FEIS fino alla scadenza del vigente quadro finanziario pluriennale, ossia fino al 31 dicembre 2020, al fine di conseguire per l'intero periodo di investimento l'obiettivo di almeno 500 miliardi di EUR di investimenti pubblici e privati. Ha inoltre stabilito l'aumento della garanzia dell'Unione a 26 miliardi di EUR, di cui un massimo di 16 miliardi disponibili per le attivazioni della garanzia anteriormente al 6 luglio 2018.

L'8 novembre 2017 gli ambasciatori dell'UE hanno approvato, a nome del Consiglio, il testo del Parlamento europeo del 27 ottobre 2017 sulla proroga

del Fondo europeo per gli investimenti strategici (FEIS). Il procedimento è in attesa di conclusione.

#### 1.2.3.8. Fondo Europeo per lo Sviluppo Sostenibile (EFSD): Regolamento UE 2017/1601

E' stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale dell'UE il Regolamento UE 2017/1601 che istituisce il Fondo Europeo per lo sviluppo sostenibile (EFSD), la garanzia dell'EFSD e il Fondo di Garanzia dell'EFSD. L'EFSD è lo strumento principale per attuare il Piano Europeo per gli investimenti esterni nei Paesi Africani e del Vicinato.

Obiettivo del Fondo (EFSD) è quello di contribuire a finanziare progetti di diversi settori nei suddetti paesi tra cui energia, trasporti, infrastrutture pubbliche e private, economia digitale, servizi pubblici locali etc. attraverso garanzie a copertura dei rischi associati a prestiti, garanzie e controgaranzie, strumenti del mercato dei capitali e altre forme di finanziamento per operazioni di finanziamento e di investimento della BEI e del Fondo europeo per gli investimenti, Organismi di diritto pubblico, Organizzazioni internazionali ed Agenzie.

La modalità di funzionamento del Fondo è analoga a quella del Fondo Europeo per gli investimenti strategici (Piano Juncker). Il bilancio iniziale del Fondo è di 3.350 milioni di EUR. Il Fondo opererà attraverso uno sportello unico per ricevere le proposte di finanziamento.

#### 1.2.4. Orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (System Operation GuideLine - SO GL)

Il Regolamento UE 1495/2017, contenente Orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica, è entrato in vigore il 14 settembre 2017 e definisce orientamenti concernenti:

- requisiti e principi di sicurezza operativa;
- norme e responsabilità di coordinamento e scambio dei dati tra i gestori dei sistemi di trasmissione, i gestori dei sistemi di distribuzione e gli utenti rilevanti della rete in materia di pianificazione operativa e gestione vicina al tempo reale;
- norme in materia di formazione e certificazione dei dipendenti dei gestori di sistema;
- requisiti di coordinamento delle indisponibilità;

- requisiti di programmazione tra le aree di controllo dei TSO;
- norme volte a stabilire un quadro a livello di Unione per il controllo frequenza/potenza e le riserve,

al fine di preservare la sicurezza operativa, la qualità della frequenza e l'uso efficiente del sistema elettrico interconnesso.

Il Regolamento si applica a tutti i sistemi di trasmissione, a tutti i sistemi di distribuzione e a tutte le interconnessioni dell'Unione Europea e ai coordinatori regionali della sicurezza, ad eccezione dei sistemi di trasmissione e dei sistemi di distribuzione, o delle parti di tali sistemi, situati in isole di Stati Membri i cui sistemi non sono gestiti in modo sincrono con l'area sincrona dell'Europa continentale, della Gran Bretagna, dell'Europa settentrionale (o area Nordica), dell'Irlanda e Irlanda del Nord e del Baltico.

#### 1.2.5. Codice di rete europeo in materia di emergenza e ripristino del servizio elettrico (Network Code on Emergency and Restoration – NC E&R)

Il Codice di rete europeo in materia di emergenza e ripristino del servizio elettrico, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea come Regolamento (UE) 2017/2196 del 24 novembre 2017, definisce i requisiti di sicurezza operativa e i principi applicabili alle situazioni di emergenza, di blackout e di ripristino del servizio elettrico per i gestori di rete, i gestori dei sistemi di distribuzione, gli utenti rilevanti della rete, fornitori di servizi di difesa e di ripristino del servizio, gli operatori di mercato e qualsiasi altro soggetto che ha un ruolo ai sensi del Regolamento in materia di assegnazione della capacità e gestione delle congestioni (Capacity Allocation and Congestion Management, CACM) e del Codice di rete in materia di balancing.

In particolare, esso stabilisce requisiti minimi in materia di:

- gestione delle situazioni di emergenza, blackout e ripristino del servizio elettrico;
- coordinamento del funzionamento del sistema europeo nelle situazioni di emergenza, blackout e ripristino in maniera comune e coerente;

- simulazioni e test ai fini del ripristino veloce, affidabile ed efficiente del sistema nelle situazioni di emergenza o di blackout; e
- strumenti e strutture necessarie ai fini del ripristino affidabile, efficiente e veloce del sistema nelle situazioni di emergenza o blackout.

#### 1.2.6. **Orientamenti in materia di assegnazione della capacità e gestione della congestione (Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management - CACM)**

Il Regolamento UE 1222/2015 in materia di assegnazione della capacità e gestione delle congestioni (CACM) stabilisce gli orientamenti per l'allocazione della capacità interzonale e di gestione della congestione relativamente ai mercati del giorno prima e infragiornaliero, comprese le modalità per la definizione della capacità di trasporto fra le zone di mercato (bidding zones).

#### 1.2.7. **Codice di rete europeo relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete (Network Code on Requirements for Generators – NC RfG)**

Il Regolamento UE 631/2016 (Network Code on Requirements for Generators – NC RfG), in vigore da maggio 2016, stabilisce i requisiti per la connessione degli impianti di generazione di energia, vale a dire i gruppi di generazione sincroni, i parchi di generazione e i parchi di generazione offshore, al sistema interconnesso. Esso contribuisce pertanto ad assicurare condizioni di concorrenza eque nel mercato interno dell'energia elettrica, a garantire la sicurezza del sistema e l'integrazione delle fonti di energia elettrica rinnovabili e a facilitare gli scambi commerciali di energia elettrica sul territorio dell'Unione. Esso stabilisce inoltre obblighi intesi a far sì che i gestori di sistema utilizzino in modo appropriato le capacità degli impianti di generazione di energia, su base trasparente e non discriminatoria, al fine di garantire condizioni di parità in tutta l'Unione.

#### 1.2.8. **Codice di rete europeo in materia di connessione della domanda (Demand Connection Code - DCC)**

Il Regolamento (UE) n. 2016/1388, Demand Connection Code - DCC, entrato in vigore a settembre agosto 2016, stabilisce i requisiti per la connessione alla rete:

- degli impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione;
- degli impianti di distribuzione connessi al sistema di trasmissione;
- dei sistemi di distribuzione, compresi i sistemi di distribuzione chiusi;
- delle unità di consumo, utilizzate da un impianto di consumo o da un sistema di distribuzione chiuso per fornire servizi di gestione della domanda ai pertinenti gestori di sistema e ai pertinenti TSO.

Esso contribuisce pertanto ad assicurare condizioni di concorrenza eque nel mercato interno dell'energia elettrica, a garantire la sicurezza del sistema e l'integrazione delle fonti di energia elettrica rinnovabili e a facilitare gli scambi commerciali di energia elettrica sul territorio dell'Unione.

#### 1.2.9. **Codice di rete europeo contenente i requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua ad alta tensione e dei parchi di generazione connessi in corrente continua (Network Code on HVDC Connections – NC HVDC)**

Il Regolamento (UE) n. 2016/1447, (Network Code on HVDC Connections – NC HVDC), entrato in vigore a settembre 2016, stabilisce i requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua ad alta tensione (HVDC) e dei parchi di generazione connessi in corrente continua. Esso contribuisce pertanto ad assicurare condizioni di concorrenza eque nel mercato interno dell'energia elettrica, a garantire la sicurezza del sistema e l'integrazione delle fonti di energia elettrica rinnovabili e a facilitare gli scambi commerciali di energia elettrica sul territorio dell'Unione.

Inoltre, esso stabilisce obblighi intesi a far sì che i gestori di sistema utilizzino in modo appropriato le capacità dei sistemi HVDC e dei parchi di generazione

connessi in corrente continua, su base trasparente e non discriminatoria, al fine di garantire condizioni di parità in tutta l'Unione.

#### 1.2.10. **Orientamenti in materia di bilanciamento dell'energia elettrica (Network Code on Electricity Balancing - NC EB)**

Gli orientamenti sul bilanciamento dell'energia elettrica, tra cui la definizione di principi comuni per l'approvvigionamento e la composizione delle riserve di controllo della frequenza, le riserve di ripristino della frequenza e le riserve di sostituzione e di una metodologia comune per l'attivazione delle riserve di ripristino della frequenza e delle riserve di sostituzione sono state pubblicate sulla Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea come Regolamento (UE) 2017/2195 del 23 novembre 2017.

I requisiti stabiliti dal presente Codice si applicano ai Gestori di rete, ai gestori dei sistemi di distribuzione, tra cui i sistemi di distribuzione chiusi, alle Autorità di regolazione nazionali, all'ACER, all'ENTSO-E, ai soggetti terzi a cui sono delegate o attribuite responsabilità specifiche e agli operatori di mercato.

#### 1.2.11. **Orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (Guidelines on Forward Capacity Allocation –FCA GL)**

Il Regolamento (UE) 2016/1719 Guidelines on Forward Capacity Allocation –FCA GL), entrato in vigore a ottobre 2016, stabilisce norme sull'allocazione della capacità interzonale nei mercati a termine, sull'istituzione di una metodologia comune per determinare la capacità interzonale a lungo termine, sull'istituzione di una piattaforma unica di allocazione a livello europeo per offrire diritti di trasmissione a lungo termine e sulla possibilità di restituire diritti di trasmissione a lungo termine per successiva allocazione di capacità a termine o di trasferirli tra operatori del mercato.

### 1.3. **ATTI NORMATIVI EMANATI NEL CORSO DEL 2017**

#### 1.3.1. **Decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, recante "Proroga e definizione di termini", convertito con legge 27 febbraio 2017, n. 19**

Il decreto legge stabilisce il rinvio dal 1° gennaio 2016 al 1° gennaio 2018 del termine per l'adeguamento della struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema da applicarsi ai clienti non domestici ai criteri che regolano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore alla medesima data. Prevede, inoltre, a decorrere dal 1° gennaio 2017, l'applicazione delle parti variabili degli oneri generali di sistema all'energia prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi anziché sulla base del consumo complessivo.

#### 1.3.2. **Decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, recante attuazione della direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI)**

Con il decreto legislativo 257/16, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 13 gennaio 2017, è approvato il Quadro Strategico Nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi e sono adottate misure per lo sviluppo della mobilità elettrica e di infrastrutture per la fornitura di elettricità per il trasporto marittimo.

#### 1.3.3. **Decreto legislativo 19 aprile 2017, n. 56, recante "Disposizioni integrative e correttive al decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50"**

Il decreto reca disposizioni correttive al nuovo Codice appalti approvato con decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50 con riguardo alla disciplina della progettazione di fattibilità, dei concorsi di progettazione nei settori speciali, del criterio del minor prezzo, delle offerte anomale e del dibattito pubblico.

**1.3.4. Decreto legge 20 giugno 2017, n. 91, recante "Disposizioni urgenti per la crescita economica nel Mezzogiorno", convertito con legge 20 giugno 2017, n. 123**

La legge di conversione del decreto legge 91/17 ha introdotto una disposizione in materia di remunerazione della capacità in base alla quale "Non possono essere distratte dalla destinazione prevista, né essere soggette ad azioni ordinarie, cautelari o conservative da parte dei creditori dei singoli soggetti partecipanti ovvero del Gestore della rete di trasmissione nazionale ovvero del soggetto cui potrà essere affidata la gestione delle garanzie stesse, anche in caso di apertura di procedure concorsuali, le garanzie a copertura delle obbligazioni assunte dai soggetti partecipanti al sistema di remunerazione della capacità di cui all'articolo 1, comma 2, del Decreto Legislativo del 19 dicembre 2003 n. 379, in qualunque forma prestate. Durante il periodo di partecipazione al mercato della capacità e per l'intera durata degli impegni contrattuali non opera, nei confronti dell'ammontare garantito, la compensazione legale e giudiziale e non può essere pattuita la compensazione volontaria".

**1.3.5. Decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, recante attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114**

Il decreto legislativo, approvato in attuazione della delega contenuta nella legge 9 luglio 2015, n. 114, recepisce la direttiva 2014/52/UE in materia di valutazione di impatto ambientale modificando ampiamente la disciplina nazionale. Il decreto istituisce un nuovo comitato tecnico istruttorio, alle dipendenze funzionali del Ministero dell'ambiente, cui si può avvalere la Commissione VIA-VAS per lo svolgimento delle attività istruttorie. Introduce poi una procedura di prescreening per verificare con l'autorità competente quali modifiche progettuali hanno un impatto tale sull'ambiente da necessitare lo svolgimento della

verifica di assoggettabilità o alla VIA. Sono poi istituite due procedure di valutazione di impatto ambientale: la procedura di VIA semplice, che consente il rilascio del solo provvedimento di VIA e la procedura per l'ottenimento del provvedimento unico ambientale, comprensivo del provvedimento di VIA e di altri atti di assenso anche in materia ambientale.

**1.3.6. Decreto del Presidente della Repubblica 13 giugno 2017, n. 120, Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014, n. 164**

Il decreto detta disposizioni di riordino e di semplificazione della disciplina inerente la gestione delle terre e rocce da scavo, con particolare riferimento a: la gestione delle terre e rocce da scavo qualificate come sottoprodotti provenienti da cantieri di piccole dimensioni, di grandi dimensioni e di grandi dimensioni non assoggettati a VIA o a AIA, compresi quelli finalizzati alla costruzione o alla manutenzione di reti e infrastrutture, la disciplina del deposito temporaneo delle terre e rocce da scavo qualificate rifiuti, l'utilizzo nel sito di produzione delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti, la gestione delle terre e rocce da scavo nei siti oggetto di bonifica.

**1.3.7. Legge 4 agosto 2017, n. 124 "Legge annuale per il mercato e la concorrenza"**

La legge disciplina il processo per il superamento del regime di tutela dal 1° luglio 2019 e, per i prodotti energetici all'ingrosso di cui al Regolamento UE 1227/2011, prevede la validità e l'efficacia della clausola di Close-out netting anche in caso di apertura di una procedura di risanamento, di ristrutturazione economico-finanziaria o di liquidazione, di natura concorsuale o pre-concorsuale, con o senza spossessamento del debitore, nei confronti di una delle parti.

#### 1.4. PRINCIPALI DELIBERE ARERA EMANATE NEL CORSO DEL 2017

##### 1.4.1. **Delibera 67/2017/R/eel - Avvio di procedimento per l'implementazione dei regolamenti europei RfG - Requirements for Generators, DCC - Demand Connection Code e HVDC - High-Voltage Direct Current**

Con tale provvedimento l'Autorità ha avviato il procedimento per l'implementazione, in Italia, dei regolamenti europei in materia di requisiti tecnici di connessione degli impianti di produzione, degli impianti di consumo e dei sistemi HVDC, vale a dire rispettivamente:

- RfG - Requirements for Generators (Regolamento UE 2016/631) che troverà applicazione dal 27 aprile 2019;
- DCC - Demand Connection Code (Regolamento UE 2016/1388) che troverà applicazione dal 18 agosto 2019;
- HVDC-High Voltage Direct Current (Regolamento UE 2016/1447) che troverà applicazione dall'8 settembre 2019.

Tali regolamenti, pur essendo direttamente applicabili in ciascuno degli Stati Membri, richiedono per la piena applicazione l'aggiornamento/integrazione della regolazione attualmente vigente in materia di requisiti tecnici di connessione, e quindi l'aggiornamento del Codice di rete di Terna, delle norme CEI 0-21 e 0-16 e delle relative delibere dell'Autorità.

A tal fine l'Autorità organizzerà incontri con Terna, i distributori, gli operatori e le diverse associazioni di categoria nonché emanerà uno o più documenti di consultazione in materia.

##### 1.4.2. **Delibera 70/2017/R/eel - Istruzioni a Terna S.p.a. per l'attuazione di emendamenti alla metodologia per la distribuzione delle rendite di congestione, decisi all'unanimità da tutte le Autorità europee di regolazione, ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM)**

Con tale provvedimento l'Autorità ha richiesto a Terna di dare attuazione a quanto previsto nel documento "Richiesta di emendamenti al CIDM" (Congestion Income Distribution Methodology) predisposto dall'ERF (Energy Regulator Forum). La richiesta di modifiche è stata approvata dalle Autorità di regolazione europee all'unanimità. La richiesta di modifica riguarda la proposta congiunta di tutti i TSO di una metodologia per la distribuzione della rendita da congestione relativa al mercato del giorno prima e al mercato infragiornaliero (CIDM). In particolare viene chiesto ai TSO di conservare accanto alla regola standard che consiste nella suddivisione in parti uguali dei ricavi la possibile applicazione del criterio specifico che prevede una ripartizione della rendita in proporzione ai costi di investimento sostenuti.

Terna, insieme agli altri TSO, ha provveduto a livello ENTSO-E a recepire le modifiche di cui sopra e in data 27 aprile ha trasmesso nuovamente la metodologia all'Autorità.

##### 1.4.3. **Delibera 127/2017/R/eel - Resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica: estensione degli indennizzi automatici ai clienti finali, a carico degli operatori di rete**

Il provvedimento si colloca nell'ambito delle attività dell'Autorità in materia di resilienza delle reti elettriche e mira a responsabilizzare maggiormente le imprese rispetto ai tempi di ripristino del servizio e ad implementare velocemente i piani per la resilienza. In particolare, la delibera ha aggiornato la regolazione in materia di indennizzi automatici che i distributori e/o Terna (quest'ultima tramite il meccanismo di compartecipazione agli indennizzi che i distributori erogano agli utenti MT e BT oppure direttamente in caso di indennizzi ai clienti finali AT e AAT) corrispondono agli utenti in caso di interruzioni prolungate.

La delibera prevede inoltre un limite, pari a 72 ore, oltre il quale l'onere addizionale degli indennizzi viene posto in capo all'impresa distributrice e/o a Terna, anche qualora la causa di innesco dell'interruzione sia attribuibile a forza maggiore. Inoltre, l'indennizzo per il cliente continuerà ad aumentare in proporzione alla durata del disservizio fino a 240 ore.

#### 1.4.4. **Delibera 201/2017/R/eel - Adeguamento del corrispettivo per la reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico**

Con tale provvedimento l'Autorità ha ridotto, dal 1 aprile 2017, il corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali ammesse al regime di reintegro dei costi (articolo 45 della delibera 111/06) ponendolo pari a 1,092 €/MWh. Il corrispettivo è stato aggiornato per tener conto delle mutate esigenze di gettito previste per l'anno 2017 derivanti, in particolare, dagli impegni presentati da Enel Produzione nell'ambito del procedimento istruttorio avviato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato nei confronti della società relativamente ai prezzi applicati sul Mercato dei Servizi di dispacciamento.

#### 1.4.5. **Delibera 273/2017/R/eel - Criteri per la concessione delle deroghe ai requisiti previsti dai regolamenti europei RFG - Requirements for Generators, DCC - Demand Connection Code e HVDC - High-Voltage Direct Current, in materia di connessioni alle reti elettriche**

Con tale provvedimento l'Autorità ha definito i criteri per l'analisi delle richieste di deroga ai requisiti previsti dai Regolamenti europei in materia di connessione di impianti di generazione, consumo e sistemi in corrente continua ad alta tensione. Ai fini della concessione della deroga da parte dell'Autorità, occorre dimostrare che:

- non vi siano rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale;
- non vi siano rischi per la sicurezza della rete elettrica alla quale sono o saranno connessi gli impianti e/o i sistemi per i quali sia stata richiesta la deroga, vi siano impatti trascurabili sulla qualità del servizio e non vi siano criticità

per impianti industriali a rischio di incidente rilevante;

- non vi siano rischi per la sicurezza degli scambi transfrontalieri;
- l'analisi costi-benefici evidenzia che i requisiti previsti dai regolamenti, qualora applicati, comportino costi superiori ai benefici;
- il soggetto che richiede la deroga dimostri di porre in essere tutte le azioni per superare la necessità di una deroga e mitigarne le eventuali criticità.

La delibera prevede che i criteri di cui sopra potranno essere ulteriormente integrati a seguito della completa implementazione dei Regolamenti europei.

#### 1.4.6. **Delibera 300/2017/R/eel - Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il Balancing Code europeo**

Con tale provvedimento, nelle more della redazione del nuovo testo integrato del Dispacciamento elettrico, l'Autorità definisce i criteri per consentire l'ampliamento delle risorse sul mercato dei servizi di dispacciamento attraverso progetti pilota. Il provvedimento prevede, infatti, che Terna definisca dei progetti pilota finalizzati all'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento alla domanda, alle unità di produzione non abilitate, quali le unità da fonte rinnovabile non programmabile, e ai sistemi di accumulo, eventualmente anche su proposta degli operatori.

I progetti pilota possono riguardare i seguenti aspetti:

- abilitazione di nuove risorse di dispacciamento;
- modalità di aggregazione delle Unità di Produzione (UP) e Unità di Consumo (UC) ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e al MSD. L'Autorità prevede che possano essere costituiti i seguenti aggregati, c.d. Unità Virtuali Abilitate (UVA):

- di produzione (UVAP) caratterizzate dalla presenza di sole UP non rilevanti, ivi inclusi i sistemi di accumulo;
- di consumo (UVAC) caratterizzate dalla presenza di sole UC;
- miste (UVAM) caratterizzate dalla presenza di UP non rilevanti e di UC;
- nodali (UVAN) in cui è possibile aggregare UP rilevanti oggetto di abilitazione volontaria e/o UP non rilevanti ed UC, purché siano sottese allo stesso nodo della Rete di Trasmissione Nazionale.
- modalità per la remunerazione di servizi attualmente non remunerati esplicitamente;
- forme di approvvigionamento a termine delle risorse di dispacciamento secondo procedure concorrenziali coerenti con l'art. 60 della delibera 111/06;
- qualunque altro aspetto che Terna ritenga utile sperimentare.

#### 1.4.7. **Delibera 372/2017/R/eel - Approvazione del progetto pilota per la partecipazione della domanda al MSD**

L'Autorità ha approvato la proposta di Terna relativa al progetto pilota per partecipazione della domanda al mercato dei servizi di dispacciamento e in particolare:

- Regolamento per l'abilitazione e partecipazione a MSD delle unità virtuali di consumo (UVAC);
- Proposta per la contrattualizzazione a termine di risorse di dispacciamento a salire offerte dalle UVAC nelle zone di mercato Nord e centro Nord per il periodo giugno-settembre 2017.

Nell'approvare la documentazione, l'Autorità ha inteso inoltre disciplinare i rapporti tra utente del dispacciamento (UdD) e il soggetto titolare dell'UVAC (Balancing Service Provider - BSP) al fine di agevolare il rapporto tra i due soggetti.

#### 1.4.8. **Delibera 332/2017/R/eel - Approvazione della proposta emendata della metodologia del modello comune di rete europea ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso dalle Autorità europee di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum**

L'Autorità, in coordinamento con tutte le Autorità di regolazione europee, ha approvato la metodologia per il "Modello comune di rete" (Common Grid Model Methodology – CGMM), predisposta da Terna congiuntamente agli altri TSO europei ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM).

La metodologia prevede le procedure da adottare per:

- la predisposizione dei modelli di rete individuali da condividere, attraverso una piattaforma centralizzata, tra tutti i TSO;
- le modalità di integrazione dei diversi modelli di rete individuali per formare il Common Grid Model;
- le modalità di gestione della piattaforma centralizzata per lo scambio di informazioni da parte di ENTSO-E.

#### 1.4.9. **Delibera 419/2017/R/eel - Valorizzazione transitoria degli sbilanciamenti effettivi nelle more della definizione della disciplina di regime basata su prezzi nodali**

Il provvedimento, nelle more dell'adozione della disciplina di regime degli sbilanciamenti basata sui prezzi nodali, rivede la valorizzazione degli sbilanciamenti prevedendo:

- l'introduzione del Corrispettivo di Non Arbitraggio Macrozonale (Cnonarb) volto a superare l'incentivo ad arbitrare sulle differenze di prezzo tra zone diverse all'interno della stessa macrozona;
- l'introduzione della nuova metodologia di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale, che recepisce la proposta di Terna, basata sui programmi vincolanti delle unità di produzione e di consumo e sui flussi fisici scambiati tra le macrozone e con l'estero;

- il ripristino del meccanismo Single-Pricing per la determinazione del prezzo di sbilanciamento per le unità non abilitate al Mercato dei Servizi di Dispacciamento, in coerenza con quanto indicato dalla regolazione europea in materia di bilanciamento.

**1.4.10. Delibera 491/2017/R/eel - Determinazioni in merito all'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi ex deliberazione dell'Autorità 111/06, per l'impianto centrale elettrica di Capri. Modifiche e integrazioni alla deliberazione 111/06**

Con tale provvedimento l'Autorità:

- ammette, con alcune condizioni, l'impianto essenziale Centrale elettrica di Capri al regime di reintegrazione dei costi ex deliberazione 111/06;
- definisce i parametri tecnico-economici che rilevano per l'applicazione del regime di reintegrazione all'impianto Capri;
- stabilisce i principi per la successiva regolazione del raccordo tra il regime di reintegrazione e il sistema di integrazione tariffaria, con riferimento all'impianto Capri.

**1.4.11. Delibera 496/2017/R/eel - Disposizioni in merito alla revisione della suddivisione della rete rilevante in zone**

Con tale provvedimento l'Autorità ha prorogato per l'anno 2018 la configurazione zonale vigente e fissato le principali tempistiche per la definizione della configurazione zonale a valere dall'anno 2019, tenendo conto di quanto previsto dal Regolamento UE 2015/1222 (CACM).

**1.4.12. Delibera 554/2017/R/eel - Classificazione tra le tecnologie emergenti di tipologie di gruppi di generazione, ai sensi del Titolo VI del regolamento europeo RfG - Requirements for generators, in materia di connessioni alle reti elettriche**

Con tale provvedimento l'Autorità ha definito l'elenco delle tipologie dei gruppi di generazione classificate come «tecnologie emergenti», in attuazione del Regolamento Europeo Requirements for generators - RfG.

Tale Regolamento, che disciplina i requisiti tecnici di connessione degli impianti di generazione, prevede anche che, sulla base delle richieste dei costruttori, ogni Regolatore pubblici l'elenco delle tecnologie emergenti, escluse dall'ambito di applicazione dello stesso RfG.

Per poter essere classificati come tecnologie emergenti i gruppi di generazione devono rispettare i seguenti requisiti:

- sono di tipo A;
- si avvalgono di una tecnologia disponibile in commercio;
- le vendite cumulate di tale tecnologia al momento della domanda di classificazione non superino, per l'Italia, 41,7 MW.

L'elenco delle tecnologie emergenti è aggiornato dall'ARERA con cadenza bimestrale. Qualora la capacità massima cumulativa di tutti i gruppi di generazione classificati tra le tecnologie emergenti venduti in Italia superi il limite di 41,7 MW, l'Autorità revoca la classificazione tra le tecnologie emergenti per tutti i gruppi di generazione che l'hanno ottenuta.

**1.4.13. Delibera 579/2017/R/eel - Approvazione delle liste di opere di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, ammesse al meccanismo transitorio di incentivazione degli investimenti, per il 2016-2019**

Con tale provvedimento l'Autorità ha approvato le liste di opere di sviluppo della rete di trasmissione nazionale ammesse al meccanismo transitorio di incentivazione degli investimenti di cui A alla delibera 654/2015/R/eel

(TIT), che prevede per tali opere la possibilità di accedere – a determinate condizioni ed entro specifici limiti – sia ad una maggiorazione del tasso di remunerazione (pari all'1% per 12 anni) sia ad un premio addizionale di natura output –based (pari al 20% della differenza tra costo stimato e costo consuntivato).

**1.4.14. Delibera 686/2017/R/eel- Approvazione della proposta comune di modifica alla determinazione delle regioni di calcolo della capacità, ai sensi del regolamento UE 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità Europee di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum**

Con tale provvedimento l'Autorità ha approvato, in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee, la «Proposta di modifica alla determinazione delle regioni di calcolo della capacità (capacity calculation regions, CCR)» come risultante dal voto unanime espresso in sede di Energy Regulators' Forum (ERF). Tale proposta prevede l'inclusione dell'interconnessione tra Belgio e Gran Bretagna (denominata NEMO Link), all'interno della CCR Channel, successivamente al rilascio della certificazione di TSO a Nemo Link Limited dalle competenti istituzioni.

**1.4.15. Delibera 696/2017/R/eel - Determinazioni in materia di impianti essenziali. Modifiche ed integrazioni alla disciplina di riferimento**

Con tale provvedimento l'Autorità ha determinato, per l'anno solare 2018, i valori dei parametri tecnico-economici rilevanti, ai fini dell'applicazione della disciplina di remunerazione alternativa ai regimi tipici, e aggiornato i criteri di calcolo dei corrispettivi per il medesimo anno nell'ambito dei regimi tipici.

**1.4.16. Delibera 700/2017/R/eel Disposizioni in materia di applicazione del trattamento orario per i punti di immissione e prelievo dotati di sistemi smart metering 2G**

Con tale provvedimento l'Autorità ha definito le disposizioni in merito all'applicazione del trattamento orario ai sensi del Testo Integrato Settlement (TIS) per i punti di immissione e prelievo dotati di sistemi di smart metering 2G. In particolare, l'Autorità ha:

- previsto l'applicazione del trattamento orario per tutti i punti di prelievo (inclusi quelli afferenti a impianti di illuminazione pubblica) e immissione in bassa tensione, dotati di sistema smart metering 2G;
- dato mandato al Gestore del Sistema Informativo Integrato (SII) di predisporre le specifiche tecniche funzionali all'implementazione del flusso ad hoc per la messa a disposizione dei dati di misura provenienti da sistemi di misura 2G;
- rinviato a successivo provvedimento la definizione delle disposizioni inerenti alla configurazione dei misuratori e dei sistemi di smart metering 2G.

**1.4.17. Provvedimenti in materia di allocazione della capacità di trasporto**

Le regole armonizzate di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (HAR), predisposte da tutti i TSO nell'ambito dell'implementazione del Regolamento europeo 2016/1719 in materia di allocazione della capacità di trasmissione a termine (Regolamento FCA), sono state approvate da ACER con decisione n.3/2017.

Sulla base di tali regole, l'Autorità ha adottato i seguenti provvedimenti:

- **Delibera 699/2017/R/eel** - Approvazione dell'Allegato regionale alle regole armonizzate di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (HAR) per la regione per il calcolo della capacità (CCR) Italy North, ai sensi dell'articolo 52 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA);
- **Delibera 702/2017/R/eel** - Approvazione dell'Allegato regionale alle regole armonizzate di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (HAR) per la regione per il calcolo della

capacità (CCR) Greece Italy, ai sensi dell'articolo 52 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA);

- **Delibera 701/2017/R/eel** - Approvazione della proposta di definizione dei diritti di trasmissione di lungo termine (LTTR) per la regione per il calcolo della capacità (CCR) Italy North, ai sensi dell'articolo 31 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA) e delibera 703/2017/R/eel Approvazione della proposta di definizione dei diritti di trasmissione di lungo termine (LTTR) per la regione per il calcolo della capacità (CCR) Greece - Italy, ai sensi dell'articolo 31 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA);
- **Delibera 764/2017/R/eel** - "Approvazione delle regole di allocazione dei diritti di lungo termine sul confine con la Svizzera, a valere dall'anno 2018";
- **Delibera 765/2017/R/eel** - "Approvazione delle regole, per l'anno 2018, per l'allocazione della capacità di trasporto su base giornaliera e infragiornaliera per le frontiere elettriche sulle quali non è attiva l'allocazione implicita della capacità".

#### 1.4.18. **Delibera 766/2017/R/eel** **"Approvazione della metodologia di comunicazione dei dati sulla generazione e sul carico, ai sensi del Regolamento 2016/1719 (FCA), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità europee di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum"**

Con tale provvedimento, in conformità al voto espresso da tutte le Autorità di regolazione europee nell'ambito dell'Energy Regulatory Forum, viene approvata la proposta di metodologia per la comunicazione dei dati sulla generazione e sul carico necessari per realizzare il modello comune di rete valido sugli orizzonti temporali di lungo termine, predisposta da tutti i TSO ai sensi dell'art. 17 del Regolamento FCA.

La metodologia si basa sul documento già approvato dalle Autorità di regolazione europee (dall'ARERA con delibera 683/2016/R/eel) ai sensi del Regolamento 2015/1222 (CACM) e:

- individua i dati di generazione e carico (sia strutturali sia specifici) che possono essere

richiesti dai TSO al fine di creare un modello comune di rete valido su orizzonti temporali di lungo termine;

- prevede il diritto dei TSO di ottenere tali dati dai titolari degli stessi.

#### 1.4.19. **Documento di consultazione 645/2017/R/eel - Incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Attività svolte e ulteriori orientamenti**

Il documento di consultazione ha ad oggetto gli orientamenti in materia di incremento della resilienza di resilienza delle reti di trasmissione e-distribuzione dell'energia elettrica, in un contesto di eventi meteorologici che col passare del tempo diventano sempre più frequenti, intensi e vasti. L'Autorità evidenzia la necessità di un approccio integrato, al fine di completare il coordinamento tra Terna e distributori nonché la necessità di aggiornamento, alle mutate condizioni meteo, delle mappe di rischio per ghiaccio e neve. Gli incentivi considerati sono:

- di tipo reputazionale, solo per la distribuzione, finalizzati all'integrazione graduale degli attuali Piani di sviluppo, dei piani per la resilienza e dei piani di rinnovo della rete in Piani Integrati di Distribuzione e alla loro progressiva pubblicazione. Nel merito l'Autorità ritiene che anche i processi di selezione degli investimenti della distribuzione debbano essere sempre più supportati da adeguate analisi costi-benefici, cui dare evidenza pubblica;
- di tipo economico, per gli interventi di distribuzione volti ad aumentare la tenuta alle sollecitazioni e per aumentare la tempestività ed efficacia della fase di ripristino, anche attraverso misure di prevenzione e approntamento.

Il documento traccia anche una possibile roadmap dei prossimi passi finalizzati all'aumento della resilienza, tenendo conto anche dei previsti sviluppi in prospettiva "business plan" e "totex".

**1.4.20. Documento di consultazione 592/2017/R/eel - «Mercato italiano della capacità - ultimi parametri tecnico-economici»**

Tale documento si inserisce nel più ampio processo di modifica e integrazione della disciplina del mercato della capacità e illustra gli orientamenti dell’Autorità in merito ai parametri tecnico-economici del mercato della capacità italiano, con particolare riferimento al prezzo di esercizio e ai parametri economici della curva di domanda di capacità. Vengono inoltre espresse alcune considerazioni in relazione alla partecipazione attiva della domanda al mercato della capacità e delineati gli orientamenti attinenti ai parametri economici della curva di domanda definita secondo la metodologia consultata da Terna all’inizio del 2017.

**1.4.21. Delibera 799/2017/R/eel - Disposizioni in tema di impianti essenziali per l’anno 2018. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell’Autorità 111/06**

Con tale provvedimento l’Autorità ha determinato i valori di parametri rilevanti per l’applicazione dei regimi tipici agli impianti di produzione essenziali per l’anno 2018 e apportato alcune modifiche alla disciplina dei regimi tipici di essenzialità.

**1.4.22. Delibera-852/2017/R/eel Aggiornamento, per il triennio 2018-2020, della disciplina delle procedure per l’approvvigionamento a termine delle risorse elettriche interrompibili. Approvazione del nuovo Regolamento delle procedure e del nuovo contratto standard per l’erogazione dei medesimi servizi**

Con tale provvedimento l’Autorità ha:

- ha aggiornato la disciplina delle procedure per l’approvvigionamento a termine delle risorse elettriche interrompibili al fine di recepire gli indirizzi formulati dal Ministro dello Sviluppo Economico;
- ha approvato il nuovo Regolamento delle procedure di approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità e il contratto standard

per l’erogazione dei medesimi servizi per il triennio 2018-2020.

**1.4.23. Delibera 856/2017/R/eel -Modifiche alle deliberazioni dell’Autorità 111/06, 653/2015/R/eel e 627/2016/R/eel. Verifica di conformità del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, in materia di sviluppo della rete e di qualità del servizio elettrico**

Con tale provvedimento l’Autorità ha:

- approvato la proposta di aggiornamento del Capitolo 2 del Codice di rete di Terna, nonché la proposta di un nuovo Allegato A.74 al Codice di rete, recante la metodologia di analisi costi-benefici (ACB 2.0), estendendone, tra l’altro, l’ambito di applicazione agli *interconnector*, a partire dal Piano di sviluppo 2019;
- approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rete di Terna in materia di qualità del servizio. In particolare sono stati approvati il Capitolo 11 (“Qualità del servizio di trasmissione”) e l’Allegato A.54 (“Classificazione e registrazione delle interruzioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN”);
- approvato alcune modifiche e integrazioni all’Allegato A alla delibera 627/2016/R/eel (requisiti minimi per la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della RTN), tra cui, in particolare:
  - l’introduzione di un monitoraggio degli sviluppi di rete determinati da altre disposizioni, quali, ad esempio, il programma per l’adeguamento e l’eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico o l’attuazione dell’articolo 32 della legge n. 99/2009;
  - la predisposizione del documento di descrizione degli scenari entro il 30 settembre di ciascun anno dispari, a partire dal 2019 (successivamente alla sua prima edizione per il Piano di sviluppo 2018);

- prescritto l'applicazione dei costi standard per la stima dei costi nei Piani di sviluppo 2018 e 2019 e il successivo invio da parte di Terna entro il 31 maggio 2019 di un documento di analisi sull'applicazione di tale metodologia.

**1.4.24. Delibera 882/2017/R/eel - Aggiornamento, per l'anno 2018, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti non domestici e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione**

Con tale provvedimento l'Autorità ha, tra l'altro, approvato l'aggiornamento:

- dei corrispettivi di misura;
- dei corrispettivi per il servizio di connessione disciplinati dal TIC (Testo Integrato per l'erogazione del servizio di Connessione) nelle more della razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessioni.

**1.4.25. Delibera 883/2017/R/eel - Aggiornamento delle tariffe per l'erogazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per l'anno 2018**

Con tale provvedimento l'Autorità ha approvato le tariffe unitarie per il servizio di trasmissione, determinate sulla base della proposta tariffaria presentata da Terna relativa all'aggiornamento, per l'anno 2018, dei ricavi di riferimento a copertura dei costi riconosciuti per l'attività di trasmissione.

**1.4.26. Delibera 881/2017/R/eel - Determinazione del premio relativo alla regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per l'anno 2016 e del premio per l'efficienza di cui alla deliberazione dell'Autorità 654/2015/R/eel**

Con tale provvedimento l'Autorità ha determinato e dato mandato alla CSEA di riconoscere a Terna:

- un premio relativo alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2016;
- il premio per l'efficienza per opere O-NPR1 e I-NPR1 entrate in esercizio e completamente consuntivate entro il 2016.

**1.4.27. Delibera 884/2017/R/eel - Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione**

Con tale provvedimento l'Autorità ha:

- definito, in prima attuazione (in vista di una più ampia implementazione di nuovi strumenti di incentivazione di natura *output-based* per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica), i meccanismi incentivanti allo sviluppo e al rafforzamento di strumenti propedeutici alla regolazione *output-based* e di incentivazione all'ottenimento di contributi per il finanziamento degli interventi di sviluppo. In particolare, l'Autorità ha approvato tre nuovi meccanismi di incentivazione *output-based* e, in particolare:
  - l'incentivazione a strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*;
  - l'incentivazione sperimentale all'ottenimento di contributi *Connecting Europe Facility* (CEF) per il finanziamento degli interventi;
  - l'estensione ad altri progetti con IUS > 1,5 dell'ambito di applicazione del potenziale incentivo per progetti ad alto rischio fino ad oggi riconosciuto solo ai Progetti di Interesse Comune (PCI),
- definito obblighi di comunicazione a carico di Terna relativi alla qualità del servizio e dei costi sorgenti derivanti dalle nuove attività previste nella delibera stessa;
- confermato l'intenzione di procedere, anche con successive consultazioni, all'emanazione di provvedimenti volti all'introduzione di ulteriori meccanismi di incentivazione finalizzati ad:
  - ottenere contributi da operatori di rete e soggetti esteri;
  - realizzare capacità aggiuntiva di trasporto fino a valori di capacità *target*;

- ulteriori aspetti meritevoli di incentivazione, anche ai sensi dell'articolo 37, paragrafo 8, della Direttiva 2009/72/CE.

**1.4.28. Delibera 894/2017/R/eel - Aggiornamento della definizione di unità di consumo di cui al Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC) e al testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC). Posticipo della data entro cui regolarizzare i cosiddetti clienti finali "nascosti"**

Con tale provvedimento l'Autorità ha aggiornato la definizione di unità di consumo per le finalità di cui al Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC) e al Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC), vale a dire nell'ambito delle configurazioni impiantistiche diverse dalle reti pubbliche. In particolare, il provvedimento:

- amplia la nozione di unità di consumo, consentendo l'aggregazione, in un'unica unità di consumo, di più unità immobiliari ove in uno stesso sito, accanto a unità immobiliari destinate all'attività principale vi siano unità immobiliari destinate alle attività secondarie, indipendentemente dai soggetti che le gestiscono e fermi restando i requisiti di contiguità territoriale;
- posticipa la data entro cui regolarizzare i cosiddetti clienti finali "nascosti", ovvero i clienti finali non connessi alla rete pubblica né appartenenti a sistemi di distribuzione chiusi o a sistemi semplici di produzione e consumo. In particolare, viene posticipata al 30 giugno 2018 la data entro cui i clienti finali "nascosti" sono tenuti ad auto-dichiararsi richiedendo la connessione al gestore di rete territorialmente competente ovvero richiedendo all'Autorità la costituzione di un sistema di distribuzione chiuso ai sensi del TISDC;
- aggiorna, dal 31 gennaio 2018 al 30 aprile 2018, i termini entro cui Terna e Acquirente Unico definiscono le scadenze per il completamento delle attività propedeutiche all'applicazione del TISDC ai sistemi di distribuzione chiusi.

**1.4.29. Delibera 909/2017/R/eel - Aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento, dal 1 gennaio 2018**

Con tale provvedimento l'Autorità ha disposto l'aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2018, tra cui il corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento di Terna (DIS) determinato sulla base della specifica proposta tariffaria presentata da Terna.

# **Utili per il Paese**

---

[www.terna.it](http://www.terna.it)

00156 Roma Viale Egidio Galbani, 70  
Tel +39 06 83138111