

DELIBERAZIONE 11 FEBBRAIO 2020

36/2020/R/EEL

VERIFICA DI CONFORMITÀ DI PROPOSTE DI MODIFICA DEL CODICE DI TRASMISSIONE, DISPACCIAMENTO, SVILUPPO E SICUREZZA DELLA RETE PER L'IMPLEMENTAZIONE DELLE DISPOSIZIONI IN MERITO A SCAMBIO DATI, VERIFICHE DI ADEGUATEZZA E PIANI DI INDISPONIBILITÀ, AI SENSI DEL REGOLAMENTO (UE) 2017/1485

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1099^a riunione del 11 febbraio 2020

VISTI:

- la Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- la Direttiva 2019/944/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 che sostituisce e abroga la direttiva 2009/72/CE con effetti dall'1 gennaio 2021;
- il Regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: Regolamento 714/2009);
- il Regolamento (UE) 2016/631 della Commissione europea del 14 aprile 2016 (di seguito: Regolamento RfG – *Requirements for Generators*);
- il Regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione del 2 agosto 2017 (di seguito: Regolamento SOGL – *System Operation Guideline*);
- il Regolamento (EU) 2019/941 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/941);
- il Regolamento (EU) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/943) che ha abrogato e sostituito il Regolamento 714/2009;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 646/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 20 novembre 2018, 592/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 592/2018/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità, 5 dicembre 2018, 628/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 628/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità, 15 gennaio 2019, 6/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 6/2019/R/eel);
- la decisione dell’*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (di seguito: ACER) 06-2016 del 17 novembre 2016 (di seguito: decisione 06-2016);
- la decisione ACER 08-2019 del 21 giugno 2019 (di seguito: decisione 08-2019);
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete);
- la lettera di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 9 dicembre 2019, prot. Autorità 33218 del 10 dicembre 2019 (di seguito: lettera del 9 dicembre 2019).

CONSIDERATO CHE:

- il Regolamento RfG, nel definire le condizioni tecniche per la connessione degli impianti di produzione alle reti elettriche, distingue i gruppi di generazione in quattro categorie (A, B, C e D); a tal proposito, l’articolo 5 del medesimo Regolamento RfG introduce dei limiti massimi di potenza per ciascuna categoria, prevedendo comunque che le effettive soglie in vigore in ciascun Stato membro dell’Unione Europea siano approvate dalla competente Autorità su proposta di ciascun *Transmission System Operator* (di seguito: TSO);
- con la deliberazione 592/2018/R/eel, l’Autorità ha approvato la proposta di Terna relativa alle soglie di potenza massima per l’identificazione delle categorie dei gruppi di generazione di cui al precedente punto; per quanto qui rileva, la soglia di potenza tra il gruppo di generazione di tipo A e il gruppo di generazione di tipo B è stata fissata pari a 11,08 kW;
- il Regolamento RfG prevede che i “nuovi” gruppi di generazione di tipo B, C e D siano in grado di scambiare informazioni con il pertinente gestore di sistema o con il TSO in tempo reale o periodicamente con marcatura temporale, secondo quanto specificato dal medesimo gestore di sistema o dal TSO; tali obblighi non trovano applicazione per i gruppi di generazione di tipo A;
- il Regolamento SOGL si applica ai seguenti *Significant Grid User* (di seguito: SGU), come elencati all’articolo 2(1) del medesimo Regolamento RfG:
 - a) gruppi di generazione nuovi ed esistenti, classificati come gruppi di tipo B, C, e D ai sensi dei criteri approvati a seguito dell’implementazione del Regolamento RfG;
 - b) impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione;
 - c) sistemi di distribuzione chiusi connessi al sistema di trasmissione;
 - d) impianti di consumo, sistemi di distribuzione chiusi e terze parti connessi alle reti di distribuzione se forniscono risorse di flessibilità (*demand response*) al TSO;

- e) gruppi di generazione e impianti di consumo aggregati i cui gestori forniscono risorse per il re-dispacciamento e soggetti fornitori del servizio di riserva di potenza attiva;
- f) sistemi in alta tensione in corrente continua (HVDC) nuovi ed esistenti.

CONSIDERATO CHE:

- il Regolamento SOGL, agli articoli da 40 a 53, definisce disposizioni concernenti lo scambio dei dati tra TSO, *Distribution System Operator* (di seguito: DSO) e SGU, ai fini della gestione in sicurezza del sistema di trasmissione dell'energia elettrica; in particolare, l'articolo 40 del medesimo Regolamento SOGL fissa criteri generali di carattere procedurale, mentre gli articoli successivi contengono maggiori dettagli in relazione alle informazioni oggetto dello scambio, differenziate a seconda della tipologia di SGU e del fatto che siano connessi alla rete di trasmissione o di distribuzione;
- l'implementazione delle disposizioni relative allo scambio dati di cui al precedente punto prevede alcune decisioni armonizzate a livello europeo per favorire l'interoperabilità dei sistemi elettrici dei vari Stati membri e alcuni aspetti lasciati alla discrezionalità di ciascun TSO a livello nazionale;
- con riferimento agli aspetti di coordinamento a livello europeo, tutti i TSO devono concordare in relazione agli aspetti di carattere generale da includere nella proposta in merito all'organizzazione, ruoli e responsabilità dello scambio dati (*Key Organizational Requirements, Roles and Responsibilities in relation to data exchange*, di seguito: *KORRR*), da sottoporre all'approvazione di tutte le Autorità di regolazione degli Stati membri. La proposta di *KORRR* è stata approvata dalle Autorità di regolazione a dicembre 2018; l'Autorità ha ratificato tale decisione con la deliberazione 6/2019/R/eel;
- con riferimento agli aspetti di implementazione a livello nazionale, ciascun TSO deve:
 - a) determinare, in coordinamento con i DSO e i SGU, l'applicabilità e la portata dello scambio dati, distinguendo tra dati strutturali, dati di programmazione e previsione e dati in tempo reale (articolo 40(5) del Regolamento SOGL). A tal proposito, in linea generale, deve essere prevista l'implementazione dello scambio dati da parte di tutti i SGU elencati dall'articolo 2(1) del medesimo Regolamento SOGL; tuttavia, ciascun TSO può prevedere esenzioni per lo scambio dati in tempo reale (nel caso di tutte le diverse tipologie di SGU), per i dati strutturali, nonché per i dati di programmazione e previsione (nel caso di impianti di consumo rientranti tra i SGU, indipendentemente dalla rete cui sono connessi, e nel caso di impianti di produzione qualora connessi alle reti di distribuzione);
 - b) concordare con i DSO le modalità procedurali dello scambio dati (articolo 40(7) del Regolamento SOGL) in coerenza con i principi generali di cui al *KORRR*. A tal proposito, occorre definire se i SGU connessi alle reti di distribuzione debbano comunicare i dati direttamente al DSO e al TSO ovvero se, laddove

necessario per gestire in modo efficiente la rete, sia opportuno prevedere la raccolta da parte di uno solo soggetto e successiva condivisione secondo modalità concordate fra le parti;

- più in dettaglio, in relazione agli impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione e rientranti tra i SGU, l'articolo 50(1) del Regolamento SOGL prevede che, fatte salve diverse disposizioni del TSO, siano comunicati in tempo reale almeno i seguenti dati al TSO e al DSO: a) lo stato degli apparecchi di manovra e degli interruttori al punto di connessione e b) i flussi di potenza attiva e reattiva, la corrente e la tensione al punto di connessione; inoltre, l'articolo 51(3) del Regolamento SOGL prevede che, se necessario ai fini dell'analisi della sicurezza operativa e della convalida dei modelli, il TSO possa richiedere ulteriori dati a un impianto di produzione rientrante tra i SGU;
- le disposizioni relative allo scambio dati incluse nel Regolamento SOGL sono in vigore dal 14 marzo 2019 (18 mesi dall'entrata in vigore del medesimo Regolamento SOGL, avvenuta il 14 settembre 2017).

CONSIDERATO CHE:

- già nelle fasi di preparazione del quinto periodo regolatorio, l'Autorità aveva individuato la necessità *“di sviluppare una maggiore osservabilità, da parte di Terna in qualità di concessionario del servizio di dispacciamento, dei flussi di energia sulle reti di distribuzione e dello stato delle risorse diffuse”*;
- a tal proposito, con la deliberazione 646/2015/R/eel, l'Autorità ha promosso una sperimentazione di sei mesi con l'obiettivo di definire le modalità dello scambio dati fra Terna e le imprese distributrici (c.d. OSS-2), l'indicatore di accuratezza delle stime per la potenza attiva aggregata di alcune tipologie di utenza connesse alla rete di media tensione e le soglie di ammissibilità dell'indicatore medesimo;
- la deliberazione 646/2015/R/eel ha, inoltre, previsto che Terna presentasse una proposta contenente la caratterizzazione del livello di osservabilità OSS-2 oggetto della sperimentazione a cui avrebbe fatto seguito la definizione, da parte dell'Autorità, della relativa incentivazione per le imprese distributrici e per il gestore del sistema di trasmissione;
- il quadro normativo inerente allo scambio dati è stato innovato dalle disposizioni contenute nel Regolamento RfG e nel Regolamento SOGL, sia con riferimento alle informazioni scambiate in tempo reale sia con riferimento alle informazioni di tipo strutturale e di programmazione e previsione;
- l'adozione dei predetti Regolamenti europei ha superato le disposizioni della deliberazione 646/2015/R/eel relative alla definizione di un meccanismo finalizzato a promuovere l'osservabilità dei flussi e delle risorse sulla rete di media tensione;
- l'Autorità, con la deliberazione 628/2018/R/eel, ha, pertanto, avviato un procedimento finalizzato all'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna, le imprese di distribuzione di energia elettrica e i SGU ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale in ottemperanza a quanto previsto in

materia dal Regolamento SOGL, nonché sulla base dei risultati derivanti dalla sperimentazione avviata con la deliberazione 646/2015/R/eel;

- il procedimento di cui al punto precedente prevede:
 - a) una o più consultazioni a cura di Terna finalizzate alla definizione degli aspetti di propria competenza ai fini dell'implementazione delle disposizioni relative allo scambio dati di cui al Regolamento SOGL;
 - b) uno o più documenti per la consultazione predisposti dall'Autorità finalizzati all'individuazione delle soluzioni tecnologiche più opportune ai fini dell'acquisizione, della raccolta e del trasferimento dei dati, alla definizione della responsabilità dello sviluppo e della manutenzione delle soluzioni stesse e alla fissazione delle tempistiche per l'effettiva implementazione dello scambio dati, con particolare attenzione all'eventuale adeguamento dei SGU esistenti e alle relative modalità di copertura dei costi.

CONSIDERATO CHE:

- gli articoli da 82 a 103 del Regolamento SOGL disciplinano le modalità di definizione dei piani di indisponibilità degli elementi di rete, identificando anche le modalità di coordinamento fra i diversi TSO a livello europeo nonché gli elementi di rete da sottoporre al medesimo coordinamento;
- le predette disposizioni sono immediatamente applicabili e, come tali, devono essere attuate dai TSO senza bisogno di alcuna ulteriore specificazione; fa eccezione solamente l'identificazione degli elementi di rete rilevanti per il coordinamento fra i TSO, per i quali l'articolo 84 del Regolamento SOGL prevede la definizione di una specifica metodologia sottoposta all'approvazione delle competenti Autorità di regolazione;
- su esplicita richiesta delle Autorità di regolazione, la metodologia di cui al precedente punto è stata approvata da ACER con la decisione 08-2019;
- gli articoli da 104 a 107 del Regolamento SOGL disciplinano le modalità con cui ciascun TSO deve provvedere alle verifiche in relazione all'adeguatezza del proprio sistema elettrico sui diversi orizzonti temporali e deve partecipare alle revisioni periodiche condotte in merito dall'*European Network of Transmission System Operators for Electricity* (di seguito: ENTSO-E); le verifiche di adeguatezza su base regionale rientrano altresì fra i compiti dei *Regional Security Coordinators* (di seguito: RSC) ai sensi dell'articolo 81 del medesimo Regolamento SOGL;
- i RSC sono designati dai TSO di ciascuna *Capacity Calculation Region* (di seguito: CCR), come identificata ai sensi della decisione ACER 06-2016; la proposta in merito deve essere inclusa nella metodologia per la *Regional Operational Security Coordination* (di seguito: metodologia ROSC) predisposta dai TSO ai sensi dell'articolo 76 del Regolamento SOGL e sottoposta all'approvazione delle Autorità di regolazione della regione europea;
- l'Italia è coinvolta nelle CCR *Italy North* e *Greece-Italy*; per entrambe, la metodologia ROSC è stata inviata dai TSO a dicembre 2019 ed è al momento al vaglio delle competenti Autorità di regolazione;

- ai sensi dell'articolo 35 del Regolamento 2019/943, entro il 1 luglio 2022 dovranno essere implementati i *Regional Coordination Centres* (di seguito: RCC) che andranno a sostituire i RSC istituiti ai sensi del Regolamento SOGL. I RCC manterranno comunque tutti i compiti che erano stati assegnati ai RSC, ai quali saranno aggiunte le ulteriori attività elencate dall'articolo 37 del medesimo Regolamento 2019/943;
- ulteriori specificazioni in materia di adeguatezza sono altresì contenute:
 - a) nel Regolamento 2019/941 con riferimento alle verifiche in relazione agli orizzonti temporali di breve termine e stagionali da condursi sulla base di una metodologia *Short Term Adequacy Assessment* (di seguito: metodologia STAA) predisposta da tutti i TSO dell'Unione Europea e approvata da ACER;
 - b) nel Regolamento 2019/943, in cui le verifiche di adeguatezza sugli orizzonti temporali di medio e lungo termine sono legate all'implementazione dei *capacity reliability mechanism*; anche in questo caso è prevista una metodologia di analisi *European Regional Adequacy Assessment* (di seguito: metodologia ERAA) predisposta congiuntamente dai TSO e approvata da ACER;
- la metodologia STAA è stata inviata dai TSO ad ACER a inizio gennaio 2020: la decisione in merito è attesa, da parte di ACER, all'inizio del mese di marzo 2020;
- la metodologia ERAA, a fronte dell'invio previsto entro il 5 gennaio 2020, a causa di ritardi derivanti dalla complessità della proposta, non è ancora stata inviata dai TSO ad ACER: la decisione in merito è attesa, da parte di ACER, entro 3 mesi dalla ricezione (probabilmente entro l'estate 2020).

CONSIDERATO CHE:

- il Capitolo 3 del Codice di rete disciplina le modalità implementative a livello nazionale in materia di verifiche di adeguatezza e definizione dei piani di indisponibilità;
- nell'ambito del Codice di rete, Terna ha predisposto l'Allegato A.6 (Criteri di telecontrollo e di acquisizione dati), l'Allegato A.7 (Specifiche funzionali per sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 120 kV), l'Allegato A.13 (Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna) e l'Allegato A.65 (Dati tecnici dei gruppi di generazione); sostanzialmente, con i predetti Allegati, Terna ha definito i principi generali e le specifiche alla base dello scambio dati con i principali utenti del sistema elettrico, descrivendo le attività inerenti i sistemi di controllo e le specifiche per la connessione degli utenti agli stessi;
- le nuove versioni del Capitolo 3 del Codice di rete e dell'Allegato A.6 (ora denominato "Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo"), dell'Allegato A.7 (ora denominato "Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV"), dell'Allegato A.13 (ora denominato "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna") e dell'Allegato A.65 (ora denominato "Dati tecnici strutturali") sono state poste in consultazione da Terna in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 11 del Regolamento SOGL;

- Terna, accogliendo alcune osservazioni espresse dai DSO nel corso della consultazione (essenzialmente riferite agli aspetti procedurali dello scambio dati), ha apportato modifiche alle proprie proposte iniziali, presentando ai DSO (e-distribuzione S.p.A. – di seguito: e-distribuzione, in qualità di principale impresa distributrice, e Utilitalia, in qualità di associazione di categoria) le proposte finali in una riunione tenutasi il 29 ottobre 2019; a seguito di tale riunione è stato redatto un apposito verbale contenente la sintesi delle proposte finali formulate da Terna a cui i DSO coinvolti (e-distribuzione e Utilitalia) hanno risposto dando positivo assenso;
- con la lettera del 9 dicembre 2019, Terna ha trasmesso all’Autorità la proposta finale di modifica del Capitolo 3 del Codice di rete e degli Allegati A.6, A.7, A.13 e A.65, al fine di:
 - a) recepire nel Codice di rete le disposizioni generali in materia di verifiche di adeguatezza e definizione dei piani di indisponibilità di cui al Regolamento SOGL;
 - b) definire l’applicabilità e la portata dello scambio dati ai sensi dell’articolo 40(5) del Regolamento SOGL, nonché le relative modalità ai sensi dell’articolo 40(7) del medesimo Regolamento SOGL (cd. osservabilità);
- più nel dettaglio, Terna, con riferimento all’applicabilità e alla portata dello scambio dati ai sensi dell’articolo 40(5) del Regolamento SOGL:
 - conferma l’invio in tempo reale dei dati e informazioni da parte di tutti i SGU connessi alla rete di trasmissione nazionale (invio già precedentemente previsto nel Codice di rete);
 - nel caso di impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione e rientranti tra i SGU, prevede l’invio in tempo reale di dati e informazioni da parte di tutti gli impianti di produzione di potenza nominale pari o superiore a 1 MW (di seguito: perimetro standard) e da parte di un sottoinsieme degli impianti di produzione di potenza nominale inferiore a 1 MW che sarà opportunamente scelto in una seconda fase in base a criteri geografico-dimensionali (di seguito: perimetro esteso). In relazione agli impianti di produzione rientranti nel perimetro standard, Terna prevede che siano raccolti i dati relativi all’energia elettrica attiva e reattiva prodotta a livello di impianto nonché i dati relativi all’energia elettrica attiva prodotta a livello di singolo gruppo di generazione qualora di potenza superiore a 50 kW per i sistemi di accumulo, a 170 kW per impianti di produzione con inverter e a 250 kW per i generatori rotanti. In relazione agli impianti di produzione rientranti nel perimetro esteso, Terna prevede che siano raccolti i dati relativi all’energia elettrica prodotta a livello di impianto (attiva e reattiva nel caso di impianti connessi alle reti di media tensione, solo attiva nel caso di impianti connessi alle reti di bassa tensione). Non è invece previsto l’invio dei dati in tempo reale relativi agli scambi di energia elettrica sul punto di connessione;
 - prevede che i dati di cui al precedente alinea, in generale e fatte salve diverse disposizioni nel caso di gruppi di generazione esistenti (ma non anche nel caso dei dati di produzione afferenti a impianti esistenti), abbiano un intervallo di campionamento pari a 4 s nel caso di impianti di produzione connessi alle reti di

- media tensione e pari a 20 s nel caso di impianti di produzione connessi alle reti di bassa tensione;
- prevede l'invio dei dati strutturali da parte di tutti gli impianti di produzione, da parte di tutti gli HVDC e da parte degli impianti di consumo connessi alla rete di trasmissione nazionale e di quelli connessi alle reti di distribuzione che erogano il servizio di interrompibilità del carico;
 - non apporta modifiche significative alla comunicazione dei dati di programmazione e previsione (già precedentemente prevista nel Codice di rete);
- più nel dettaglio, Terna, con riferimento alle modalità dello scambio dati ai sensi dell'articolo 40(7) del Regolamento SOGL, prevede che:
 - gli impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione possano inviare i dati al DSO (in tal caso verrebbero utilizzati protocolli, quali IEC 61850, internazionalmente riconosciuti come standard per le *smart grid*), o direttamente a Terna (con protocollo IEC 104 per quanto attiene agli impianti connessi in media tensione e, presumibilmente a seguito di opportuni approfondimenti, tramite lo *smart meter* 2G con riferimento agli impianti connessi in bassa tensione);
 - la scelta della modalità di scambio dati sia effettuata dal DSO, fermo restando il rispetto dei parametri prestazionali previsti da Terna;
 - qualora i dati siano raccolti dal DSO, sia cura di quest'ultimo metterli a disposizione di Terna tramite canali dedicati con protocollo IEC 104;
 - infine, Terna, sempre in relazione all'osservabilità:
 - aggiorna le specifiche tecniche relative allo scambio dati, definendo le modalità di collegamento ai sistemi di controllo di Terna e innovando i principi alla base del monitoraggio delle perturbazioni del sistema elettrico;
 - definisce i principi generali con cui Terna utilizzerà i dati raccolti in tempo reale ai fini di migliorare l'osservabilità del sistema elettrico; in particolare, Terna prevede di sviluppare un algoritmo centrale di stima della produzione in tempo reale per ciascuna fonte alimentato in ingresso dai dati relativi al perimetro standard e al perimetro esteso, dai dati storici dell'energia elettrica prodotta e dai dati meteorologici;
 - con la lettera del 9 dicembre 2019, Terna ha, tra l'altro, trasmesso all'Autorità:
 - i. alcuni aggiornamenti puntuali del Glossario del Codice di rete e del Capitolo 1B (in materia di requisiti di connessione) del medesimo Codice di rete necessari per un allineamento con le nuove disposizioni in materia di scambio dati, nonché una specifica tecnica per l'invio dei dati relativi alla generazione distribuita da parte dei DSO;
 - ii. una relazione di accompagnamento con la quale, per quanto qui rileva, ha:
 - evidenziato che un modello di osservabilità basato su un approccio centralizzato di tipo statistico/probabilistico (cioè caratterizzato da un algoritmo centrale di stima della produzione in tempo reale per ciascuna fonte alimentato in ingresso dai dati di produzione acquisiti in tempo reale da impianti selezionati – perimetro standard e perimetro esteso –, dai dati storici dell'energia elettrica prodotta e dai dati meteorologici) dovrebbe

bilanciare le esigenze di osservabilità con quelle di efficienza nella gestione del sistema elettrico;

- evidenziato che il perimetro standard è stato identificato come soluzione di compromesso fra la numerosità dei dati da raccogliere e la significatività degli stessi ai fini dell'osservabilità; il perimetro esteso sarà individuato in modo progressivo in base alle esigenze di funzionamento dell'algoritmo centrale di stima e garantendo flessibilità ai DSO nell'individuazione dei singoli impianti di produzione per i quali raccogliere i dati di produzione in tempo reale nell'ambito di *cluster* identificati da Terna;
- affermato che l'intervallo di campionamento dei dati in tempo reale identificato nella proposta è necessario per un'accurata stima della produzione da generazione distribuita e che quest'ultima è fondamentale per la gestione in sicurezza del sistema elettrico, in un contesto caratterizzato dalla diminuzione sempre più marcata dell'inerzia associata ai generatori rotanti;
- evidenziato la necessità di ricevere dalle imprese distributrici i dati validati dell'energia elettrica prodotta per addestrare con continuità l'algoritmo di stima precedentemente richiamato e identificare le correlazioni statistiche tra i dati di input del medesimo algoritmo e la stima della produzione;
- affermato di essere disponibile a condividere le informazioni sul funzionamento dell'algoritmo di stima di prossima definizione, nel rispetto della proprietà intellettuale dei soggetti di cui Terna si avvarrà per la propria implementazione.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- le proposte formulate da Terna con la lettera del 9 dicembre 2019 e sottoposte all'Autorità per l'approvazione, in relazione alla parte riferita all'osservabilità, rappresentano la prima parte del procedimento avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel;
- come già previsto dalla predetta deliberazione 628/2018/R/eel, infatti, nell'ambito del procedimento saranno anche predisposti dall'Autorità uno o più documenti per la consultazione finalizzati a presentare gli orientamenti in merito a:
 - l'individuazione, anche per il tramite di gruppi di lavoro presso il Comitato Elettrotecnico Italiano, delle soluzioni tecnologiche più opportune ai fini dell'acquisizione, della raccolta e del trasferimento dei dati, tenendo conto delle valutazioni di Terna;
 - la definizione della responsabilità dello sviluppo e della manutenzione delle soluzioni di cui al precedente alinea;
 - le tempistiche di implementazione dello scambio dati, nonché le tempistiche per l'eventuale adeguamento dei SGU esistenti e le relative modalità di copertura dei costi.

RITENUTO CHE, CON RIFERIMENTO ALL'OSSERVABILITÀ:

- la disponibilità di alcuni dati ulteriori rispetto a quelli già attualmente disponibili (quali le misure in tempo reale della produzione da impianti di generazione distribuita di più elevata taglia) possa arrecare benefici in termini di sicurezza del sistema elettrico nazionale e di riduzione dei costi di approvvigionamento delle risorse per l'erogazione dei servizi di dispacciamento nonché di evoluzione delle logiche di gestione delle reti di distribuzione; e che, pertanto, tali dati siano necessari sia per il TSO sia per i DSO;
- il verbale della riunione del 29 ottobre 2019 e le successive manifestazioni di assenso formulate da e-distribuzione e da Utilitalia dimostrino che le proposte trasmesse all'Autorità con la comunicazione di cui al punto precedente siano state determinate in coordinamento con i DSO (con riferimento all'applicabilità e la portata dello scambio dati) e concordate con i DSO (con riferimento alle modalità procedurali dello scambio dati), in ottemperanza degli articoli del Regolamento SOGL precedentemente richiamati;
- sia opportuno esplicitare che l'invio dei dati in tempo reale dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione afferenti al perimetro standard e al perimetro esteso (quando quest'ultimo sarà individuato) debba avvenire primariamente per il tramite del DSO, come emerso nell'accordo tra TSO e DSO di cui al verbale della riunione del 29 ottobre 2019: a tale scopo, il DSO alla cui rete è connesso l'impianto di produzione può avvalersi anche di un DSO terzo per l'espletamento del servizio. L'invio diretto a Terna dei predetti dati rappresenterebbe, pertanto, una soluzione di ultima istanza a seguito di esplicita e motivata rinuncia da parte del DSO competente (che non ha potuto nemmeno individuare un DSO terzo cui affidare il servizio);
- affinché l'osservabilità del sistema elettrico sia efficace, sia opportuno disporre (oltre ai dati a livello delle cabine primarie, già nella disponibilità di Terna) dei dati in tempo reale dell'energia elettrica prodotta per fonte primaria; tuttavia, l'assenza della raccolta dei dati in tempo reale dell'energia elettrica scambiata sul punto di connessione da parte degli impianti di produzione inseriti nel perimetro standard e nel perimetro esteso potrebbe richiedere eventuali futuri approfondimenti, da parte dell'Autorità, in termini di piena coerenza con il dettato di cui all'articolo 50(1) del Regolamento SOGL (che, pur precisando "fatte salve diverse disposizioni del TSO", individua, nell'ambito dell'invio dei dati in tempo reale, almeno "i flussi di potenza attiva e reattiva, la corrente e la tensione al punto di connessione");
- benché Terna, nella propria proposta, già differenzi, nel caso di impianti di produzione esistenti, l'accuratezza e la frequenza di campionamento dei dati relativi ai "singoli gruppi di generazione" in funzione dell'esistente architettura di campo, sia opportuno effettuare approfondimenti, nell'ambito del prosieguo del procedimento avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel, in merito agli adeguamenti impiantistici necessari allo scopo (dal punto di vista tecnico ed economico), al fine della prossima individuazione delle procedure, delle tempistiche e delle modalità di copertura dei costi per l'adeguamento degli impianti di produzione esistenti;

- sia opportuno, nell'ambito del prosieguo del procedimento avviato con la deliberazione 628/2018/R/eel, valutare le modalità tramite cui mettere a disposizione di Terna i dati di misura validati dell'energia elettrica prodotta, affinché essi possano essere utilizzati per addestrare con continuità l'algoritmo di stima e identificare le correlazioni statistiche tra i dati di input del medesimo algoritmo e la stima della produzione; tali modalità potrebbero essere inizialmente definite in via transitoria, in attesa di una più generale riforma delle modalità di messa a disposizione (ai soggetti a vario titolo coinvolti e per diverse finalità) dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta;
- Terna, con la documentazione trasmessa con la lettera del 9 dicembre, abbia assolto ai propri obblighi in materia di definizione dell'applicabilità e portata dello scambio dati nonché delle relative modalità procedurali di cui, rispettivamente, agli articoli 40(5) e 40(7) del Regolamento SOGL.

RITENUTO CHE, CON RIFERIMENTO ALLE DISPOSIZIONI IN MATERIA DI PIANI DI INDISPONIBILITÀ E VERIFICHE DI ADEGUATEZZA:

- esse siano coerenti con quanto prescritto al riguardo dal Regolamento SOGL;
- non possano essere escluse ulteriori modifiche a seguito dell'adozione delle metodologie STAA e ERAA e a seguito dell'istituzione degli RCC.

RITENUTO, PERTANTO, OPPORTUNO:

- prevedere, per le motivazioni precedentemente esposte, che Terna modifichi il capitolo 6 dell'Allegato A.13 al Codice di rete al fine di precisare che l'invio dei dati in tempo reale dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione afferenti al perimetro standard e al perimetro esteso debba avvenire primariamente per il tramite del DSO che gestisce la rete a cui siano connessi i medesimi impianti di produzione (il quale può avvalersi anche di un DSO terzo per l'espletamento del servizio);
- verificare positivamente le proposte di modifica al Codice di rete, come formulate da Terna con la lettera del 9 dicembre 2019 e riviste secondo quanto riportato nel precedente punto

DELIBERA

1. di prevedere che Terna S.p.A. modifichi il capitolo 6 dell'Allegato A.13 al Codice di rete al fine di precisare che:
 - l'invio dei dati in tempo reale dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione afferenti al perimetro standard e al perimetro esteso debba avvenire primariamente per il tramite del DSO che gestisce la rete a cui siano connessi i

- medesimi impianti di produzione, il quale può avvalersi anche di un DSO terzo per l'espletamento del servizio;
- l'invio diretto a Terna S.p.A. dei predetti dati rappresenti una soluzione di ultima istanza a seguito di esplicita e motivata rinuncia da parte del DSO competente, ivi inclusa la motivata impossibilità di avvalersi di un DSO terzo;
2. di verificare positivamente le proposte di modifica del Capitolo 1B e del Capitolo 3 del Codice di rete nonché degli Allegati A.6, A.7, A.13 e A.65 al medesimo Codice di rete come trasmesse da Terna all'Autorità con la lettera del 9 dicembre 2019 e riviste secondo quanto descritto nel punto 1;
 3. di trasmettere la presente deliberazione a Terna S.p.A. e al Ministero dello Sviluppo Economico;
 4. di pubblicare la presente deliberazione sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

11 febbraio 2020

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini