

Orientamenti per l'aggiornamento del Testo Integrato Connessioni Attive (TICA). Semplificazione iter di connessione

DCO ARERA 301/2023/R/eel del 28 giugno 2023

Osservazioni di Elettricità Futura
21/7/2023

Osservazioni generali

In linea generale riteniamo che il percorso di aggiornamento della regolazione della connessione alla rete degli impianti avviato con la presente consultazione e le proposte contenute nel documento vadano nella giusta direzione di semplificare ed efficientare il processo di connessione, sia nella fase di presentazione delle richieste che in quella di gestione delle stesse, soprattutto con riferimento agli impianti di produzione di minori dimensioni. L'aggiornamento del TICA e la riduzione delle tempistiche di connessione costituiscono un passaggio fondamentale per consentire una diffusione delle rinnovabili nel nostro Paese che sia al passo con gli obiettivi europei nel percorso di transizione energetica per il 2030 e oltre. Occorre infatti introdurre al più presto una semplificazione degli step intermedi del processo di connessione, che al momento generano solamente un appesantimento delle attività e costi impropri per i gestori di rete, dirottando importanti risorse invece utilizzabili per aumentare la disponibilità delle infrastrutture ad accogliere nuova potenza in immissione.

Particolarmente positive sono le proposte sullo snellimento del carico documentale da presentare, le semplificazioni in fase di attivazione della connessione e la maggiore chiarezza sulle casistiche per le quali è sufficiente un adeguamento della richiesta di connessione oppure serve una nuova richiesta.

Positiva anche la previsione di un portale unico per le connessioni che razionalizzi ed integri i canali di comunicazione e gestione dei dati esistenti, ma, come indicato dalla stessa ARERA nell'incontro con le Associazioni, riteniamo che la creazione del portale debba essere un obiettivo da raggiungere nel medio termine, e che al momento il focus degli sforzi debba essere rivolto alla semplificazione delle procedure esistenti. Inoltre, un portale simile è uno strumento ambizioso ma che richiede un'attenta progettazione dal punto di vista sia dell'infrastruttura informatica (processi, funzioni, etc...) che soprattutto delle responsabilità dei soggetti che lo usano, in primis i Gestori di Rete (GdR). L'obiettivo del portale dovrebbe infatti essere quello di rendere disponibile non solo un'interfaccia per lo smistamento di informazioni, ma uno strumento "di lavoro" che, integrando i "sistemi" del GSE e dei GdR, permetta un'efficace gestione al suo interno delle pratiche di connessione.

Apprezziamo inoltre la previsione che i GdR, qualora la potenza in immissione richiesta renda necessario realizzare lavori complessi per la realizzazione della connessione, debbano obbligatoriamente riportare nel preventivo l'informazione relativa alla potenza in immissione che è immediatamente disponibile ("*soluzione transitoria*"). Riteniamo tuttavia importante che sia reso esplicito nel TICA l'obbligo di restituire il dato sul valore di potenza disponibile ad infrastrutture esistenti, per qualunque domanda di connessione, a prescindere dalla possibilità di avvalersi di soluzioni transitorie. Ad oggi, infatti, accade che operatori che presentano domande di connessione - ad esempio per interventi di repowering di impianti esistenti - e che siano disponibili a valutare una riduzione della potenza progettata per beneficiare di un iter più snello, non siano in grado di conoscere il livello di potenza al di sotto del quale non sono necessari lavori complessi, se non ripresentando domande di connessione successive, fino ad individuare il valore di potenza necessario, con evidenti aggravii sia per le aziende che per i gestori di rete.

Rispetto, infine, alle tempistiche di implementazione previste, riteniamo che nel complesso siano coerenti con l'obiettivo di implementare da subito semplificazioni degli iter e riduzione delle tempistiche di connessione, nonostante alcune modifiche potrebbero richiedere tempistiche più lunghe qualora le implementazioni da parte dei GdR dovessero rivelarsi più importanti del previsto.

Osservazioni di dettaglio

S1. Si ritiene che siano state correttamente individuate le diverse casistiche che ricadono fra le “richieste di nuova connessione” e le “richieste di adeguamento della connessione esistente”? Quali ulteriori casistiche potrebbero essere esplicitate? Perché?

S2. Nel caso di “richiesta di nuova connessione” quali informazioni e documenti è opportuno che siano aggiunti o eliminati dalle previsioni di cui ai commi 6.3 e 6.4 del TICA, con l'esigenza di semplificare il più possibile le procedure? Perché?

S2. In caso di nuova richiesta di connessione riteniamo che, delle informazioni previste all'art. 6.3 del TICA, possano essere omesse le seguenti:

- Lettera f): visto che le tempistiche previste per l'avvio dei lavori sono spesso disattese a causa dei ritardi che si registrano nell'ottenimento dei permessi autorizzativi, la comunicazione queste date dovrebbe avvenire sulla base di dati indicativi, soggetti a rettifiche, con aggravii sulle comunicazioni da effettuare superflue per il GdR. In alternativa a queste informazioni, si potrebbe prevedere che il richiedente comunichi un unico set di date composto dalle date “definitive”, calcolate a valle derivano dell'ottenimento del titolo autorizzativo, per l'avvio lavori e di messa in esercizio dell'impianto.
- Lettera o): nonostante il livello di impianto è in MT, il GdR spesso chiede maggiori dettagli sullo schema unifilare e sulle componenti d'impianto al livello di tensione inferiore a quello della connessione (es. dettaglio sulle componenti in BT: inverter, numero pannelli, potenza pannelli, etc...) verificando la congruenza delle potenze in kW fino alle cifre decimali. Pur comprendendo la necessità del GdR di censire tali apparecchiature/componenti, non essendo questo livello di dettaglio previsto dal TICA e considerato soprattutto che tali componenti d'impianto sono spesso soggette a mutamenti, le ometteremo dalle comunicazioni.
- Lettera q): pare superfluo dover dichiarare per ciascun punto di connessione o per una nuova richiesta di connessione la compliance alla normativa antimafia se è già stata presentata in occasione delle precedenti richieste presso lo stesso GdR. È preferibile che tale dichiarazione avvenga con cadenza annuale (una volta consegnato, il modulo antimafia già accettato dovrebbe avere validità di 12 mesi presso lo stesso GdR) o, al limite, semestrale, anche perché il rispetto di tale normativa viene dichiarato periodicamente dai produttori stessi. Con specifico riferimento al modello sulla base del quale vengono effettuate le dichiarazioni, inoltre, auspichiamo l'adozione di uno standard unico valido per tutti i gestori di rete.
- Lettera r): può capitare che la previsione dell'eventuale suddivisione di un impianto in un dato numero di sezioni venga successivamente disattesa, poiché in fase di richiesta di STMG non vi

sono sufficienti elementi per identificare correttamente il numero di sezioni. È importante che il produttore indichi subito all'avvio della richiesta di connessione la composizione dell'UP, ma considerate le criticità prima riportate riteniamo preferibile che le sezioni vengano definite in una fase più avanzata del processo, ossia durante il censimento in Gaudì.

- Lettera t): consideriamo superfluo richiedere l'indicazione della destinazione commerciale dell'energia elettrica prodotta.
- Lettera u): "l'intenzione di richiedere gli incentivi previsti dalle normative vigenti, indicando quali" l'intenzione, o meno, di richiedere gli incentivi può mutare dinamicamente, e pertanto si ritiene questa informazione poco utile al momento della richiesta di connessione.

Altre due modifiche per semplificare il set documentale potrebbero essere le seguenti:

- Nel caso del Modello Unico si potrebbe prevedere l'eliminazione dalla Parte I dei dati catastali dell'edificio su cui dovrebbe essere realizzato l'impianto di produzione in quanto tali dati sono già disponibili al GdR.
- In caso di modifica di connessione esistente, si potrebbe omettere l'integrazione degli elaborati "Inquadramento CTR" e "Inquadramento IGM", in quanto ritenuta non necessaria.

S3. Si condivide la previsione di equiparare, nel caso di "richiesta di nuova connessione" le tempistiche e le modalità di pagamento del corrispettivo per la richiesta di connessione a quelle vigenti per l'attuale Modello Unico, prevedendone l'addebito diretto da parte del gestore di rete ed eliminando la previsione di cui al comma 6.3, lettera l), del TICA?

S3. Condividiamo la proposta di addebitare direttamente sull'IBAN fornito dal richiedente i costi di connessione, suggerendo di estendere tale modalità anche agli altri pagamenti previsti durante l'iter di connessione (es. accettazione STMG, valutazione del progetto, richiesta di rilascio della STMD).

Ad ogni modo, chiediamo che si lasci comunque facoltà al produttore di optare tra molteplici modalità con cui effettuare il pagamento (es. bonifico bancario). Altrettanto importante è esplicitare che a seguito di ogni pagamento dovrà essere fornita apposita ricevuta ove prevista come automatismo del sistema bancario.

S4. Si condividono le modalità di presentazione delle richieste di connessione proposte? Perché? Quali altre previsioni potrebbero essere introdotte per operare una semplificazione più efficace?

S5. Si ritiene che sia più opportuno mantenere distinto il modello di richiesta di cui al punto 2.10 dai Modelli Unici di cui ai decreti ministeriali 16 marzo 2017 e 2 agosto 2022 e dalla Comunicazione Unica di cui all'articolo 6ter del TICA o realizzare un unico modello che possa essere utilizzato per le diverse finalità, evidenziando le parti che devono essere oggetto di compilazione nelle diverse casistiche? Perché?

S6. Rispetto al contenuto informativo e documentale della Parte I del Modello Unico vigente (Modello Unico redatto e pubblicato dal GSE ai sensi della deliberazione 674/2022/R/eel) quali modifiche in termini di dati e di allegati andrebbero introdotte per il suo utilizzo anche per le casistiche di cui al punto 2.10 del presente documento per la consultazione?

S7. Rispetto alle previsioni del Modello Unico vigente, ai fini del suo utilizzo per le casistiche di cui al punto 2.10, si ritiene opportuno o meno spostare alla Parte II le informazioni relative alla scelta della modalità di cessione dell'energia elettrica immessa e alla scelta di accedere ad uno dei meccanismi di incentivazione previsti dalla normativa vigente? Motivare.

S8. Si ritiene che le informazioni relative alla volontà di procedere alla costituzione di una o più UP debbano essere indicate già nella Parte I oppure possano essere rimandate alla Parte II della richiesta di connessione?

S9. Si ritiene che le informazioni relative agli impianti di produzione e alle relative UP debbano essere contenute in maniera esaustiva nella Parte I della "richiesta di adeguamento della connessione esistente" ovvero inserite nella Parte II della richiesta di connessione così da permettere al gestore di rete di procedere alla costituzione sul sistema GAUDI, mediante flussi automatizzati, delle diverse UP oppure è più opportuno limitarsi ad inserire nella Parte I ovvero nella Parte II le informazioni minime prevedendo che sia poi il produttore a completare, direttamente sul sistema GAUDI, il contenuto informativo delle anagrafiche degli impianti e delle relative UP?

S10. Si ritiene utile prevedere che il soggetto che presenta la richiesta di modifica della connessione esistente, anche nei casi previsti dai Modelli Unici di cui ai decreti ministeriali 16 marzo 2017 e 2 agosto 2022 possa essere un soggetto diverso dal produttore? Se sì, è necessario un mandato senza rappresentanza o con rappresentanza? Perché?

S11. Si ritiene che le tempistiche di cui al punto 2.13 relative alla presentazione della Parte I della "richiesta di adeguamento della connessione esistente" siano state individuate in maniera corretta ed esaustiva? Qualora si ritenga di no, specificare le motivazioni e dare evidenza delle modifiche da apportare.

S5. Riteniamo ideale utilizzare un unico modello che possa essere utilizzato per le diverse finalità per semplicità e uniformità.

S7. Non riteniamo opportuno spostare alla Parte II del Modello Unico le informazioni relative alla scelta della modalità di cessione dell'energia elettrica immessa e alla scelta di accedere ad uno dei meccanismi di incentivazione previsti dalla normativa vigente.

S8/9. Sulla posizione di queste informazioni abbiamo avuto visioni discordanti. In generale però chiediamo che ARERA riduca al minimo le informazioni da fornire nella Parte I del MU, alleggerendo al minimo il contenuto informativo dell'anagrafica Gaudì e semplificando anche il processo per il produttore

Evidenziamo che nei passaggi del nuovo TICA dove sarà indicato che il produttore o suo delegato deve completare le informazioni su GAUDI o GSE, è fondamentale che il GdR ne sia manlevato completamente, e che qualunque informazione aggiuntiva non possa essere richiesta in alcun modo gestore stesso.

S10. Riteniamo che sia preferibile prevedere un mandato senza rappresentanza, in quanto più facilmente gestibile.

S12. Si condividono le modalità di gestione degli iter di connessione ordinario e semplificato prospettate e le tempistiche di cui al punto 2.15?

S13. Per quali altre tipologie di lavori non ricomprese nell'attuale definizione di "lavori semplici" potrebbe essere prevista l'adozione dell'iter semplificato di cui al punto 2.15?

S14. Si ritiene opportuno prevedere che, in alternativa all'addebito diretto nel conto corrente del richiedente, sia per le "richieste di adeguamento della connessione esistente" che per le "richieste di nuova connessione" sia possibile far ricorso ad altre tipologie di strumenti digitali di pagamento per l'addebito dei diversi corrispettivi previsti dal TICA? Quali altre modalità di pagamento è opportuno prevedere?

S15. Nel caso di lavori complessi si condivide la scelta di utilizzare sempre, per semplicità di gestione dei sistemi, l'iter ordinario eliminando le previsioni di cui ai commi 13bis.5 e seguenti del TICA oppure si ritiene più efficiente mantenere le predette previsioni per le sole casistiche attualmente previste (impianti di produzione per i quali si applica il Modello Unico che non condividono il punto di connessione con altre UP) ovvero modificarle con la finalità di estenderle alle altre casistiche di utilizzo della Parte I della "richiesta di adeguamento della connessione esistente"?

S16. Si ritiene che, nel caso di connessioni in AT e AAT sia opportuno, a seguito della comunicazione del gestore di rete ai sensi del punto 2.15, che il richiedente, almeno nei casi di richiesta di nuova connessione in cui c'è la necessità di individuare il punto di connessione, accetti esplicitamente la soluzione individuata prima di addebitargli il corrispettivo onnicomprensivo per la connessione? Perché?

S12. Condividiamo le modalità proposte, ma ne proponiamo un affinamento: nel caso di risposta immediata, i 10 gg (rispetto ai 20) previsti per la risposta da parte del GdR alle richieste in iter semplificato è condivisibile, ma la situazione è più complicata se occorre analizzare una richiesta per valutare se per una soluzione di connessione occorre effettuare dei lavori semplici o complessi e quindi 10gg possono risultare insufficienti. Proponiamo quindi di parametrare, eventualmente rivedendole, le tempistiche di risposta da parte del GdR alla potenza dell'impianto piuttosto che al livello di connessione.

Chiediamo, inoltre, conferma che l'installazione di un sistema di accumulo su un punto di connessione dove già sia presente un impianto di generazione, che non comporti una variazione della potenza in immissione, sia da considerarsi come lavoro semplice e possa essere quindi gestita attraverso il nuovo iter semplificato.

S13. Chiediamo di estendere il concetto di "lavori semplici" anche per i casi AT/AAT del TSO/DSO (ad es. nei casi di modifica del solo scomparto nella Stazione Elettrica, inserimento in antenna in Stallo AT esistente).

S14. Condividiamo la proposta. Riteniamo che per il pagamento del corrispettivo onnicomprensivo sia possibile utilizzare tutte le modalità di pagamento digitale, con apposita ricevuta ove prevista come automatismo del sistema bancario.

S16. Riteniamo strettamente necessario che per le connessioni in AT e AAT, sia nei casi di richiesta di nuova connessione in cui c'è la necessità di individuare il punto di connessione sia nei casi di adeguamento

della connessione esistente, il richiedente accetti esplicitamente la soluzione individuata prima di ricevere l'addebito dei corrispettivi previsti dal TICA. L'accettazione esplicita risulta necessaria poiché, in funzione del livello di tensione del punto di connessione e dalla taglia dell'impianto di produzione, nonché degli eventuali lavori complessi identificati da Terna, i corrispettivi da addebitare al richiedente la pratica di connessione possono risultare particolarmente onerosi.

S17. Si condividono le tempistiche di cui al punto 2.16?

S17. Condividiamo la proposta, ma chiediamo che le tempistiche decorrano dal momento dell'accettazione esplicita del corrispettivo onnicomprensivo, almeno in AT/AAT.

Lato GdR, riprendendo quanto risposto al S12, le modifiche proposte lasciano 10 gg lavorativi in meno per poter elaborare e accettare le richieste di connessione e registrare i dati sull'impianto in GAUDÌ. Questo crea inevitabilmente delle difficoltà per i GdR che, con meno tempo a disposizione, devono comunque gestire le stesse operatività previste a oggi. Sarebbe invece auspicabile ottimizzare e semplificare l'interazione con il sistema GAUDÌ, eliminando doppi passaggi, affinché la riduzione delle tempistiche non impatti negativamente sulla capacità del GdR di gestire le diverse richieste di connessione. Una prima proposta di semplificazione che proponiamo è di velocizzare l'ottenimento del codice POD, pratica che a oggi spesso richiede molto tempo.

Con riferimento a GAUDÌ, immaginiamo comunque che il processo attualmente avviato da Terna per aggiornare ed evolvere il portale porti a risvolti positivi anche su questo fronte.

S18. Si condividono le previsioni in materia di iter semplificato?

S19. Si condividono le previsioni connesse alla rimozione della firma del procuratore per le comunicazioni basate su processi automatizzati nel caso di lavori semplici?

S20. Si ritiene opportuno estendere l'utilizzo della firma generica del gestore di rete anche a tutte le altre comunicazioni per le quali la risposta del gestore di rete è determinata da processi interni automatizzati e standardizzati senza l'intervento di uno specifico operatore, indipendentemente dal tipo di connessione e dalla tipologia di lavori?

S21. Quali delle soluzioni in materia di installazione del misuratore dell'energia prodotta M2 prospettate al punto 2.21 si ritiene opportuno implementare e perché? Sarebbe possibile prevedere altre possibili soluzioni, quali?

S22. Si condivide, nell'ottica di incentivare i gestori di rete a procedere ad uno sviluppo proattivo della rete di distribuzione in coerenza con il disposto normativo dell'articolo 35, comma 1, del decreto legislativo 199/21, e di velocizzare la connessione degli impianti di più piccola taglia, la previsione di cui al punto 2.23?

S23. Si ritiene possibile estendere la previsione di cui al punto 2.23 ad impianti di produzione di potenza nominale superiore a 11,08 kW ovvero ad altri impianti di produzione da individuare utilizzando criteri diversi rispetto alla sola potenza nominale?

S18. Con particolare riferimento alle richieste in AT/AAT nei casi in cui il POD venga richiesto a Terna, attualmente è necessario attendere che quest'ultima lo richieda al GdR. In tal senso chiediamo che la procedura venga snellita al fine di un'emissione automatica del POD (es. nel preventivo di connessione), a prescindere che la richiesta sia in iter semplificato o ordinario secondo le tempistiche richiamate al p.to 2.15.

Come evidenziato anche nella risposta al quesito 17, relativamente al secondo bullet di cui al punto 2.17, riteniamo che la tempistica limite di 10 gg sia troppo stringente, in quanto i lavori possono subire ritardi per molteplici ragioni e ciò potrebbe causare un decadimento del preventivo. Proponiamo quindi che venga estesa.

S19. Condividiamo le previsioni connesse alla rimozione della firma del responsabile della pratica di connessione, nel caso di soluzioni di connessione con lavori semplici, prevedendo invece l'introduzione della firma generica di un procuratore. Reputiamo però necessario, in assenza di un responsabile della pratica, sostituire la procedura che prevedeva di mettere a disposizione del richiedente il numero telefonico del responsabile di riferimento con nuove modalità di comunicazione in grado di migliorare il tasso di risposta alle richieste di contatto da parte del richiedente.

S20. La proposta è condivisibile.

S21. Accogliamo positivamente la proposta di rimozione del vincolo per l'installazione del misuratore della produzione M2 e delle verifiche "in loco" per la connessione alla rete degli impianti con potenza nominale ≤ 20 kW che accedono al mercato come unica UP e che non condividono il punto di connessione con altre UP e della sostituzione delle verifiche in loco con una dichiarazione sostitutiva di atto di proprietà.

Dal DCO sembra che formalmente i tempi di attivazione anche per questa casistica rimangano di 10 giorni dalla ricezione della Parte II del Modello Unico (anche se di fatto essendo l'attivazione da remoto dovrebbero ridursi). Chiediamo quindi conferma se questa interpretazione è corretta.

Chiediamo inoltre conferma del fatto che, nel caso non ci sia più la verifica in loco pre-attivazione, non sia quindi nemmeno più prevista la redazione del verbale di attivazione in capo al DSO.

S22/23. Per quanto riguarda l'iter rapido per gli impianti di dimensioni minori, con potenza nominale inferiore a 11,08 kW condividiamo il principio generale di una riduzione delle tempistiche della semplificazione dei processi, ma riteniamo comunque imprescindibile che si effettuino le verifiche di rete necessarie, seppur con tempi ridotti, a determinare se occorre o meno di installare le apparecchiature di misura.

S24. Si ritiene che il corrispettivo onnicomprensivo per la connessione sia adeguatamente determinato?
Motivare.

Condividiamo le proposte di revisione e rafforzamento del corrispettivo onnicomprensivo e l'introduzione della voce variabile del costo unitario per kW o MW. Chiediamo però di chiarire se le proposte illustrate sono valide sia in caso di lavori semplici che di lavori complessi.

Se per gli impianti con taglia fino a 800W e da 100 kW al 1MW è semplice quantificare quanto dovrebbe ammontare il corrispettivo, ciò è meno chiaro per gli impianti con potenza >1MW. Al fine di garantire maggiore chiarezza, chiediamo che per quest'ultima tipologia di impianti si specifichino meglio, o si integrino, le regole che determinano l'ammontare finale del corrispettivo. Una possibile soluzione potrebbe essere di prevedere che il costo unitario cresca in modo direttamente proporzionale all'aumentare della taglia dell'impianto. Aumento della taglia che potrebbe anche essere scandito sottoforma di "scaglioni" crescenti.

Per quanto riguarda il tetto massimo al corrispettivo, se quanto proposto è valido anche per i casi in cui sono necessari dei lavori complessi, riteniamo preferibile che non sia previsto. L'ammontare del corrispettivo onnicomprensivo, se adeguatamente quantificato, può infatti fungere da deterrente per coloro che intendono avviare una richiesta di connessione senza l'effettiva volontà di portare a termine la realizzazione dell'impianto. Così facendo, auspicabilmente si potrebbe anche contribuire ad arginare il fenomeno della saturazione della capacità di connessione. Un'alternativa potrebbe essere anche quella di chiedere al richiedente una lettera di referenza bancaria o, addirittura, una fideiussione.

Un aspetto di dettaglio che evidenziamo riguarda la somma dei 58,25 € aggiunta in quota potenza per ogni kW aggiuntivo a 10 kW per le connessioni fino a 1 MW. Per una richiesta di 1 MW, l'applicazione di tale variabile porterebbe il corrispettivo onnicomprensivo a oltre 52.000 €. Ferme restando le nostre osservazioni sulla necessità di rafforzare i corrispettivi di connessione, una somma simile ci sembra fin troppo eccessiva. Chiediamo quindi che ARERA valuti una riduzione della voce sulla quota potenza.

Maggiori considerazioni su questo tema sono contenute anche nelle osservazioni in vista del 2° DCO contenute in coda alla presente risposta nella sezione "Ulteriori osservazioni".

S25. Si condivide quanto proposto in materia di omogenizzazione della definizione di "potenza nominale nel caso di impianto fotovoltaico" e di relativa formulazione?

S26. Si ritiene opportuno operare un'analoga attività di omogenizzazione anche per altre definizioni funzionali alla connessione alla rete degli impianti di produzione? Se sì, specificare quali e perché ed indicare i provvedimenti in cui sono contenute.

S25. Accogliamo positivamente la decisione di chiarire la definizione di "potenza nominale" per gli impianti FV, optando per la definizione CEI.

Al fine di eliminare qualsiasi dubbio, suggeriamo che si chiarisca univocamente anche che cosa si intende con "potenza nominale dell'inverter", specificando (sempre facendo riferimento alla normativa CEI) quali sono le condizioni ambientali e di esercizio (in particolare la potenza reattiva) in cui la potenza dell'inverter

può definirsi “nominale”, eventualmente citando che fa fede il certificato rilasciato dal produttore della macchina ai sensi della norma CEI 0-16.

Inoltre, facendo riferimento a quanto riportato nel Manuale Gaudì, precisiamo che la potenza nominale dell’inverter deve tenere conto anche degli eventuali limitatori di potenza installati.

S27. Si ritiene opportuno prevedere la costituzione di un unico portale per le connessioni oppure si ritiene più efficiente che ciascun gestore di rete sviluppi il proprio portale? Perché? Specificare.

Come espresso in premessa, riteniamo che il portale unico per le connessioni sia sicuramente uno strumento positivo per una maggiore e migliore digitalizzazione dei processi, ma, rispetto ad altri aspetti quali la semplificazione delle procedure di connessione, è un obiettivo non prioritario da raggiungere nel medio termine. Questo è particolarmente valido con riferimento a coloro che operano principalmente su impianti di grande taglia, per i quali attualmente non si usano più di 2/3 portali diversi, un numero contenuto e gestibile.

Il portale richiederà un’attenta progettazione dal punto di vista sia dell’infrastruttura informatica (processi, funzioni, etc...) che soprattutto delle responsabilità dei soggetti che lo usano, in primis i Gestori di Rete (GdR) per far sì che sia uno strumento “di lavoro” che, integrando i “sistemi” del GSE e dei GdR, permetta un’efficace gestione al suo interno delle pratiche di connessione. Se mal progettato infatti, il portale unico potrebbe essere problematico: accentrando in unico soggetto la gestione di numerosissime richieste di connessione può essere problematico in quanto l’onere gestionale, se eccessivo, potrebbe portare a ritardi nell’evasione delle richieste, con disagi per tutti i soggetti coinvolti. Ci si chiede inoltre se il GSE sia il soggetto più indicato per gestire anche la parte iniziale relativa alla domanda di connessione e definizione della soluzione.

Una prima, e preferibile, soluzione alternativa che sottoponiamo alla valutazione dell’ARERA è che si preveda la realizzazione del portale unico per la gestione delle pratiche dei DSO con meno di 100.000 POD che attualmente non dispongono di un portale, non essendo soggetti a tale obbligo regolatorio.

Un’altra alternativa alla realizzazione del Portale Unico potrebbe essere quella di armonizzare le anagrafiche – garantendone la coerenza e riducendo al minimo i disallineamenti – e semplificare ove possibile il processo gestionale e di data entry delle stesse tra i vari GdR. Considerato che una soluzione simile richiederebbe investimenti e interventi significativi da parte dei GdR, specifichiamo che non può essere vista come soluzione “transitoria” da implementare prima della realizzazione del Portale Unico (nel caso in cui si decidesse di svilupparlo). Questo perché immaginando che per implementare il Portale Unico sarebbero comunque necessari degli adeguamenti ai sistemi sulle anagrafiche e i processi, prevederne di altri in una fase transitoria si tradurrebbe in un doppio e ingiustificato onere per il GdR.

S28. Si condividono le previsioni finalizzate a garantire al richiedente di avere a disposizione il preventivo per la connessione entro tempistiche indipendenti dall'operato del gestore di rete?

S28: Condividiamo l'importanza che le tempistiche per l'elaborazione del preventivo di connessione possano essere sospese e non ripartano da zero in caso di richiesta di integrazioni da parte del GdR.

In alternativa a quanto proposto nel DCO e sempre in ottica di cogliere lo spunto di miglioramento proposto, proponiamo che si preveda una tempistica predefinita per la verifica della documentazione integrativa in capo al Gestore di Rete. Tale tempistica, che prevedrebbe un allungamento dei tempi per l'esecuzione degli step successivi, potrebbe essere oggetto di monitoraggio e consuntivazione annuale da parte del GdR all'Autorità. Ciò consentirebbe al contempo al produttore di avere tempistiche certe per il riscontro sulla documentazione integrativa inviata e al GdR di avere un tempo minimo sufficiente alla valutazione della suddetta documentazione.

Nel caso in cui si decidesse comunque di confermare la proposta illustrata nel DCO, auspichiamo che la sospensione delle tempistiche sia consentita anche in sede di valutazione del progetto definitivo per le opere di rete da parte di Terna per uniformità di comportamento con il principale DSO.

In generale, andrebbe evitato che le richieste di integrazione da parte del GdR riguardino contenuti che non modificano nella sostanza quanto già trasmesso e comportino meri aggravii operativi per il richiedente e/o estensioni ingiustificate del tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione.

In ogni caso, evidenziamo che ci sono altre attività con tempistiche non ben definite che impattano considerevolmente sulle attività di sviluppo e le tempistiche del progetto:

- Chiusura iter autorizzativo da parte del Distributore (Due diligence post ottenimento titolo autorizzativo);
- Invio bozza e sottoscrizione del contratto di connessione (Terna);
- Voltura delle opere di rete (e-Distribuzione/Terna).

S29. Si condividono le previsioni finalizzate a distinguere le casistiche per la quali sia possibile richiedere la modifica del preventivo e le casistiche per le quali sia obbligatorio presentare una nuova richiesta di connessione?

S30. Si ritiene opportuno individuare ulteriori casistiche per le quali sia obbligatorio presentare una nuova richiesta di connessione? Quali e perché?

S29/30. In generale, condividiamo le proposte per distinguere le casistiche per cui è necessario presentare una nuova richiesta di connessione (in particolare la casistica del cambio di fonte o del livello di connessione), ma riportiamo le seguenti osservazioni:

- Punto 3.15 1° bullet “cambio della fonte primaria”: condividiamo in generale la proposta, ma ne proponiamo un affinamento. Riteniamo infatti che una nuova richiesta di connessione non debba essere presentata nei seguenti casi specifici:
 1. Passaggio da qualsiasi fonte ad impianti ad accumulo.
 2. Aggiunta di una nuova fonte (es. all'eolico venga aggiunto il fotovoltaico e viceversa) e quindi passaggio a un impianto ibrido.
 3. Aggiunta di un impianto di accumulo e quindi passaggio ad un impianto co-located.
- Punto 3.15 2° bullet: chiediamo di chiarire meglio la casistica indicata (“*spostamento dell'impianto di produzione che comporti l'allontanamento del punto di connessione dal punto di inserimento sulla rete esistente nel caso di impianti di produzione connessi in media o bassa tensione*”). Infatti, a volte il GdR non si prende la responsabilità di realizzare connessioni interrato che prevedano attraversamenti in TOC sotto corsi d'acqua proponendo o una soluzione in aereo (difficilmente autorizzabile data la presenza di un vincolo paesaggistico) o una soluzione con connessione più lunga con conseguente aggravio di costi. In questi casi il produttore dovrebbe essere legittimato a spostare il punto di consegna al di là del corso d'acqua prendendosi l'onore di costruire ed esercire il tratto il TOC fra cabina e impianto, che si configurerebbe come opera d'utenza e non opera di rete. Parimenti ci si chiede cosa potrebbe avvenire se un produttore decidesse di spostare l'impianto di produzione lasciando il punto di connessione (la cabina di consegna) invariata. In definitiva riteniamo che questo punto, così come è scritto nel DCO, non eviti la possibilità di fare importanti modifiche all'impianto di produzione mantenendo la stessa STMG, e rischi di annullare STMG a fronte di modifiche non sostanziali e anzi migliorative.
- Punto 3.15 3° bullet: spesso in AT o AAT (in particolar modo per gli impianti eolici) si ricevono STMG che richiedono la realizzazione di opere molto complesse (costruzione di una nuova stazione elettrica, realizzazione di un nuovo elettrodotto,..) di cui, all'accettazione del preventivo, non si è ancora definita la posizione all'interno di una possibile area molto vasta, e per la realizzazione delle quali i produttori che prima richiedono STMG (e che sono sottoposti al massimo grado di incertezza) si prendono l'onere, attraverso i tavoli tecnici, di progettare. Riteniamo quindi legittimo, dato che potrebbe rendersi necessario spostare l'impianto per avvicinarsi al punto di connessione definito al termine della progettazione, che i produttori mantengano la capacità di rete prenotata e che quantomeno il limite sopra detto venga innalzato da 3 a 10 km.
- Punto 3.15 4° bullet: quando viene chiesta una modifica viene emesso un nuovo preventivo, che sta al produttore accettare o rifiutare ed eventualmente tenere il primo preventivo ricevuto. Questa possibilità deve essere mantenuta anche nel caso di un cambio potenza.

Riteniamo inoltre che l'istanza non dovrebbe essere assimilata ad una richiesta di connessione nei seguenti casi:

- Se la cabina di consegna non viene spostata (caso MT);
- La soluzione tecnica non viene alterata (caso MT o AT).

Non condividiamo invece la proposta di estendere alle richieste di connessione in AT/AAT il limite massimo di due richieste di modifica al preventivo di connessione. Considerata la taglia degli impianti che si intende connettere in AT/AAT e soprattutto il fatto che gli iter autorizzativi sono molto più lunghi di quelli per gli impianti in BT/MT, è probabile che risulti necessario apportare più di due modifiche al preventivo e quindi chiediamo che non si applichi nessun limite alle richieste di modifica o che, in subordine, il limite sia aumentato almeno a 3 richieste. Questo tema sarà sicuramente da approfondire in occasione del 2° DCO.

Considerato che a un aumento del numero delle richieste di modifica del preventivo corrisponderebbe inevitabilmente un aumento della complessità dell'iter per il GdR, una possibile soluzione ulteriore potrebbe essere quella di introdurre una fee a copertura dell'effort incrementale del GdR.

Per quanto riguarda le connessioni in BT/MT, evidenziamo che ormai diversi impianti, specialmente fotovoltaici, in MT hanno difficoltà progettuali ed autorizzative simili a quelli in AT/AAT, ed in entrambi i casi ci sono una serie di modifiche che non sono prescrizioni dirette degli Enti ma che sono obbligatorie per garantire la fattibilità tecnico-economica dell'intervento, e che spesso sono dovute anche al mutare della normativa o dello stato delle connessioni stesse. Chiediamo ad ARERA di valutare un aumento da 2 a 3 delle richieste di modifica per le sole connessioni in MT (un'estensione di questa facoltà anche alle connessioni per gli impianti in BT, considerata la loro numerosità, potrebbe impattare significativamente sull'operatività del GdR, portando a potenziali ritardi).

Sarebbe inoltre opportuno svincolare la limitazione del numero di richieste di modifica del preventivo qualora sia stata inviata la comunicazione di avvio dei lavori dell'impianto di produzione la cui scadenza e relativa prenotazione della capacità è limitata alla durata del cantiere, così come riportato nel titolo autorizzativo.

Evidenziamo inoltre che, a oggi, richiedendo due modifiche all'interno della stessa istanza di richiesta di modifica si raggiunge immediatamente il numero massimo di richieste possibile. Ad esempio, qualora si elimini il sistema di accumulo accoppiato ad un impianto FER, tale modifica si configura come variazione della potenza in immissione e prelievo e, quindi, porta le modifiche richieste a due. Chiediamo quindi che il numero massimo di modifiche effettuabili, come oggi definito, sia associato al numero massimo di istanze di modifica.

Da ultimo, proponiamo che si consideri in maniera semplificata l'inserimento di un sistema di accumulo nella configurazione di impianto (ad esempio FV o eolico) per il quale sia in iter una domanda di connessione. Pertanto, suggeriamo che nel caso in cui l'inserimento di un sistema di accumulo non vada a variare la potenza in immissione richiesta per un aumento superiore al 20% della potenza in immissione richiesta nel preventivo dovrebbe rientrare nella casistica di modifica del preventivo e non, invece, in una nuova richiesta di connessione.

S31. Si condividono gli orientamenti proposti in tema di modifica della connessione mediante semplice comunicazione? Si ritiene che possano essere individuate altre casistiche gestibili tramite semplice comunicazione? Quali?

S32. Si ritengono adeguati i valori pari al minimo tra il 10% della potenza in immissione precedentemente richiesta e 100 kW oppure si ritiene opportuno introdurre altre soglie eventualmente differenziate per livello di tensione? In alternativa si ritiene preferibile applicare, nel caso di aumenti/diminuzioni della potenza in immissione, le stesse condizioni di cui alle ultime tre righe della Tabella 12 del TIQE?

S33. Quali altri strumenti potrebbero essere adottati per automatizzare il più possibile il processo di modifica e accettazione del Regolamento di Esercizio?

S31/32: l'impostazione proposta dal DCO per una comunicazione semplice in caso di modifica dei dati dell'impianto o dell'adeguamento della connessione è sicuramente positiva, ma il criterio dimensionale proposto – è consentita nel caso in cui la riduzione/aumento di potenza in immissione richiesta è pari al minimo fra il 10% della potenza precedentemente richiesta in immissione e 100 kW – è a nostro avviso inadeguato. Soprattutto con riferimento a impianti di taglia non piccola tale criterio permetterebbe un uso della semplificazione solo in numero ridotto di casi, la soglia dovrebbe pertanto essere riparametrata perché sia applicabile ad un numero maggiore di casi.

Ampliare la modifica fino al 5% della potenza in immissione senza limite a 100 kW sarebbe più corretto per impianti di grande taglia (indicativamente dai 2 MW in su), per i quali altrimenti il cap a 100kW rende questa possibilità di modifica del tutto trascurabile, ferma restando l'eventuale comunicazione da parte del GdR di non fattibilità per vincoli tecnici.

A questo aggiungiamo che una volta che l'impianto viene registrato in Gaudì, le eventuali modifiche delle potenze nominale e di immissione rientrano nel novero delle alterazioni della configurazione di Gaudì pertanto sono soggette a richiesta di modifica del preventivo. L'iscrizione di un impianto agli incentivi del GSE richiede la registrazione del progetto sul portale di Gaudì pertanto eventuali modifiche vengono conteggiate ai sensi del 7.8 ter.

Chiediamo che le seguenti variazioni possano essere assimilate ad una comunicazione semplice anche in presenza di registrazione dell'impianto in Gaudì (questo tema sicuramente richiederà un allineamento anche con Terna, in quanto gestore di Gaudì):

- a) la modifica della Potenza Attiva Nominale dell'impianto;
- b) la modifica del punto di consegna (POD) con la rete pubblica;
- c) la modifica del livello di tensione dell'impianto;
- d) l'aggiunta/eliminazione di un sistema di accumulo associato all'impianto;
- e) l'aggiunta/eliminazione di almeno una sezione dell'impianto;
- f) l'aggiunta/eliminazione di almeno un gruppo di generazione dell'impianto

S34. Si condivide, nell'ottica di incentivare i gestori di rete a procedere ad uno sviluppo proattivo della rete di distribuzione in coerenza con il disposto normativo dell'articolo 35, comma 1, del decreto legislativo 199/21, la previsione di connettere gli impianti di potenza nominale fino a 11,08 kW senza attendere la realizzazione di sviluppi di rete a livelli di tensione superiori al livello a cui è erogato il servizio di connessione? Specificare le motivazioni alla base della risposta.

S35. Si ritiene possibile estendere la suddetta previsione ad impianti di potenza nominale superiore agli 11,08 kW ovvero ad altri impianti da individuare utilizzando criteri diversi rispetto alla sola potenza nominale?

Condividiamo, in ottica di semplificazione dell'iter per la connessione dei piccoli impianti in bassa tensione, la previsione di connettere gli impianti di potenza nominale fino a 11,08 kW senza attendere la realizzazione di sviluppi di rete a livelli di tensione superiori al livello a cui è erogato il servizio di connessione.

S36. Si condividono gli orientamenti in materia di obbligatorietà del rilascio di una soluzione transitoria da parte del gestore di rete nel caso la realizzazione della soluzione definitiva implichi la necessità di lavori complessi? Quali ulteriori previsioni si ritiene debbano essere introdotte a tal fine e perché?

S37. In aggiunta o in alternativa alle suddette previsioni in materia di soluzione transitoria si ritiene opportuno prevedere che nel caso di SSPC si possa comunque permettere all'impianto di produzione di operare da subito in modalità "autoconsumo" (immissioni nulle) nelle more del completamento dell'iter di connessione della soluzione transitoria (iter semplificato) ovvero nelle more del completamento dei lavori per la realizzazione della soluzione definitiva?

S36/37. La possibilità di ottenere una soluzione transitoria per la connessione è sicuramente positiva in ottica di trasparenza delle informazioni in fase progettuale, nel caso in cui si verifichi che occorre effettuare lavori complessi per la connessione e occorre posticipare l'entrata in esercizio dell'impianto. Altrettanto positiva la proposta che prevede che nel caso di SSPC si possa comunque permettere all'impianto di produzione di operare da subito in "autoconsumo" con immissioni nulle. È però necessario comprendere se questo tipo di soluzioni sono accettabili per il GdR da un punto di vista tecnico (andrebbe quindi concordata una soluzione tecnica in ambito CEI che i GdR possano accettare, ad esempio normando gli appositi dispositivi di inibizione all'immissione, oppure lo stesso GdR potrebbe avanzare delle proposte apposite).

Riteniamo inoltre importante che sia reso esplicito nel TICA l'obbligo di restituire il dato sul valore di potenza disponibile ad infrastrutture esistenti, per qualunque domanda di connessione, a prescindere dalla possibilità di avvalersi di soluzioni transitorie. Ad oggi, infatti, accade che operatori che presentano domande di connessione - ad esempio per interventi di repowering di impianti esistenti - e che siano disponibili a valutare una riduzione della potenza progettata per beneficiare di un iter più snello, non siano in grado di conoscere il livello di potenza al di sotto del quale non sono necessari lavori complessi, se non ripresentando domande di connessione successive, fino ad individuare il valore di potenza necessario, con evidenti aggravii sia per le aziende che per i gestori di rete.

Riteniamo assolutamente positivo l'obbligo per il GdR di proporre una soluzione transitoria, ma, a scanso di equivoci, chiediamo che si specifichi che è lasciata facoltà al richiedente di accettarla o meno.

Sarebbe inoltre importante precisare che, qualora non vi sia potenza disponibile in quel punto di connessione, il GdR debba indicare una connessione transitoria alternativa per tutta o parte della potenza richiesta in immissione.

Da ultimo, riteniamo utile che il GdR definisca il periodo di validità della soluzione transitoria, evitando situazioni di "transitorio a regime" e al contempo garantendo tempistiche congrue per gli opportuni adeguamenti tecnici della rete. Inoltre, soprattutto in relazione agli impianti di piccola taglia, si ritiene utile prevedere la possibilità che il produttore, qualora lo ritenga opportuno, accetti a regime la soluzione transitoria, rinunciando contestualmente alla soluzione definitiva.

S38. Si condivide la semplificazione documentale ipotizzata nel caso di impianti di produzione di energia elettrica in edilizia libera o per i quali ai fini autorizzativi è prevista la comunicazione semplice, nonché di impianti di potenza nominale fino a 11,08 kW?

Condividiamo la semplificazione, ma chiediamo che questa sia estesa ad impianti di grande taglia andando a eliminare le comunicazioni periodiche semestrali di avanzamento dell'iter autorizzativo e di mancato inizio dei lavori che di fatto costituiscono solo un aggravio per il produttore senza alcuna utilità pratica per il GdR.

S39. Si condividono le modifiche delle tempistiche per l'avvio dell'iter autorizzativo in capo ai richiedenti la connessione e in capo ai gestori di rete?

Dal momento in cui il produttore presenta al GdR il Piano Tecnico delle Opere (PTO), la scadenza per la presentazione delle richieste di avvio dell'iter autorizzativo è interrotta in quanto il GdR deve analizzare e validare il PTO. Il GdR può accettare il PTO oppure può richiedere delle integrazioni. Nel caso in cui il GdR richiedesse delle integrazioni al PTO, riprenderebbe a decorrere il tempo in vista dell'avvio dell'iter autorizzativo. Se le richieste di integrazione sono molteplici e/o richiedono un coordinamento con il GdR (es. con la necessità di un sopralluogo) potrebbero portare il produttore a non rispettare il termine ultimo per l'avvio dell'iter autorizzativo e quindi la richiesta di connessione rischia di decadere.

Andrebbe quindi introdotto il principio per cui, se il GdR chiede delle integrazioni al PTO, al produttore richiedente sono consentiti dei giorni aggiuntivi al termine per l'avvio dell'iter, al fine di soddisfare le integrazioni. Per evitare che si abusino di questa facoltà, si potrebbe eventualmente prevedere un limite massimo al numero di giorni aggiuntivi (es. 20 gg lavorativi) che una volta scaduti senza che il produttore abbia trasmesso le integrazioni richiesti verrebbero computati nei giorni per l'avvio dell'iter autorizzativo. In aggiunta potrebbe essere previsto un numero limite di volte (es. 3 massimo) in cui il richiedente può sfruttare questa opzione.

Allo stesso modo, le tempistiche dovrebbero venire sospese/incrementate nel caso in cui ci siano delle opere di rete condivise tra diversi Proponenti e ci siano delle decisioni da prendere all'interno del Tavolo Tecnico. Per soluzioni che prevedono "lavori complessi", inoltre, tutto il tempo necessario ad ottenere il benessere al PTO da parte di Terna non dovrebbe essere considerato nel conteggio.

In generale, poi, questa possibilità potrebbe essere estesa anche agli impianti di maggiori dimensioni.

S40. Si condivide la previsione di modificare le disposizioni regolatorie previste dal comma 10.4 del TICA nel caso di connessioni in bassa e media tensione?

S41. Si condivide quanto prospettato dall'Autorità in relazione al tema della condivisione degli stalli e degli impianti di utenza per la connessione? Quali ulteriori precisazioni si ritiene opportuno siano introdotte nel TICA?

S42. Si ritiene che la condivisione dello stallo debba essere applicata solo previa disponibilità dei diversi produttori ovvero che il gestore di rete, al fine di procedere ad un utilizzo efficiente degli elementi di rete, possa obbligare i produttori a condividere lo stallo dandone evidenza nella STMG?

S41. Condividiamo la necessità di ridurre al minimo gli Impianti di Utenza per la connessione, attraverso la condivisione di stalli e la qualificazione come Impianto di Rete degli impianti di Utenza condivisi.

Al fine di rendere possibile la previsione di ricavi derivanti dalla vendita dell'energia, sarebbe inoltre opportuno indicare la metodologia di definizione degli algoritmi di calcolo per riportare al livello AT l'energia misurata a livello MT.

S42. Se da un lato la facoltà per il GdR di obbligare i produttori a condividere gli stalli è positiva perché permetterebbe un efficiente utilizzo della rete e di evitare che gli stalli in uso ma non saturi restino inutilizzati, il tutto nell'ottica della massimizzazione della diffusione delle FER, dall'altro lato, tale facoltà potrebbe rivelarsi eccessivamente vincolante e non così efficace in quanto molte STMG soprattutto in AT/AAT non si tradurranno in impianti realizzati data l'elevata incertezza derivante dall'iter autorizzativo e le dinamiche speculative attualmente in atto da parte di alcuni produttori.

Non avendo raggiunto una visione univoca sul tema, rimandiamo le osservazioni ai singoli rispondenti.

In ogni caso riteniamo che, se al GdR verrà data facoltà di obbligare i produttori a condividere lo stesso stallo, è necessario che le infrastrutture del produttore che si connette per primo allo stallo siano adeguate ad accogliere anche il secondo (ad esempio contatore di energia sul lato MT e non solo su lato AT) e che il primo impianto connesso non venga sottoposto ad alcuna limitazione di produzione derivante dalla connessione dell'altro impianto.

S43. Si condivide la previsione che gli obblighi informativi previsti dal comma 38.2 del TICA abbiano frequenza annuale e avvengano con le medesime modalità di cui al comma 38.1 del TICA?

Riteniamo opportuno che gli obblighi informativi previsti dal comma 38.2 del TICA (i.e. un rapporto sullo stato di avanzamento degli iter di connessione) abbiano frequenza annuale e avvengano con le medesime modalità previste dal comma 38.1 del TICA (i.e. siano prodotte entro il 28 febbraio dell'anno corrente e facciano riferimento alla situazione fino al 31 dicembre dell'anno solare precedente).

S44. Si condivide la previsione di applicare un corrispettivo per la voltura della pratica di connessione in immissione analogo a quanto applicato nel caso di connessioni in prelievo?

Condividiamo la previsione di applicare un corrispettivo per la voltura della pratica di connessione in immissione analogo a quanto applicato nel caso di connessioni in prelievo, suggerendo un aggiornamento numerico dei corrispettivi con frequenza quinquennale e uniformandolo tra i vari Gestori di Rete.

S45. Si condivide quanto prospettato in materia di allaccio abusivo alla rete di un impianto di produzione? Quali altre azioni potrebbero essere adottate?

Condividiamo la possibilità di introdurre penali che dissuadano l'allaccio abusivo (al pari di quanto già disposto per impianti in prelievo).

S46. Si condivide quanto prospettato in materia di tempistiche di implementazione delle proposte di modifica del TICA? Quali altre previsioni di potrebbero adottare e perché?

È auspicabile che prioritariamente entrino in vigore le misure per la riduzione delle tempistiche relative alla messa a disposizione del preventivo per la connessione e l'estensione del limite massimo di presentazione richieste di modifica al preventivo di connessione.

Ulteriori osservazioni

Riportiamo qui di seguito una serie di considerazioni, proposte e richieste che ARERA può valutare al fine di predisporre le proposte che comporranno la seconda consultazione, prevista per l'autunno e stavolta focalizzata sulle connessioni in AT/AAT, del percorso di revisione della regolazione in materia di connessioni.

Definire un nuovo approccio per sanare la saturazione virtuale della rete elettrica superando l'attuale pratica della temporaneità della soluzione di connessione.

Il fenomeno della saturazione virtuale della rete è una delle principali criticità legate alle attuali procedure di connessione alla rete che rischiano di rallentare lo sviluppo di progetti sponsorizzati da operatori solidi ed intenzionati a portarli a termine. Questa problematica emerge anche nel caso delle integrali ricostruzioni per le quali, in alcuni casi, vengono richiesti all'operatore rinforzi di rete complessi come conseguenza di precedenti richieste di connessione relative a progetti che spesso non sono portati avanti dai rispettivi

promotori, risultando in ritardi nella realizzazione di progetti (le integrali ricostruzioni) che per loro natura potrebbero essere portati a termine in maniera più rapida rispetto ad impianti “green field”.

È quindi necessario valutare misure volte a ridurre il fenomeno della saturazione virtuale della rete e che riguardino non solo le nuove richieste di connessione, ma anche le richieste già effettuate (al 31/03/2023, da dati pubblici di Terna della piattaforma Econnexion le richieste di connessione per eolico on-shore, eolico off-shore e fotovoltaico ammontano a circa 316 GW) con l'obiettivo, laddove possibile, di portare avanti le richieste di connessione relative a progetti i cui promotori sono realmente intenzionati a realizzarli.

Qui di seguito riportiamo alcune proposte preliminari concordate a valle di un confronto con i nostri associati.

Allo stato attuale della disciplina, l'art 33.2 del TICA prevede che per impianti di potenza superiore ad 1 MW la soluzione tecnica minima generale (STMG) indicata nel preventivo rimane valida per:

- 210 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in media tensione;
- 270 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione.

Tali tempistiche sono attualmente insufficienti per arrivare a conclusione degli iter autorizzativi che sono mediamente più di 3 anni di tempo per impianti fotovoltaici e 4 per impianti eolici. Pertanto, sarebbe più opportuno che l'accettazione della STMG comportasse una prenotazione della capacità di rete fino all'avvenuta conclusione dell'iter autorizzativo (se positivo).

Di contro, per i progetti in AT che hanno un corrispettivo di connessione riferito al MW molto più basso della MT, al fine di disincentivare la proliferazione di progetti difficilmente autorizzabili e scoraggiare dinamiche speculative è opportuno che la prenotazione di capacità di rete fino a conclusione dell'iter autorizzativo sia associata ad un contributo economico consistente. Questo creerebbe una barriera in entrata ed eviterebbe a Terna di dover progettare sviluppi della rete consistenti che poi non verranno verosimilmente realizzati e che, a catena, rallentano anche le opere di nuova realizzazione ai livelli di tensione inferiori.

Ciò detto, è importante e urgente rivedere al rialzo la quantificazione del corrispettivo di connessione, valorizzando sia la quota fissa per la gestione della pratica che la quota variabile per potenza.

Un contributo basato solamente su una parte variabile potrebbe, se troppo alto, scoraggiare le iniziative con potenze installate significative (come per esempio l'eolico off-shore), o se troppo basso essere inefficace per impianti di ridotta dimensione come i fotovoltaici sotto i 20 MW. Un contributo misto, invece, consente di disincentivare la richiesta di STMG da parte degli speculatori anche per impianti di ridotte dimensioni (sotto i 20 MW) pur non pesando in modo eccessivo sui flussi di cassa delle aziende che vogliono presentare impianti di grandi dimensioni.

Un altro punto in questa direzione sarebbe quello di far sì che, nel caso la STMG richieda delle opere di ampliamento/modifica della rete elettrica esistente aggiuntive rispetto alle opere di utenza (per le connessioni in AT e AAT) e il cavidotto per l'allaccio al punto di rete esistente (per gli altri livelli di tensione), nel preventivo andrebbe indicato anche lo stato di avanzamento dell'eventuale tavolo tecnico e della progettazione\ottenimento benessere\autorizzazione di tali opere di rete e, se lo stato di avanzamento lo permette, la localizzazione delle opere più precisa disponibile (es: in caso di nuova stazione elettrica da inserire lungo una linea AT/AAT esistente, oltre ad indicare la linea elettrica, se lo stato dei lavori del tavolo tecnico lo permette, bisognerebbe fornire anche la posizione della SE emersa dallo studio di fattibilità). Questo eviterebbe di dover inutilmente accettare una STMG (bloccando capacità di rete) per poi scoprire che le conoscenze sulle nuove opere che erano già nella disponibilità del gestore di rete rendono l'allaccio dell'impianto di produzione non sostenibile economicamente.

Un'ulteriore soluzione potrebbe essere quella di prevedere che, in corrispondenza della data prevista di conclusione dell'iter autorizzativo (anche in caso di mancata conclusione dell'iter stesso), l'operatore sia tenuto a versare una fideiussione o una lettera di attestazione di capacità finanziaria relativa all'investimento complessivo per il progetto presentato (su questo punto ci riserviamo di formulare proposte ulteriori, in quanto non abbiamo ancora terminato le nostre riflessioni sulla soluzione preferibile), pena il decadimento della STMG.

Connessioni sistemi di accumulo

A oggi lo schema che viene utilizzato per le richieste di connessione dei sistemi di accumulo, sia stand alone che integrati a impianti FER, è quello previsto dal TICA, ma le dinamiche per la connessione degli impianti di accumulo sono molto diverse da quelle per fonti quali il fotovoltaico o l'eolico. Occorre quindi che nel 2° DCO venga dedicata particolare attenzione alle soluzioni per efficientare i processi di connessione dei sistemi di accumulo.

A titolo di esempio, anticipiamo che – nel caso di richieste di connessione congiunte FER+accumulo – sarebbe molto importante considerare le diverse tempistiche che possono riguardare l'iter dei due impianti.

Chiarimento sulle condizioni che determinano l'ottenimento del titolo autorizzativo

Al fine di evitare l'applicazione di pratiche difformi tra i vari GdR, andrebbero esplicitate, definendole con chiarezza, le condizioni con cui un produttore può dimostrare aver ottenuto l'iter autorizzativo per la realizzazione o il ripotenziamento/rifacimento di un impianto. A livello documentale, inoltre, andrebbe chiarita la lista delle informazioni da fornire (richiesta oggi non standardizzata).

Regolamentazione della procedura in caso di apertura di un tavolo tecnico

È fondamentale che Terna garantisca una maggiore trasparenza nella gestione dei tavoli tecnici relativi alle connessioni alla rete in modo da velocizzare i lavori e favorire il coordinamento tra gli operatori coinvolti. I tavoli tecnici dovrebbero, infatti, essere normati da una chiara e dettagliata procedura circa la loro conduzione e le responsabilità della capofila dovrebbero essere chiaramente indicate.

Evidenziamo la necessità di normare adeguatamente le modalità con cui si svolgono i tavoli tecnici in caso di opere di rete condivise tra più operatori i cui progetti insistono sullo stesso punto di connessione.

Riteniamo fondamentale che venga strutturato un processo ad hoc che regoli:

- a) la figura del capofila (diritti ed obblighi);
- b) le tempistiche e le modalità di ingaggio dei partecipanti al tavolo tecnico;
- c) le tempistiche e le modalità di condivisione degli elaborati progettuali;
- d) il flusso informativo sull'avanzamento delle attività

In particolare, potrebbe essere utile, al momento del rilascio di una STMG, che Terna trasmetta all'operatore

- I. un elenco delle STMG che insistono sullo stesso punto di connessione.
- II. una descrizione sintetica dei lavori previsti dal TSO per la realizzazione delle opere di rete;
- III. il tempo massimo entro il quale il TSO si impegna a fornire gli elementi di progettazione delle opere di rete previste.

È poi urgente rendere trasparente lo stato di avanzamento dei tavoli tecnici attraverso un portale dedicato in cui vengano messe a disposizione degli operatori coinvolti le seguenti informazioni:

- a) i nominativi dei partecipanti al tavolo tecnico e i relativi contatti;
- b) l'operatore capofila;
- c) se è già stato presentato un progetto di fattibilità;
- d) se Terna ha già risposto con la soluzione identificata;
- e) se è in corso predisposizione del progetto di connessione per la richiesta del benessere tecnico da parte di Terna;
- f) in caso di progetto che ha ottenuto il benessere tecnico, messa a disposizione sul portale dei documenti;
- g) le tempistiche e le modalità di ingaggio dei partecipanti al tavolo tecnico;
- h) le tempistiche e le modalità di condivisione degli elaborati progettuali;
- i) il flusso informativo da parte del capofila sull'avanzamento delle attività. Su questo aspetto sarebbe auspicabile che Terna sviluppi uno standard di accordo di condivisione articolato in modo tale da comprendere tutte le fasi del sistema di condivisione, dalla fase di sviluppo sino alle fasi di costruzione ed esercizio della infrastruttura condivisa (impegni, garanzie, diritti).

Infine, nella fase di identificazione del capofila Terna dovrebbe essere maggiormente proattiva ed effettuare la propria scelta con tempistiche più certe, scegliendo anche a maggioranza la miglior proposta dei candidati che si sono presentati. Inoltre, il TICA non definisce una procedura chiara per la designazione del ruolo di capofila: sarebbe quindi utile introdurre un meccanismo di decadimento delle STMG nei casi in cui non si

presenti nessun capofila in quanto sarebbe un chiaro indicatore del fatto che i proponenti non sono sufficientemente interessati a proseguire con i loro progetti entro un periodo predefinito.

Il processo di coordinamento dei tavoli tecnici non risulta dunque essere adeguatamente strutturato. Di fatto è incentrato sull'iniziativa dei Richiedenti/Operatori interessati e, di conseguenza, non può essere caratterizzato da tempi certi (avendo però un impatto notevole/ negativo sui tempi di richiesta dei titoli autorizzativi e la realizzazione degli impianti).

Auspichiamo quindi che la definizione del PTO (Piano Tecnico delle Opere) sia nella responsabilità del TSO (non più del capofila), sempre definendo tempi certi (anche a seconda della complessità delle opere necessarie) nell'invio dello stesso PTO da portare in iter autorizzativo da parte del Produttore.

In subordine, auspichiamo che il TSO possa assumere un ruolo di forte coordinamento dei tavoli tecnici, con relativa responsabilità sul rilascio degli elementi di progettazione delle opere entro tempistiche certe. Idealmente, si propone di definire una tempistica massima pari a 90 giorni a partire dall'invio al TSO del modulo "4Abis".

Formazione del personale Tecnico

Al fine di accelerare gli iter sarebbe inoltre necessario aumentare il personale di Terna dedicato alle attività di gestione delle nuove richieste di connessione e delle richieste già effettuate e migliorarne la formazione in modo da garantire maggiore uniformità di interpretazione della normativa e delle procedure vigenti.

Criticità legate alla fase post-STMG

A valle dell'accettazione della STMG da parte dell'Operatore/Richiedente, con particolare riferimento alle connessioni AT/AAT (incluse quelle a cui si applica il nuovo standard di connessione a 36 kV), non sussistono termini temporali ben definiti entro cui il TSO deve fornire allo stesso la soluzione finale per la progettazione della connessione. Tale dinamica determina, il più delle volte, un allungamento delle tempistiche necessarie all'ottenimento dei titoli abilitativi.

Segnaliamo pertanto la necessità di definire tempistiche specifiche e certe per le quali il TSO abbia l'obbligo di fornire all'operatore la soluzione finale di progettazione della connessione, che permetterebbe al Richiedente di finalizzare la progettazione dell'opera di rete su cui progettare l'opera di utenza.

Validazione opere di rete da parte del distributore (PTO)

Richiediamo che in fase di presentazione PTO da parte del produttore e successive integrazioni richieste dal GdR che vi sia evidenza dei gg lavorativi rimanenti ai fini della presentazione dell'iter autorizzativo. Ad oggi il calcolo non è evidenziato dal distributore nei confronti del produttore con la conseguenza di calcoli errati da parte del produttore e successiva decadenza del preventivo di connessione (caso MT).

Impianti di rete RTN per la connessione

Chiediamo che nella definizione del preventivo di connessione venga specificato da parte di Terna lo stato di avanzamento delle opere RTN così da avere un quadro più chiaro ai fini dell'accettazione del preventivo da parte del produttore.

Scadenza capacità rete

Nella maggior parte dei casi, soprattutto le connessioni in MT, la scadenza della prenotazione capacità di rete è antecedente alla validazione dei PTO da parte di Terna con conseguente conferma del preventivo o riformulazione del preventivo con nuovo punto di connessione, creando così non poche problematiche allo stato avanzamento del progetto sia dal punto di vista economico-finanziario che autorizzativo. Chiediamo che la scadenza della capacità di rete sia commisurata allo stato avanzamento validazione opere di rete.

Richiesta di connessione su punto proposto (AT/AAT)

Riteniamo opportuno che Terna, in caso di richiesta di preventivo con punto proposto di connessione giustifichi nel preventivo di connessione l'impossibilità di connettersi a tale punto e la massima potenza disponibile sul punto proposto ed il livello di tensione. Ad oggi nei preventivi di connessione vengono definite soluzioni tecniche in punti e tensioni diverse senza alcuna giustificazione di tale Soluzione tecnica.



Elettricità Futura, la principale Associazione della filiera industriale nazionale dell'energia elettrica, ha l'obiettivo fondamentale di promuovere lo sviluppo del settore elettrico italiano nella direzione della transizione energetica, un percorso di rilancio della filiera industriale che consente di creare notevoli benefici per l'economia e l'occupazione aumentando la sicurezza, l'indipendenza, la sostenibilità e la competitività dell'Italia.

Elettricità Futura è iscritta al Registro di Trasparenza UE n°: 068354541533-02

www.elettricitafutura.it | segreteria@elettricitafutura.it

