

OSSERVAZIONI E PROPOSTE AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 173/2023/R/EEL

VERSO UN MODELLO DI SVILUPPO SELETTIVO DEGLI INVESTIMENTI NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

PREMESSA

Le osservazioni e le proposte contenute in questo documento sono frutto dell'esperienza di un'azienda che ininterrottamente, per oltre 80 anni, ha attraversato tutte le trasformazioni in campo normativo e regolatorio. Tali osservazioni non fanno venir meno l'apprezzamento per l'enorme mole di lavoro svolto dall'Autorità. Tuttavia, i drammatici cambiamenti imposti dalla transizione energetica obbligano all'assunzione di provvedimenti urgenti che devono adeguarsi a una realtà radicalmente diversa da quella per cui ARERA aveva programmato i recenti interventi regolatori.

Questo documento sarà inviato ad Utilitalia per ottenere un'adesione più ampia possibile e confidiamo che venga accolto da ARERA come un contributo per affrontare una criticità che non consente di commettere errori.

L'art. 1.1 del DCO inizia così: ***"il processo di transizione energetica vede come elemento centrale e abilitante lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione di energia elettrica"***.

In altre parole non può esistere transizione energetica senza l'adeguamento delle reti.

E' questo un postulato fondamentale che condiziona la possibilità di assorbimento dell'energia da fonti rinnovabili. Fino ad ora le reti esistenti sono state utilizzate come "cassa di compensazione" tra i Produttori e i Consumatori, ma d'ora in poi sarà necessario costruire intere porzioni di rete soltanto per svolgere l'attività di trasporto che è indirizzata in un senso diametralmente opposto a quello per cui le reti esistenti sono state progettate e realizzate.

La costruzione dei nuovi elettrodotti richiede risorse economiche imponenti e un grande dispendio di energie per ottenere le necessarie autorizzazioni dagli Enti pubblici e dai proprietari privati. Saranno questi gli ostacoli più difficili da superare per raggiungere gli obiettivi della transizione energetica.

Le attuali norme che regolano le connessioni delle nuove fonti rinnovabili prevedono contributi **a forfait** che sono ben lontani dalla copertura dei costi effettivi sostenuti dalle aziende distributrici.

È assolutamente indispensabile e urgente quantomeno equiparare il contributo per la connessione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili a quello degli utenti consumatori.

Attualmente è questa la principale emergenza, che dimostra quanto siano anacronistici i **driver** che sono alla base delle programmazioni pluriennali predisposte alcuni anni orsono dalle aziende distributrici, perché riguardano una realtà che ora è radicalmente cambiata.

Vale proprio la pena di elencarli puntualmente:

- *L'incremento della resilienza della rete a eventi estremi / l'ammodernamento delle colonne montanti condominiali (!) / il contributo al controllo della tensione e alla gestione degli scambi di energia reattiva*

A cui se ne possono aggiungere altri:

- *L'incremento della hosting capacity / la crescita del carico per l'elettrificazione in aree già ampiamente servite.. / il miglioramento della continuità del servizio / il miglioramento della qualità della tensione / l'accelerazione del ripristino del servizio a fronte di eventi estremi / le integrazioni di veicoli elettrici / la riduzione delle perdite di rete / l'armonizzazione dei livelli di tensione MT e razionalizzazione delle reti / l'adeguamento a prescrizione di standard tecnici ..*

Il complicato programma a cui fa riferimento il DCO è talmente generico che appare un'impresa impossibile applicarlo con equità, in quanto ARERA non ha gli strumenti per poter giudicare quali siano gli investimenti che contribuiscono ad un effettivo miglioramento del servizio e quali invece quelli di manutenzione straordinaria obbligatori per il mantenimento degli obblighi previsti dalla Concessione per l'attività di distribuzione.

Senza contare la sproporzione di quantità di risorse finanziarie del PNRR, rispetto all'importanza di obiettivi del tutto marginali, quali ad esempio l'ammodernamento delle vetuste colonne condominiali, problema che risale a tempo immemore, addirittura agli anni precedenti la Seconda Guerra Mondiale e che non ha mai trovato soluzione.

Ma è soprattutto evidente l'errore che riguarda l'ipotetico aumento della "l'hosting capacity", che viene inserito in modo generico e assolutamente inadatto a raggiungere lo scopo, perché la capacità di assorbimento delle nuove produzioni non può essere ottenuta aumentando in modo indiscriminato la capacità di trasporto, ma deve essere realizzata soltanto puntualmente in seguito alle specifiche richieste dei produttori. E' un'inutile spreco di risorse programmare interventi pluriennali di ristrutturazione per realizzare un aumento di "hosting capacity" generica senza nemmeno conoscere l'ubicazione e la potenza di produzione dei nuovi impianti e soprattutto senza che siano state ottenute le autorizzazioni per la loro costruzione.

URGENZA INDIFFERIBILE DI INTEVENTI REGOLATORI

Le aziende distributrici svolgono un'attività obbligatoria per la connessione in bassa e media tensione di impianti da fonti rinnovabili con l'impiego di risorse umane ed economiche non compensate dai contributi forfettari previsti dalle regole vigenti e talmente lontani dalla realtà da mettere a rischio la tenuta dei bilanci delle società di distribuzione.

La situazione è divenuta insostenibile soprattutto per quanto riguarda le connessioni di impianti in media tensione.

PROPOSTE ad ARERA

Le seguenti proposte colgono l'opportunità di inviare osservazioni non tanto con lo scopo di correggere le previsioni inserite nel DCO, ma piuttosto per segnalare una situazione drammaticamente cambiata che impone decisioni urgenti, senza le quali la transizione energetica non potrà avvenire.

1) GENERAZIONE IMMESSA NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE:

In tutti i documenti e le Delibere di ARERA che riguardano le reti di distribuzione **deve scomparire la definizione "generazione distribuita" ed essere sostituita dalla denominazione corretta "generazione immessa nelle reti di distribuzione"**.

Nel precedente "Contesto di riferimento" del DCO la definizione "generazione distribuita" sopravvive ancora! (art. 1.4)

Sembrerebbe una semplice correzione formale di marginale importanza se non si dovesse tenere conto dei danni irrecuperabili che questo errore ha provocato. E' stato necessario quasi un decennio

prima che qualcuno si accorgesse dell'esistenza delle inversioni di flusso e prima che il prof. Del Fanti ci mettesse una pezza modificando i coefficienti percentuali standard delle perdite nelle reti di distribuzione.

L'errore di considerare l'energia immessa come distribuita e quindi come energia consumata sul posto, ha generato indebiti accrediti ai Produttori per "perdite evitate" e ha ingiustamente penalizzato i Distributori per perdite inesistenti.

Senza contare l'ipotesi di reato di fatturazioni per prestazioni inesistenti che sono state addirittura "certificate" per alcuni anni dalle denunce obbligatorie tramite i moduli STOVE, dove i valori delle immissioni così come misurati dai contatori certificati dall' UTF, venivano automaticamente corretti dal sistema che aumentava le quantità immesse in MT di oltre il 5% e quelle immesse in BT di oltre il 10%. Da notare che sul modulo appariva la voce della quantità dell'energia immessa in rete con una dichiarazione di valori non corrispondenti alla realtà, falsando completamente i dati nazionali sull'energia immessa e sulle perdite di rete dei distributori. Le correzioni introdotte non hanno comunque dato luogo a nessun risarcimento per i distributori, nonostante fossero stati ingiustamente penalizzati per quasi un decennio.

2) ADEGUAMENTO DEI CONTRIBUTI DI CONNESSIONE (TICA):

Gli attuali contributi a forfait degli allacciamenti delle nuove fonti rinnovabili non sono nemmeno lontanamente in grado di compensare i costi che le aziende devono sostenere per costruire tronchi di linea che vengono impegnati per un'attività diversa da quella di distribuzione.

Nel caso di connessioni in bassa tensione, i compiti sempre più stringenti in capo al Distributore previsti dal TICA di ARERA, come ad esempio tutti gli adempimenti relativi all' ***Iter Semplificato*** (valutazione della correttezza dei dati inseriti nella richiesta di connessione presentata dai Produttori, sopralluogo tecnico nel sito di connessione e contestuale verifica dello schema unifilare di ogni impianto e delle relative schede tecniche, inserimento e validazione dei dati nei portali di TERNA-GAUDI' e del GSE entro tempistiche troppo ridotte) non possono nemmeno essere messi a confronto con il valore puramente simbolico del contributo forfettario di € 100,00 previsto dalla Testo Integrato sopra citato. Inoltre, va considerato il rischio del risarcimento dei danni provocati agli utenti per l'intermittenza della produzione e per le posizioni degli impianti da fonti rinnovabili non conformi alla funzionalità delle reti di distribuzione.

Ma la situazione non più sostenibile e addirittura paradossale riguarda gli allacciamenti in media tensione, dove addirittura resta in vigore il parametro fondamentale per il calcolo del contributo per la connessione costituito dalla distanza in linea d'aria (!) dalla Cabina Primaria, e tutto ciò indipendentemente dalla lunghezza degli elettrodotti che devono essere costruiti.

Sembra che nessuno si sia reso conto che per collegare in media tensione impianti che immettono potenza fino a 10.000 kW, bisogna costruire **nuovi** elettrodotti, in alcuni casi con tensione di 35 Kv, i

quali sono solo formalmente adibiti al libero accesso di terzi, perché sono in realtà dedicati all'esclusiva funzione di trasporto dalla fonte di produzione alla Cabina Primaria, sia perché normalmente gli impianti di produzione sono lontani dai centri di consumo, sia perché un collegamento diretto con gli utenti creerebbe gravi problemi per livelli di tensione troppo elevati. Inoltre, approfittando dei costi incredibilmente ridotti e delle pratiche autorizzative più semplificate, molti produttori di fonti rinnovabili con impianti di potenze pari ad alcune decine di migliaia di kW hanno utilizzato il sistema di sezionare gli impianti in singole porzioni con potenze inferiori a 10.000 kW, addirittura utilizzando nominativi diversi per ogni frazione d'impianto. Con questo sistema e con le regole attuali, il Distributore è obbligato a costruire nuovi elettrodotti quasi esclusivamente dedicati al trasporto tra i centri di produzione e la Cabina Primaria, che comportano investimenti che non sono nemmeno in minima parte remunerati dai contributi di allacciamento.

Inoltre se si considera che per il Distributore con meno di 25.000 utenti la tariffa parametrica non prevede la valutazione degli investimenti per ogni singola azienda ai fini dell'adeguamento della tariffa, appare del tutto evidente l'iniquità e l'insostenibilità dell'attuale normativa.

Con riferimento alle numerose aziende, con meno di 25.000 utenti, sottoposte al regime di tariffa parametrica, le affermazioni contenute negli articoli 24.10, 24.11, 24.12 e 24.13 sono inaccettabili e lontane dalla realtà. Si riportano nel riquadro di seguito i punti in consultazione.

24.10 Con riferimento ad investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione che modifichino in maniera significativa i flussi energetici della rete (articolo 4, comma 3, lettera c), della deliberazione 237/2018/R/EEL, l'Autorità ritiene che lo sviluppo delle reti di distribuzione dovrebbe mirare a ottimizzare la connessione di nuova capacità di generazione sia in ottica di *smart grid* (peraltro già richiamata in risposta alla consultazione 104/2018/R/EEL) sia mirando al bilanciamento, per quanto possibile, con il carico locale.

24.11 Inoltre, la presenza di nuova capacità di generazione (che può contribuire al controllo della tensione) dovrebbe ridurre le esigenze di investimenti correlate a vincoli di tensione.

24.12 Va inoltre osservato che, per gli oltre due terzi delle imprese distributrici soggette a tariffa parametrica che si localizzano nell'arco alpino o prealpino, la potenziale situazione di generazione eccedente il carico (e conseguente immissione di energia attiva al punto di interconnessione con la rete "a monte") è principalmente riconducibile allo sviluppo di generazione idroelettrica avvenuto già decenni fa, con investimenti nelle reti di distribuzione che potrebbero essere già completamente ammortizzati.

24.13 In ragione delle considerazioni sopra esposte, l'Autorità è orientata a ritenere che tali tipologie di investimenti non abbiano la natura di evento eccezionale richiesta dall'articolo 4, comma 3, della deliberazione 237/2018/R/EEL e non dovrebbero comportare extra-riconoscimenti legati a costi di capitale.

Idroelettrica Valcanale Sas si trova in totale disaccordo con i ragionamenti svolti dall'Autorità e con le conclusioni che da questa discendono.

L'intero DCO discute della necessità di adeguamento della rete elettrica alle esigenze imposte dalla transizione ecologica, che comportano tra le altre cose la connessione di impianti di generazione da fonti rinnovabili ma anche investimenti per garantire il bilanciamento della rete. E' evidente che gli impianti di produzione che modificano in maniera significativa i flussi energetici della rete incidono sempre in modo negativo nella qualità e continuità del servizio, in particolare quando non è possibile, per il tipo di rete esistente, ricorrere all'attivazione di impianti *smart grid*.

Sembra che i distributori con meno di 25.000 utenti non abbiano questo tipo di necessità, se non per quantità di energia marginali e residuali. Come se alle piccole dimensioni dell'utenza servita debbano accompagnarsi dimensioni altrettanto piccole delle immissioni.

È vero il contrario. Nella rete gestita da Idroelettrica Valcanale, ad esempio, le immissioni superano di tanto i prelievi, infatti la rete restituisce in cabina primaria tre volte tanta energia di quanta ne preleva. Sono ordini di grandezza diversi, che fanno sì che le fonti rinnovabili non si bilancino con il carico locale, determinando semmai una continua esigenza di inversione di flusso. Le reti di distribuzione svolgono, di fatto, soprattutto attività di trasporto.

L'equazione montagna = idroelettrico è talmente infondata da risultare inaccettabile.

Anche volendosi limitare all'idroelettrico, è falso ritenere che gli impianti di produzione siano stati già connessi "decenni fa" e che non si ponga il problema di connetterne di nuovi. Nel caso di Idroelettrica Valcanale gli impianti di immissione in MT collegati negli ultimi quindici anni sono stati sette su un totale di quindici ad oggi esistenti, e sono proprio quelli che hanno messo in crisi il sistema trasformando una rete passiva in una rete sostanzialmente attiva. L'ultimo importante caso si è verificato alcuni mesi orsono, ed è stato necessario costruire un nuovo tronco di elettrodotto in cavo sotterraneo in una zona in parte irraggiungibile dai normali mezzi meccanici, con un costo di alcune centinaia di migliaia di euro a fronte di un contributo forfettario di € 47.615,00.

Il meccanismo parametrico non è assolutamente in grado di intercettare i rilevanti costi aggiuntivi.

A fronte dei nuovi investimenti richiesti, il distributore soggetto al regime parametrico non vede aumentare le proprie entrate tariffarie nemmeno di un centesimo.

Questo è palesemente assurdo e iniquo. Il distributore è obbligato ad effettuare investimenti per i quali la tariffa non consente alcuna remunerazione. È necessario provvedere affinché le aziende in regime parametrico non siano penalizzate, nella realizzazione di investimenti, rispetto agli altri operatori.

Per essere indennizzati di questa ingiusta discriminazione ai distributori con tariffa parametrica non rimane altro che utilizzare il "fattore g", introducendo un fattore correttivo, calcolato sulla base di dati certificati, che tenga conto di un compenso per l'attività di trasporto dell'energia consegnata dalla rete di distribuzione alla rete nazionale in alta tensione, con una tariffa equivalente a quella riconosciuta a Terna.

L'importo risultante sarebbe comunque inferiore all'energia in inversione di flusso tra produttore e cabina primaria, perché gran parte dell'energia immessa nella semisbarra viene distribuita, attraverso altri elettrodotti, agli utenti consumatori.

Tutto ciò premesso, è assolutamente urgente che **ARERA emetta una Delibera che compensi tutti i Distributori per i nuovi elettrodotti costruiti per la connessione di impianti di produzione da fonti rinnovabili, con il riconoscimento dei costi dei materiali a piè d'opera, della manodopera e del 20% per le spese generali. I contributi *forfettari* devono servire soltanto a compensare il Distributore della capacità riservata alle nuove immissioni nelle reti esistenti.**

Non si capisce perché gli oneri di gestione e di realizzazione di nuovi elettrodotti per connettere unità di produzione isolate debbano essere diversi da quelli sostenuti dagli utenti utilizzatori, i quali, tra l'altro, creano problemi di gestione di gran lunga inferiori.

Infine, va considerato che le aziende distributrici svolgono un primario servizio pubblico di fornitura di energia e una norma che obblighi i Distributori a subire perdite molto consistenti e tali da comprometterne la stabilità economica, sia in contrasto con la Convenzione di Concessione dell'attività di distribuzione, oltre a configurare profili di incostituzionalità.

CONCLUSIONI

I problemi sopra esposti richiedono comunque decisioni urgenti.

La realtà e le sfide a cui il sistema deve rispondere rendono necessario un radicale cambiamento nelle norme che regolano l'attività di distribuzione di energia elettrica.

I problemi tecnici da affrontare sono elencati nella **RELAZIONE ALLEGATA SUB. A**, che deve essere attentamente esaminata, ed eventualmente discussa, ma non può essere ignorata.

Il sistema della distribuzione elettrica nazionale ha rischiato di essere sconvolto dall'applicazione dell'articolo 177 del Codice degli Appalti ed è stato necessario l'intervento della Corte Costituzionale per fermare una Legge, che la Sentenza della Corte ha giudicato "*irragionevole*". Le imprese distributrici hanno già subito le conseguenze per l'ingiustificata eliminazione del primo quadriennio di perequazione e per le penalità relative a calcoli errati delle perdite delle reti, ed ora chiedono semplicemente un equo rimborso per la straordinaria attività che sono chiamate a compiere per la transizione energetica.

In sintesi, le richieste sono le seguenti

- I contributi per le connessioni e per le attività svolte di manutenzione ordinaria e straordinaria per mantenere qualità e continuità del servizio nella gestione delle nuove immissioni in rete, devono essere parificati alle tariffe previste per gli utenti utilizzatori;
- Le tariffe per l'attività di trasporto devono essere riconosciute ai Distributori che operano in regime parametrico (fattore g) in base alla quantità di energia non destinata alla distribuzione e consegnata alla rete in alta tensione (Terna).

Le osservazioni sopra esposte non riguardano soltanto i quesiti posti dal DCO, ma rispondono soprattutto al tema principale citato nella premessa del Documento, ovvero alla necessità urgente e improrogabile di adeguamento delle reti alle immissioni di energia prodotta dai nuovi impianti da fonti rinnovabili.

Altrettanto urgenti sono le nuove norme che devono regolare la ristrutturazione delle reti di distribuzione urbane per l'installazione delle colonnine di ricarica delle auto elettriche.

L'aumento della resilienza e il miglioramento della qualità e continuità del servizio sono compiti che i Distributori devono comunque svolgere in base al Decreto di Concessione e non hanno più il carattere di urgenza e di priorità nell'allocazione delle risorse.

N:B: In considerazione dell'interesse che le nostre proposte ed osservazioni rivestono nei confronti di tutti i Distributori, invitiamo Arera a pubblicarne interamente il contenuto.

ALL. SUB A: Relazione

Tarvisio, 23/05/2023

V. Uff. ne 8 TARVISIO (UD)