

3 aprile 2019

Tavolo UVAM presso Presidente X Commissione Industria del Senato: Osservazioni ANIE

PREMESSA

Si preme evidenziare che lo spirito della delibera 300/2017 è quello di sperimentare tramite progetti pilota l'integrazione delle FER programmabili e non programmabili - ed in un senso più ampio la generazione distribuita ivi inclusi sistemi di accumulo e demand side response - nel mercato dei servizi di dispacciamento.

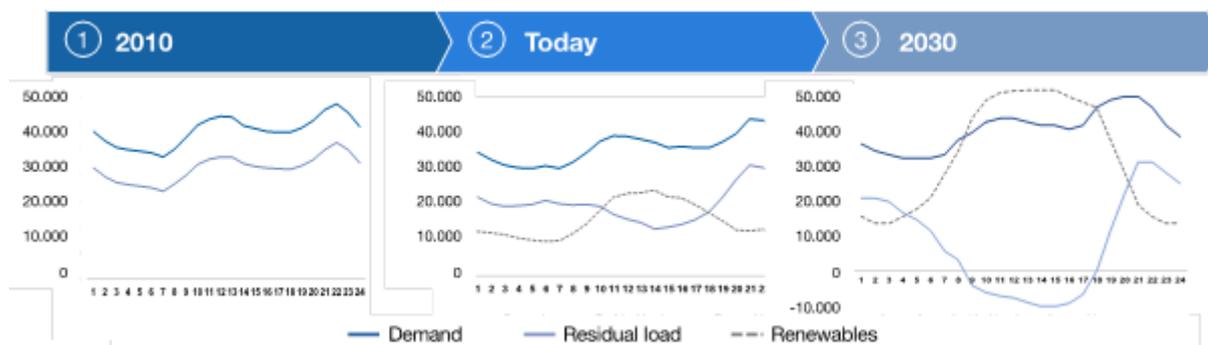
Sulla base delle informazioni disponibili la partecipazione delle FER allo stato attuale risulta estremamente esigua (88 MW di idroelettrico nel progetto pilota UVAP e recentemente in ambito UVAM, come dichiarato dal GSE, 6 MW idroelettrici e 6 MW fotovoltaici). Si chiede innanzitutto di rendere disponibile periodicamente lo stato di avanzamento lavori di tutte le sperimentazioni (ivi inclusi UPR, UPI, etc), così come avviene per le UVAM.

Purtroppo non trasparendo alcun indirizzo che indichi oggi quale debba essere il ruolo delle FER nell'ambito della sperimentazione della delibera 300/2017, ci si domanda come possa avvenire l'integrazione delle FER nel mercato dei servizi di dispacciamento.

Atteso che al 2030 il fabbisogno elettrico nazionale sarà garantito da FER per circa il 55% - 60% e considerando le criticità del sistema elettrico evidenziate da Terna, ossia:

1. **Inversione dei flussi.** La forte penetrazione di impianti di produzione fotovoltaica nelle reti di distribuzione sta intensificando il fenomeno della risalita di energia dalle reti distribuzione verso quella di trasmissione, la quale non è stata progettata per raccogliere energia "dal basso verso l'alto". La condizione di inversione del transito di potenza sui trasformatori AT/MT si traduce in un innalzamento delle tensioni sulla rete di alta tensione, con conseguente maggior fabbisogno delle risorse necessarie per il controllo e la regolazione della tensione di rete, attualmente fornite da impianti di tipo tradizionale, inadeguatezza degli attuali sistemi di automazione e monitoraggio della sezione AT delle cabine primarie e una minore selettività ed efficacia delle misure di distacco del carico in caso di emergenza (piano di alleggerimento, piano di distacchi a rotazione).
2. **Over-generation,** in particolare nei giorni di basso carico ed elevata produzione FER (es. domeniche soleggiate o notti ventose), che richiede tagli alle importazioni o, nei casi più critici, alla generazione non programmabile che non può essere dispacciata per garantire la sicurezza del sistema, con conseguente aumento del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel MSD
3. **Riduzione dell'energia cinetica immagazzinata dai generatori sincroni collegati alla rete** (masse rotanti degli alberi alternatori), e quindi dell'inerzia meccanica del sistema per far fronte alle brusche variazioni del carico, con maggiori rischi per la stabilità di frequenza.
4. **Elevate rampe della domanda residua serale** cui devono sopperire gli impianti flessibili disponibili, come quelli con bacini idroelettrici e gli impianti a gas, che, a partire dai bassi valori dei programmi di immissione nelle ore centrali della giornata in cui faticano a restare accesi, sono chiamati a sostituire la rapida e ripida scomparsa della produzione fotovoltaica.

5. **Problemi di regolazione della frequenza e sui profili di tensione**, a causa della massiccia presenza di impianti di GD da FER, oggi non in grado di prevedere e garantire il profilo di scambio con il sistema né di fornire servizi ancillari alla rete elettrica (riserva primaria, secondaria e terziaria), e che richiedono il mantenimento in servizio di numerosi impianti termoelettrici essenziali anche in ore di basso carico.
6. **Riduzione dei margini di riserva a scendere** (ovvero come riduzione di produzione), in particolare nelle ore centrali del giorno data l'elevata produzione fotovoltaica non controllata direttamente da Terna, **e a salire** (ovvero come incremento di produzione), in particolare durante periodi siccitosi prolungati o ondate di caldo/ freddo intenso che fanno registrare picchi nel fabbisogno.
7. **Riduzione della potenza di corto circuito**. L'elettronica degli inverter che aggancia gli impianti fotovoltaici e gli eolici 'full converter' alla tensione e alla frequenza sincrona non rileva il guasto in rete e fornisce una corrente di cortocircuito che vale appena 1,1 volte la corrente nominale (quella delle grandi centrali termoelettriche vale 4,5) compromettendo il corretto funzionamento in termini di tempestività e selettività delle protezioni e degli automatismi.
8. **Emergenza e ripristino**. La generazione distribuita 'fatica' a garantire il funzionamento nei transitori di frequenza e la produzione a carattere discontinuo non può essere sfruttata per un'ampia gamma di servizi indispensabili alla riaccensione quali il load rejection e il black start.
9. **Congestioni di rete**. Una gran parte della capacità rinnovabile è situata nel Sud Italia in zone remote, lontana dai principali centri di consumo, e intensifica fenomeni associati a rischi di sovraccarichi su sezioni critiche della rete di trasmissione a livello zonale e locale, la cui entità e collocazione dipenderà dall'ulteriore sviluppo nel breve-medio termine di generazione supportata dai meccanismi di incentivazione previsti dal succitato decreto 2018
10. **Una attesa produzione rinnovabile eccedente il fabbisogno elettrico in alcune ore del giorno**



Evoluzione del fabbisogno residuo medio delle domeniche di aprile/maggio (Fonte Terna)

si ritiene quanto mai opportuno intervenire sulla regolamentazione del mercato elettrico in modo da:

- a) avvicinare al tempo reale la programmazione della produzione FER
- b) aumentare la liquidità del mercato infragiornaliero con il trading continuo
- c) sperimentare l'impiego di FER e di SdA (Sistemi di Accumulo) affinché forniscano i servizi di rete in MSD e contengano l'over-generation

PROPOSTE PER LA DELIBERA 300/2017

1. Si chiede di **eliminare quanto prima (entro il prossimo 31.5.2019) l'obbligo per il BSP di ottenere l'assenso da parte del BRP** per poter inserire nell'UVA le unità di produzione e di consumo che ricadono nel proprio contratto di dispacciamento, **sostituendolo con l'obbligo per il BSP di informare il BRP della sua attività a valle dei test di abilitazione sul cliente finale**. Si ritiene che tale obbligo costituisca un ostacolo alla concorrenza, che pertanto deve essere superato, e di cui non si comprende, di base, la ragion d'essere: l'inserimento di un punto all'interno di un aggregato non costituisce alcun pregiudizio all'operatività del relativo BRP
2. Si chiede di **prolungare la sperimentazione delle UVAM sino al 31.12.2020** e di **comunicare tale prolungamento al mercato con congruo preavviso (entro il 30.6.2019)**, in modo da dare certezza e visibilità agli operatori di mercato
3. Si chiede di consultare quanto prima il regolamento relativo al progetto pilota della **regolazione di tensione per gli impianti FER collegati in AT, includendo anche la regolazione di tensione di quelli collegati in BT e MT**, visto che le tariffe incentivanti sono erogate sull'energia attiva prodotta dall'impianto FER e non sull'energia reattiva prodotta dal medesimo e necessaria per espletare il servizio di regolazione della frequenza. Da tempo per norma di prodotto e di connessione la capacità di scambiare potenza reattiva è un requisito richiesto ai generatori statici e rotanti di qualunque taglia. Per quanto sopra e in ragione delle esigenze di regolazione di tensione manifestate da Terna appare privo di ogni giustificazione il fatto che questi progetti pilota non siano ancora stati avviati. Inoltre il coinvolgimento della generazione distribuita in questi progetti costituirebbe una più che opportuna occasione per avviare una collaborazione fattiva tra TSO e DSO, attività che non presenta alcuna barriera tecnologica o normativa, ma richiede un'attenzione ed un sostegno di carattere regolatorio
4. Si chiede di **semplificare la partecipazione ai progetti pilota degli impianti di produzione di potenza non superiore ai 20 kW**, riducendo i dati di anagrafica al solo codice POD, elemento sufficiente per identificare l'impianto da parte di Terna, GSE e degli operatori di mercato. Inoltre, si chiede di implementare la soluzione preannunciata da Terna e da ARERA, che consentirebbe la partecipazione al progetto pilota UVAM a tutti gli utenti finali collegati in BT, che ad oggi non dispongono di contatori con rilevazione delle misure orarie
5. Sulla base di quanto già sperimentato in altri paesi europei, si propone un **approfondimento volto a valutare nel mercato italiano l'introduzione dei prezzi negativi per i servizi a scendere** considerando che tale meccanismo possa rappresentare una ulteriore leva per promuovere i sistemi di accumulo e che entro il 2025 per una molteplicità di impianti FER terminerà il periodo di incentivazione. Si consideri che per tali servizi **la sperimentazione dovrebbe perseguire in primis l'obiettivo che l'aggregatore di FERNP sia in grado di definire ex-ante una baseline e soprattutto di garantire quest'ultima nel tempo**, affinché Terna possa far realmente affidamento su tale risorsa di dispacciamento ancorché di ultima istanza in quanto costosa; l'obiettivo di eseguire un comando di dispacciamento a scendere è secondario. Per tale motivo la proposta presentata da RSE di aumentare la remunerazione in capacità e ridurre la remunerazione in energia garantendo una prestazione minima dell'aggregatore avrebbe una triplice valenza: coprire i costi tecnologici per definire con precisione la baseline, accrescere il know-how degli aggregatori FERNP per garantire nel tempo la baseline

definita ex-ante, consentire a Terna di verificare l'affidabilità dell'aggregatore FERNP e, se proprio fosse indispensabile, chiamare l'aggregatore ad eseguire effettivamente il comando di dispacciamento a scendere, come già avviene per la mancata produzione eolica, laddove però la baseline di fatto viene definita ex-post dal GSE

6. Per gli impianti a biomasse o a biogas la proposta di ridefinire il limite massimo compatibile con la tariffa omnicomprensiva, impiegando a tal fine non la potenza media sul quarto d'ora (come avviene oggi), ma l'energia totale annua, va analizzata più in dettaglio sia per definire la grandezza "energia totale annua incentivabile" sia per la remunerazione in capacità prevista dall'approvvigionamento a termine delle sperimentazioni. Infatti questa tipologia di impianti beneficiando di una tariffa incentivante a copertura dell'investimento (capex) nell'arco del periodo di incentivazione usufruirebbe di un'ulteriore valorizzazione in MSD