

Tecnologie ed esperienze dietro al mercato secondario del Fotovoltaico

Intervista a Sara Di Mario
Responsabile Operations EF Solare Italia

AGNESE CECCHINI

4 aprile '18 - I consumi di energia da fonti rinnovabili in Italia si sono attestati, nel 2017, a circa 22 Mtep, stando ai dati del Rapporto delle Attività del Gestore dei Servizi Energetici. Un settore che, forte di questi numeri e in seguito dell'esaurimento nel corso del 2013 degli incentivi in Conto Energia, sta vivendo una crescita soprattutto del mercato secondario.

Le transazioni di impianti già in esercizio hanno coinvolto circa 470 MW nel 2016 (per un controvalore di oltre 1 mld €), sono cresciute ulteriormente nel 2017 e mostrano prospettive di aumento anche per il 2018. In questo scenario la manutenzione tempestiva si attesta come il migliore strumento di ottimizzazione del valore. Molte sono le tecnologie volte a potenziare tempestività e sicurezza di questi processi e soprattutto a integrare e gestire la mole di dati che si produce. Ne parliamo su e7 con **Sara Di Mario, Responsabile Operations EF Solare Italia**.

La digitalizzazione degli impianti quanto ha rivoluzionato il lavoro nei campi fotovoltaici. Quali sono le competenze e le infrastrutture necessarie per effettuare un retrofit dell'impianto?

Grazie ai sistemi di monitoraggio possiamo controllare gli impianti da remoto, individuare i guasti in tempo reale e intervenire sul campo in modo tempestivo - a fronte, ovviamente, dei tempi di spostamento, dato che gli impianti sono generalmente non presidiati. Il vero grande scoglio da superare è la distinzione tra allarmi "gravi" e allarmi "minori", a volte dovuti alla semplice mancanza, anche per brevi periodi, di connettività.

Per accorgersi di un fermo in un impianto non correttamente monitorato e non presidiato, ci vogliono a volte alcuni giorni, è quindi evidente la necessità di dotarsi di un'infrastruttura funzionale che sappia non solo individuare l'anomalia ma anche valutarne la gravità.

Oggi sono disponibili in commercio ottime soluzioni tecniche, flessibili e robuste, adattabili alle diverse esigenze di monitoraggio. Per scegliere correttamente il sistema da implementare occorre studiare attentamente l'infrastruttura esistente nell'impianto. La principale analisi riguarda la capillarità con la quale vengono raggiunti i device installati: in sostanza il cablaggio. Qualora quest'ultimo non fosse presente o fosse comunque carente, occorre predisporre le interconnessioni necessarie via cavo, fibra ottica o tramite i più economici sistemi wi-fi ad alta frequenza, in modo da poter convogliare i dati grezzi a uno o più concentratori.

Da lì, con soluzioni diverse, che vanno da un data log-

ger a un PC industriale - quindi con caratteristiche e costi molto diversi - i dati vengono inviati a un punto di raccolta dati, in serverfarm o in cloud. Il software aggrega e pulisce i dati grezzi provenienti dai campi e li rende accessibili agli utenti mediante apposite interfacce, o dashboard, che permettono di visionare in tempo reale l'andamento delle performance ed eventualmente scaricare i dati per ulteriori analisi.

Un'infrastruttura standard dovrebbe permettere di leggere sino alle string box. Dove invece ci si voglia spingere ad analisi di performance automatizzate, o business intelligence, occorre dotare l'impianto di un piccolo set aggiuntivo di sensori che abilitano i software odierni a svolgere delle analisi con un contributo "intelligente".

Con l'analisi predittiva degli impianti è possibile prevedere i danni e limitare anche i costi della manutenzione. Rispetto al costo di monitoraggio quanto è il risparmio in termini di efficienza del sistema?

Le analisi predittive nel fotovoltaico, di fatto, ad oggi non esistono, almeno non con soluzioni già affidabili e rodute. Ci sono rari software di analisi che ci sembra abbiano un potenziale e che stiamo studiando o testando, ma la risposta richiederà tempo.

Il fotovoltaico è un business fatto di cura e velocità, meno avveniristico ma molto sostanziale: i veri impatti sulle performance si hanno con la rapidità degli interventi sui guasti e attenzione al dettaglio delle singole componenti. Non abbiamo molte macchine complesse ma tantissime piccole componenti che nell'insieme fanno la differenza; bisogna quindi controllarle tutte puntualmente

e far sì che ciascuna di esse - ogni fusibile, ogni junction box - funzionino a dovere. La carenza di tali attenzioni può causare vari punti percentuali di calo di rendimento di un impianto e, quindi, di ricavi annui.

Relativamente al sistema di monitoraggio, dotandosi di una efficiente control room, una sala di monitoraggio con operatori dedicati a monitorare gli impianti sette giorni su sette, i tempi di rilevamento di un guasto possono scendere - come già detto - da alcuni giorni a pochissime ore. Se si moltiplica questo delta per un numero ipotetico di guasti all'anno, si capisce immediatamente come il valore aggiunto sia praticamente infinito.

Rispetto la sicurezza dei dati in cloud quali sono le maggiori competenze e minacce per il sistema e come li state affrontando?

Nel nostro settore i maggiori rischi sono insiti nel punto di origine dei dati, sugli impianti, e nei repository degli stessi. Nel primo caso può capitare che una fonte di traffico dati venga presa di mira dagli hacker che utilizzano la connessione come "porta" verso il web in modo da nascondere la loro reale localizzazione e sfruttare la banda disponibile per operazioni illecite: questo provoca una perdita di visibilità degli impianti e di parte dei dati. Per quanto riguarda l'hosting delle informazioni il rischio principale è il furto dei dati: per questo la nostra policy di sicurezza sui dati parte già dalla fonte, quindi dai singoli impianti. Il flusso di informazioni infatti viene criptato dal software di monitoraggio e trasmesso tramite una rete di telecomunicazioni privata VPN, per mezzo di firewall industriali. Il tutto è controllato tramite sistema di monitoraggio delle nostre infrastrutture di rete LAN e WAN.

Per la fase di hosting affidiamo la custodia dei dati a dei fornitori capaci di offrire i più alti criteri di cyber security disponibili oggi sul mercato del cloud o delle server farm. Il discorso è diverso per gli impianti in alta tensione per i quali il controllo della sotto stazione elettrica, e quindi la possibilità di intervenire da remoto sull'impianto, richiede dei criteri di sicurezza ancora più elevati garantiti da sistemi di comunicazione e software dedicati.

La digitalizzazione nasce per l'O&M ma può favorire nel breve medio periodo una ottimizzazione dei rapporti con la rete (penso ai DSO e TSO)?

Assolutamente sì, in sostanza è la differenza fra la digitalizzazione dei processi e la digital transformation dell'intero settore. La digital transformation avviene quando il "digitale" va a impattare la struttura stessa del business: è chiaro che nel mercato energetico questo si riflette principalmente nel rapporto sempre più stretto fra produttore e consumatore, che diventa un prosumer, e quindi fra il produttore/prosumer e la rete. Oggi, infatti, è Terna a portare avanti dei progetti pilota per capire, da un lato, come far accedere ai servizi di dispacciamento gli impianti non programmabili mediante partecipazione all'MSD e, dall'altro, come permettere alle fonti non programmabili di contribuire alla regolazione della tensione per garantire la sicurezza e adeguatezza della rete, individuando anche i parametri tecnici a cui dovranno adeguarsi.

I problemi si nascondono nei dettagli. Dalla vostra esperienza qual è l'aspetto che non bisogna assolutamente trascurare?

Come detto prima: presenza e attenzioni costanti. E la velocità negli interventi risolutivi.