

Titolo	Finalità	Redatto	Data	Versione	Inviato a:
20190530 "Transizione Energetica e ruolo PU nella generazione EE FER"	Intervento Convegno Levi Cases	Marco Giusti	30/5/2019	Ver. 1	Tutti i Relatori

CENTRO LEVI CASES – UNIVERSITÀ DI PADOVA

LA TRANSIZIONE ENERGETICA: IL RUOLO DELLE IMPRESE DI PUBBLICA UTILITÀ

Nota: la relazione che segue è scritta a posteriori seguendo gli appunti e il recente ricordo dell'intervento, effettuato a braccio. Mi scuso se ho dimenticato o aggiunto qualcosa

Coordina: professoressa Paola Valbonesi UNI PD

Interventi:

- Lorenzoni Arturo prof. Energetica UNI PD e Vicesindaco Padova
- Jan Schwidtal ricercatore presso UNI PD
- De Paoli Luigi professore economia alla Bocconi – consigliere cda A2A
- Baroncini Alessandro AD Herai (HERA)
- Giusti Marco Direttore Tecnico Agsm
- Capuzzo Sara AD E'nostra
- Chiellino Gabriella presidente eAmbiente (ACEA)

INTERVENTO DI MARCO GIUSTI: "IL RUOLO DELLE IMPRESE DI PUBBLICA UTILITÀ NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA"

Grazie a tutti per la possibilità di dare un modesto contributo al dibattito, ed un ringraziamento particolare a Arturo Lorenzoni, che ha avuto il coraggio di mettere a disposizione della città e della Politica, nel ruolo di Vicesindaco, la sua grandissima esperienza professionale e universitaria, universalmente riconosciuta fra tutti le istituzioni e gli operatori energetici italiani (spesso mi trovo a dire che Arturo è una delle 5 persone in Italia che riescono a intuire il futuro delle transizione energetica, ma non sempre ricordo tutti gli altri 4...).

Le sfide delle transizione energetica

Riassumiamo le grandi sfide del prossimo step della transizione energetica , prendendo spunto dalla ottima relazione di Jan, da quanto emerso nei convegni fra operatori negli ultimi 3 mesi (Energy strategy Group, REF, Agici) e da qualche considerazione personale.

L'obbiettivo è chiaro: prendere consapevolezza della gravità del problema dei cambiamenti climatici e assumere quindi su di noi l'obbiettivo della decarbonizzazione. Decarbonizzazione a partire dal settore elettrico perché, fra i diversi settori, è quello dove la recente innovazione tecnologica può consentire una rapida e grande penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER).

Schematizziamo: nel settore elettrico possiamo vincere questa sfida se affrontiamo con decisione 3 nodi:

1. **Installare nuovi impianti da generazione di EE da FER**, tanto da portare la generazione da FER dall'attuale 36% al 60%, come indicato dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) e dal Piano Nazionale Italiano Clima ed Energia (PNIEC). Ciò comporta, in estrema sintesi, almeno raddoppiare l'eolico oggi installato e almeno triplicare il fotovoltaico oggi installato. Questo pone un problema

Titolo	Finalità	Redatto	Data	Versione	Inviato a:
20190530 "Transizione Energetica e ruolo PU nella generazione EE FER"	Intervento Convegno Levi Cases	Marco Giusti	30/5/2019	Ver. 1	Tutti i Relatori

serio di reperimento siti, di inserimento ambientale e ancor più di accettabilità sociale, soprattutto se lasciamo totalmente liberi gli investitori di andare a concentrare questi impianti dove la risorsa è più copiosa, ossia al Sud (il 75% dell'eolico attuale è concentrato in 11 provincie...). Per rendere accettabile queste installazioni occorre rimettere al centro la progettualità e la qualità della progettazione, cioè l'arte di trovare il giusto equilibrio fra producibilità, corretto inserimento ambientale, coinvolgimento delle componenti sociali del territorio.

2. **Rendere il sistema elettrico capace di ospitare un tale penetrazione:** non è solo un raddoppio delle FER non programmabili, è come "passare dal camminare su due gambe a camminare su due mani": si può fare, ma occorre imparare come mantenere l'equilibrio! Raggiungere quota 60% da FER (quindi il 50% da FER non programmabili) su base annua implica avere molte ore e giornate con produzione da FER ben superiore alla domanda (quella attuale), ore e giornate totalmente senza contributo FER significativo (la notte e l'inverno con solo il contributo da eolico) e "rampe" di aumento o diminuzione della domanda residua estremamente ripide. Occorre quindi sviluppare sistemi di accumulo, reale o virtuale, accentrato o decentrato, estremamente significativi, e soprattutto "intelligenti". Questo sarà il cuore del problema, e non la semplice generazione da FER. Esemplificando al massimo, possiamo pensare a modelli estremi: storage fisici al piede degli impianti di generazione da FER, ovvero storage distribuiti nelle case e, soprattutto, "demand response", ossia partecipazione dei clienti finali e dei Prosumer alla stabilizzazione del sistema, sia modificando la propria curva di prelievo (IOT: lavatrici, pompe di calore che programmano il proprio ciclo concentrandoli nei momenti di sovrapproduzione) sia con partecipazione attiva alla erogazione di servizi verso la rete, come ad esempio la gestione flessibile delle batterie delle auto elettriche. Ovviamente il fabbisogno di "flessibilità e storage" varia in funzione del mix tecnologico: con prevalenze di eolico risulterebbe prevalente e sufficiente la flessibilità e lo storage che può garantire "demand" response, IOT, e storage chimico giornaliero, mentre se il nuovo modello di generazione fosse prevalentemente imperniato sul fotovoltaico occorrerebbero anche storage stagionali, garantibili solo con pompaggi in bacini idroelettrici e Power to gas con stoccaggio sotterraneo.
3. **Ricostruire una visione unitaria del sistema energetico, nonché una regia unica di indirizzo.** Il decreto Bersani è stato, a suo tempo, una innovazione straordinaria, ma oggi non è più adeguato a regolare l'attuale sistema elettrico. Il prezzo di generazione era pensato formarsi nella competizione fra centrali termoelettriche avendo come "sottostante" il costo marginale di produzione. In un sistema centrato sulle FER ciò non ha più senso: il mercato non è più idoneo a dare segnali di prezzo adeguati né alla installazione di impianti di generazione da FER né ad impianti, di cui necessitiamo quale back-up di sistema, termoelettrici. Ma oltre a ciò la segmentazione della filiera in tre (generazione, distribuzione e vendita) ha generato 3 classi di operatori (investitori in impianti generazione; distributori; venditori e trader) e diverse istituzioni (Mise, GSE, GME, Arera, Terna, Agcom,..) che vedono ciascuna solo 1 pezzo della filiera. E la generazione risulta oggi quasi interamente dominata dal mondo degli Sviluppatori e dai Fondi, con una visione del business fortemente determinata dalla dimensione Finanziaria: il professore De Paoli ci ricordava che il 50% della generazione elettrica è gestito dalle Public Utilities (PU), ma non dimentichiamo che il 90-95% del nuovo installato FER dal 2005 ad oggi è in realtà stato effettuato da produttori privati e dai Fondi: Le PU hanno di fatto abbandonato il nuovo sviluppo e la nuova generazione EE in mano ad outsider! Ma tornando al sistema: con la segmentazione della filiera introdotta dal decreto Bersani abbiamo efficientato al massimo i singoli segmenti della filiera, ma abbiamo perso di vista l'insieme del sistema e di conseguenza abbiamo disefficientato il complesso. Un esempio: se per competere sulle FER in asta tecnologicamente neutra (il nuovo decreto incentivi FER) corriamo tutti a sviluppare e costruire impianti fotovoltaici (FV) in Sicilia, otterremo forse un costo di generazione più basso (se non se lo mangia la speculazione degli sviluppatori e i proprietari dei terreni), ma spenderemo molto di più di quel risparmio in storage e trasmissione (costo pubblico!) per trasferire la energia generata verso il Nord, dove insiste il baricentro dei consumi e per metterla a disposizione nei momenti di domanda. Infine: fra gli operatori stessi vi è una frammentazione culturale fortissima: i produttori, prevalentemente privati o fondi, ragionano solo di costo sviluppo, costo installato, costo del Project financing (PF). I distributori ragionano quasi solo di sistema regolato (sono bombardati da circa 1000 delibere che ogni anno Arera emana); i trader e i venditori ragionano solo di previsioni a breve e di future... tanto che vedono impegni di acquisto di EE a prezzo fisso sul periodo lungo (i famosi PPA) come un argomento da evitare...

Titolo	Finalità	Redatto	Data	Versione	Inviato a:
20190530 "Transizione Energetica e ruolo PU nella generazione EE FER"	Intervento Convegno Levi Cases	Marco Giusti	30/5/2019	Ver. 1	Tutti i Relatori

Ruolo delle Public Utility nella Transizione Energetica

Ieri ero a Milano al convegno Agici sulle FER; alla tavola rotonda mi hanno chiesto: perché Agsm ha investito in FER e le altre utility no o comunque molto di meno? In effetti il Gruppo Agsm negli ultimi 10 anni ha investito nelle FER molto più, proporzionalmente, alle altre Utility: circa 160 M€ in 10 anni, per una quota complessivamente pari al 35% del complesso degli investimenti effettuati nel decennio. Hera, e cito Hera perché qui c'è l'amico ing. Baroncini, con stessa percentuale di impegno, applicato però alla sua capacità di investimento molto maggiore, potrebbe realizzare in 10 anni nuovi impianti FER sufficienti a coprire il 1,5% del consumo interno lordo (cil) in 10 anni, pari al 7% degli obiettivi della SEN e del PNIEC. Ma guardiamo al complesso delle PU: se tutte le PU investissero ogni anno in nuovi impianti da FER il 33% degli attuali loro investimenti, per un complessivo di 1-1.5 G€/anno, installerebbero un mix di impianti FER pari a 1,8 GW/anno, per un totale in 10 anni di 18 GW, con produzione di 30 TWh ossia ben il 10% del cil ed il 45% del nuovo installato FER necessario per raggiungere gli obiettivi del PNIEC. Insomma: il mondo delle PU potrebbe facilmente oggi riprendere il proprio storico ruolo (il 50% che ricordava il Prof. De Paoli) nel settore della generazione elettrica.

Ma questo non è solo possibile, e auspicabile sotto il profilo della redditività delle nostre imprese,...: è anche necessario al sistema!

Le PU infatti hanno 3 caratteristiche specifiche che viceversa non hanno gli altri operatori del settore:

- il DNA delle PU le rende naturalmente orientate a sviluppare e realizzare progetti di qualità, con attenzione all'ambiente e alla comunità locale, mitigando di conseguenza i problemi di accettabilità ambientale e sociale di cui ricordavamo in premessa (io e la mia squadra, quando sviluppiamo un progetto di un nuovo impianto eolico, in primo luogo poniamo la attenzione alle specificità ambientali del sito e sin dall'inizio ci poniamo in relazione con la comunità locale);
- le PU hanno una visione complessiva ed unitaria del sistema elettrico: capiscono a priori, essendo verticalmente integrate, quanto sia necessario e strategico coniugare curva di domanda e curva di offerta, e possono potenzialmente offrire servizi di aggregazione per "organizzare" la domanda in funzione anche della specificità della produzione.
- Le PU hanno tutte la propria "commerciale", vicine alla clientela, e hanno capacità di vedere il complesso dei clienti come un partner e possono quindi più facilmente dialogare con questi per proporgli soluzioni innovative nella contrattualistica (comprare EE da FER a prezzo garantito fisso pluriennale, o, perché no, compartecipazione a finanziamento e utili di un singolo nuovo impianto...). Sono quindi più pronte, e hanno quindi un vantaggio competitivo, ad accettare la sfida di realizzare da oggi impianti da FER senza incentivi, in "market Parity, coinvolgendo la propria clientela in rapporti di lungo periodo e/o di partnership.

Ecco quindi la sfida che abbiamo davanti: riprenderci un ruolo di leadership non solo nel mondo della generazione, ed in specie da FER, ma in generale nel mondo della Energia, dove sarà sempre più un vantaggio competitivo essere: verticalmente integrati, vicino alla clientela, innovativi.

Quindi quale è la sfida per le PU? Innovazione negli investimenti in generazione da FER effettuati con attenzione all'ambiente, alla qualità progettuale e alla cittadinanza; innovazione nella smartizzazione delle reti per renderle capaci di ospitare la penetrazione delle FER; innovazione nella costruzione di rapporti nuovi con la clientela, singola o "aggregata", per rapporti di fornitura di lungo periodo, partnership nel settore dello storage e servizi, coinvestimento anche finanziario nella realizzazione di nuovi impianti.

Per ultimo mi permetto una osservazione anche personale. Nell'ultimo anno ho avuto l'onore ed il piacere di ricoprire il ruolo di docente universitario a contratto in un corso di Public Management. Credevo e credo di conoscere la pratica del mio mestiere; quella esperienza mi ha "costretto" ha studiare un po' di storia. Ho scoperto con gioia ed orgoglio quanto le PU siano state importanti per il benessere delle città dall'inizio del '900 in poi; ho maturato il convincimento che il nostro è un patrimonio importantissimo che può e deve di nuovo essere messo al servizio, in questo momento di difficilissima ed importantissima sfida della transizione energetica, della comunità.

Credevo che dobbiamo raccogliere questa sfida.

Grazie dell'attenzione

Titolo	Finalità	Redatto	Data	Versione	Inviato a:
20190530 "Transizione Energetica e ruolo PU nella generazione EE FER"	Intervento Convegno Levi Cases	Marco Giusti	30/5/2019	Ver. 1	Tutti i Relatori

SEGUE SPAZIO PER DOMANDE DAL PUBBLICO

Alcune risposte a domande del pubblico:

1. Domanda 1, da professoressa Valbonesi: "competenza, innovazione, spazio per investire in impianti, energy citizen. Voi operatori: da dove partireste? Dalla Regolazione o dalla Iniziativa? Risposta MG: da Ingegneri, considerato anche la complessità del sistema EE, la risposta dovrebbe essere ovvia: dalla Regolazione: Regole chiare e poi spazio al mercato, agli operatori e alla concorrenza. In realtà purtroppo abbiamo un problema estremamente serio: i cambiamenti climatici: abbiamo tutte le soluzioni tecniche per contrastarli efficacemente (e probabilmente, con calma, le avremmo comunque implementate perché sono soluzioni convenienti e competitive) ma non abbiamo il tempo sufficiente necessario per porvi mano ed attuarle in modo ordinato: abbiamo pochissime anni (2 o 3) per raggiungere il "picco" delle emissioni di CO2 e cominciare a decrescere le emissioni per sperare quindi che cominci a decrescere anche la concentrazione di CO2 prima che il processo diventi incontrollabile. Stiamo andando a sbatter contro il muro! In questo contesto non possiamo aspettare che il vertice assuma la iniziativa di costruire un sistema di obiettivi e di regole chiare, che avvii un processo "top-down" E' molto difficile che ciò avvenga, anche perché, come ha efficacemente sintetizzato l'ing. Baroncini: manca la cabina di regia che abbia una visione complessiva e talvolta sembrano persino mancare, o non essere adeguatamente coordinate, le strategie. Insomma: non abbiamo tempo: occorre procedere con un approccio, cittadini ed imprese "bottom-up". Esattamente come ha fatto Greta!
2. Domanda 2: "chiusura mercato a maggior tutela: questo genera incertezza alle imprese?". Risposta MG: nessun problema; personalmente sarei anche favorevole a lasciare una piccola fetta di mercato a maggior tutela; ma al di là di ciò il Gruppo Agsm non teme per nulla la completa liberalizzazione; anzi: nel mercato libero abbiamo ottenuto grandi risultati che molti competitors ci invidiano: per noi il mercato libero è più una opportunità che un rischio.
3. Domanda 5: "la struttura e le regole dell'attuale mercato sono adeguate a spingere e consentire di arrivare al 100% di generazione da FER? Troppa generazione da FER sulla rete può causare in molte ore il crollo dei prezzi a zero e il fenomeno denominato "cannibalismo". E' Vero?". Risposta MG: vero; E' evidente a tutti infatti che per decidere di realizzare un investimento capital intensive, come è quello della generazione da FER, è necessario avere una visione di prezzo stabile di lungo periodo. Dove andrà il prezzo della EE ed in particolare il prezzo della EE "catturato" dalle FER non programmabili? Il costo industriale delle FER è in continua discesa, quindi il rischio che fra qualche anno il prezzi offerti da nuovi impianti da FER determino un abbassamento ulteriore di prezzi che possa incidere ("cannibalizzare") i ricavi degli impianti da FER precedentemente realizzati... è un rischio reale. Conseguenza?: alcuni studi (ne ho in mente 2 oltre al nostro interno) stimano un "capture price" per il FV al sud mediamente inferiore del 25-35%, su base annua, al PUN; ma ovviamente questa stima è estremamente sommaria perché questo gap dipende massimamente dal mix fra FV e wind, dalla distribuzione del FV fra retail, industriale per autoconsumo e utility scale ed infine dalla distribuzione del FV lungo la penisola; e ovviamente il GAP cresce nelle ipotesi di predominanza di FV utility scale al sud; viceversa la diminuzione del costo degli storage tende a far diminuire il gap. Perciò: il mercato lato generazione, se non consideriamo altri elementi di innovazione disrupt che si svilupperanno (penso alla elettrificazione consumi più spinta di quanto indica il PNIEC e crollo dei costi di storage) dovrebbe avviarsi ad una separazione in diverse fasce, ciascuna dominata da meccanismo diversi; esemplificando: diurno estivo (comanda prezzo FV), notturno estivo (comanda prezzo termoelettrico oppure Wind oppure prezzo FV sommato da costo storage batterie), diurno invernale (comanda termoelettrico calmierato da wind e storage), notturno invernale (comanda Termoelettrico). Contemporaneamente il mercato lato domanda dovrebbe sdoppiarsi fra variabile orario e di lungo periodo (PPA), con clienti orientati a cogliere di momento in momento il prezzo variabile che si forma in borsa e clienti, retail ed industriali, che sceglieranno un contratto con prezzi di lungo periodo, nella forma di PPA o di contratti unilaterale a prezzo garantito. Evidentemente queste 4x2=8 dimensioni dovranno trovare un punto di equilibrio, o meglio passare

Titolo	Finalità	Redatto	Data	Versione	Inviato a:
20190530 "Transizione Energetica e ruolo PU nella generazione EE FER"	Intervento Convegno Levi Cases	Marco Giusti	30/5/2019	Ver. 1	Tutti i Relatori

attraverso molti punti di equilibrio. Questi elementi di riequilibrio saranno probabilmente costituiti da quanto i consumi si sposteranno verso il vettore elettrico (auto elettriche e pompe di calore) e da quanto diminuiranno i costi di storage batterie e storage power to gas, ed in geniale i costi di "flessibilizzazione del sistema", ossia i costi per far coincidere la curva di generazione con quella di domanda o viceversa; quindi anche il demand response avrà un ruolo fondamentale. Esemplicando: se lo storage arrivasse a costare meno di 80 €/kWh il FV potrebbe contendere il mercato del termoelettrico notturno estivo, riuscendo quindi ad avere quindi anche in estate un capture price di circa 20 €/MWh inferiore all'LCOE del termoelettrico; in questo modo anche la sovrapproduzione diurna non potrebbe più scendere sotto i 40 €/MWh (60-20), e i medesimi 40 potrebbero salire insieme al costo gas+ETS. Il prezzo invernale continuerebbe ad essere determinato in larga parte dal termoelettrico almeno sino a che il costo del power to gas fosse sufficientemente basso da riuscire a mettere in competizione il FV con il termoelettrico diminuito del costo storage. Quindi, in sostanza: il problema è reale, il tema è complesso, la soluzione dipenderà sia dalla dinamica temporale e dal mix di nuovo installato da FER, ma massimamente dipenderà dallo sviluppo dei sistemi di storage virtuale e fisico, e dai loro costi; se lo storage, come credo, si svilupperà adeguatamente, questo costituirà un "aggancio" fra prezzo delle EE generata da termoelettrico (che ha sottostanti fisici: il prezzo gas ed il prezzo ETS), e di conseguenza il prezzo "catturato" dall'eolico non potrà scendere sotto il prezzo del termoelettrico sottratto dei costi del demand response, mentre il prezzo del fotovoltaico non potrà andare sotto al prezzo del termoelettrico sottratto del costo dello storage chimico. Sul lungo periodo, andando verso penetrazioni da FER ancora più elevate, il prezzo del FV potrà diminuire ancora, accollandosi parte del costo dello storage stagionale in pompaggi e/o power to gas.

Marco Giusti

direttore Progettazione e Ricerca – Direttore Tecnico di Gruppo - Agsm Verona Spa