Transizione Energetica

Sì, ma come e con quali tempi e costi?

Il settore energia ed in particolare il sotto settore elettrico sono fondamentali per lo sviluppo sociale ed economico delle popolazioni e per la qualità della loro vita, ma oltre 1 miliardo dei circa 7,5 miliardi della popolazione mondiale non ha ancora accesso all'elettricità e la grande maggioranza di loro si trova nell'area sub-Sahriana , che per assurdo ha notevoli risorse energetiche convenzionali e rinnovabili.

Le risorse primarie

Le risorse convenzionali (carbone, petrolio e gas) hanno avuto un ruolo dominante dallo sviluppo industriale ai nostri giorni e rappresentano ancora poco più dell'85 % dei consumi energetici primari rispetto ad un 92% del 2005, con petrolio, carbone e gas aventi una quota attuale rispettivamente del 33-29 e 24%.

Le rinnovabili sono salite da un 6,8% del 2005 ad un 10%, con idroelettrico che ne rappresenta i 2/3 circa e dove eolico e fotovoltaico hanno avuto un prorompente sviluppo medio annuale in capacità installata del 21% e 47%, rispettivamente, ma rappresentano insieme ancora poco meno del 2,5 % delle risorse primarie utilizzate (cica 1.9% eolico e 0,6% fotovoltaico). Il nucleare è sceso a seguito dell'incidente di Fukushima a poco meno del 4,5%.

Occorre notare che le riserve accertate (R) di combustibili fossili convenzionali, come da WEC-World Energy Council, hanno rispetto ai consumi (C) annuali rapporti R/C di oltre150 anni per il carbone, 50 anni per il petrolio e 55 anni per il gas. Nonostante i forti consumi degli ultimi decenni, petrolio e gas hanno riserve accertate superiori del 50% a quelle di 20 anni orsono, riserve alle quali occorre aggiungere quelle notevoli di petrolio e gas non convenzionali (shale) che hanno visto, specie negli Stati Uniti, un notevole utilizzo .

Non vi è quindi, grazie all'ingegnosità umana, una scarsità di risorse primarie fossili, come paventato nel secolo passato, ma il vero problema è diventato quello ambientale legato alla produzione di gas serra nell'utilizzo delle fonti fossili. Permane anche il problema, specie per petrolio e gas, della localizzazione di importanti risorse in zone politicamente critiche.

Il grande cambiamento dal 2000 ad oggi nel settore energetico è stato quello dello spostamento della maggioranza dei consumi dai paesi sviluppati a quelli emergenti, con l'Asia (Cina in testa) attuale dominatore dei consumi di energie primarie con una quota pari al 42%, secondo gli ultimi dati di BP, e pari al doppio di Europa (21,5%) e Nord America (21%) e ben superiore al 6,7% di Medio Oriente, al 5,3% di America Centrale e del Sud ed il 3,3 % della povera Africa.

E tale divario continua ad aumentare considerando i tassi annuali medi di crescita nell'ultimo decennio vicini al 4% per Asia,4,5% per Medio Oriente e circa 3% per America Centrale e del Sud ed Africa, contro un tasso di crescita leggermente negativo per Europa (-0,4%) e Nord America(-0,2%). Il contributo dei paesi non OECD ai consumi di petrolio e gas è del 53% e di ben il 78% per il carbone.

Il cambio del mix di risorse primarie

L'andamento dei consumi di energie primarie, ad esempio nella produzione di energia elettrica, vede alcune sostanziali differenze per le varie tipologie: carbone sceso dal 38% del 2000 al 28% in quota nei paesi sviluppati, contro un aumento dal 38% al 50% in quelli emergenti; gas in aumento dal 15% al 28% nei paesi sviluppati e costante ad un 20% nei paesi emergenti, pari all'idroelettrico, che vede un leggero declino nei paesi sviluppati. Il petrolio vede un declino in entrambe le tipologie dei paesi e le rinnovabili vedono un forte sviluppo con quote percentuali superiori nei paesi sviluppati.

Ciò si riflette chiaramente sulle emissioni globali di CO2, dove i paesi non OECD sono responsabili di un 62,5% (con un aumento medio annuo del 3,4% nell'ultimo decennio), contro un 37,5% dei paesi OECD (decremento medio annuo negli ultimi10 anni dell'1%); l'Unione Europea (Inghilterra inclusa) presenta una quota del 10,4% con un decremento medio annuo del 2% nell'ultimo decennio.

Il ruolo di una transizione energetica verso una società decarbonizzata è chiaramente globale e si giocherà sempre più sulla base delle effettive riduzioni delle emissioni nei paesi non OECD (Cina ora in testa con un contributo del 27,3% alle emissioni globali) e negli Stati Uniti, responsabili di un 17,5%. L'Unione Europea (includendo l'Inghilterra) avrà un ruolo sempre più marginale e nell'ambito dell'Unione Europea la Germania, con la sua produzione di elettricità per oltre il 37% da lignite e carbone, ha una quota del 2,3 % sulle emissioni mondiali di CO2, seguita da UK 1,2%, Italia 1%, Francia e Polonia 0,9% e Spagna 0,8%.

Le fonti fossili continueranno, quindi, per qualche decennio ad essere la fonte principale di energia a livello globale.

Alessandro Clerici - Presidente Onorario FAST e WEC Italia

Il settore elettrico

Se consideriamo il settore elettrico, è quello che ha avuto la maggior evoluzione verso nuove regole di mercato, introduzione di rinnovabili e una pervasiva diffusione delle tecnologie IC. Ma il contributo delle fonti fossili dal 2000 è praticamente rimasto ad un valore vicino al 65%, con il carbone dominante ed oscillante tra un 37,5 e 39%, ma con il gas dal 18,5 al 23,6 %, a spese di un petrolio sceso dal 7,4 % al 4%. Le rinnovabili sono salite dal 18,2 al 24,4 %, a spese del calo del nucleare (ora a circa 10%), con un idroelettrico costante in quota al 16,5%, ma con biomasse dall'1,1% al 2,3% e le altre FER (fondamentalmente eolico e fotovoltaico) da uno 0.6% a circa il 6%.
Ma come sarà l'andamento della decarbonizzazione nel settore elettrico in due scenari abbastanza ai 2 estremi?
Il settore elettrico al 2040 vede secondo BP una quota fossile del 53% (27% carbone, 24% gas, 2% petrolio), FER 38% (13% Idro e 25% le altre fondamentalmente vento e fotovoltaico) e nucleare 9%. Il carbone è ancora la risorsa primaria per il settore elettrico. Per BLOOMBERG nel 2040, la produzione totale di 38000 TWh vede le FER al 51% (2/3 da eolico e fotovoltaico), i combustibili fossili al 40% e nucleare al 9%.
Anche secondo le previsioni più ottimistiche le fonti fossili contribuiranno ancora per oltre il 40% nel 2040 e con una quota carbone non trascurabile.

La strategia italiana

L'Unione Europea è stata negli anni passati il protagonista principale nella corsa alla decarbonizzazione, con il suo programma 20-20-20 ed ora con il Winter Package, al quale il parlamento Europeo vuole porre obiettivi più ambiziosi. L'Italia ha già superato con 3 anni di anticipo l'obiettivo del 2020 e si è dotata con l'ultimo governo di una strategia energetica, frutto di una lodevole serie di coinvolgimenti dei principali stakehoders, che vale la pena di esaminare per quanto riguarda la reale possibilità del come raggiungere gli ambiziosi obiettivi posti ed una valutazione dei relativi costi specie ai clienti finali, costi non sempre chiari e definiti.
Obiettivo di una strategia energetica deve essere quello di favorire un equilibrato sviluppo socio-economico, rispettando l'ambiente e preservando la competitività del Paese, in un mercato globale dove saranno vincenti quelle nazioni che sapranno ottimizzare ambiente, economicità e qualità delle forniture energetiche a industrie e famiglie nell'ambito di una sicurezza degli approvvigionamenti ;occorrerà, superare sterili battaglie tra fonti fossili e rinnovabili, tra concentrate e distribuite, e ricordare che la competitività di una nazione è legata alla vera bolletta energetica che è quanto pagano industrie e consumatori per elettricità, gas, carburanti, ecc.
A tal fine occorre un complesso approccio sistemico che abbia come obiettivo quello di arrivare a una condizione quanto più possibile ottimale per il sistema paese per il raggiungimento degli obiettivi ambientali al minimo costo; e non è scontato che l'ottimo per il sistema coincida con l'ottimo di alcuni settori spinti da interessi particolari che sfociano poi in "bolle".
Occorre quindi un accordo sul come e quanto siano valutate le esternalità, sia positive che negative, legate a ogni attività "energetica". Una loro valorizzazione quantitativa è essenziale, non solo per le emissioni climalteranti, ma anche per numerosi altri aspetti non meno importanti come tra l'altro:
- valorizzazione dell'impatto sull'occupazione (ULA create/eliminate ad es. con chiusura carbone), così importante per il nostro paese;
- peso dato ai vantaggi per l'erario da maggiori entrate da tasse su persone fisiche ed industrie per maggiori attività;
- peso dato alle emissioni di polveri sottili, da trasporti o da combustione inefficiente di biomasse, che comportano notevoli costi al sistema sanitario;
- valore dato alle TEP evitate (e quindi non importate: bilancia pagamenti e sicurezza forniture) con le varie FER e con l'efficienza energetica;
- peso che diamo allo sviluppo di tecnologie innovative, all'IoT, all'industria 4.0 e così via.

E tali valorizzazioni sono chiaramente specifiche per ogni paese. Ma per la produzione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, oltre ai vantaggi sopra citati, occorre rivedere il concetto di grid parity che non può essere riferibile al solo costo locale della produzione, ma deve includere i costi addizionali al sistema elettrico ed un bilancio tra occupazione e disoccupazione creata.

Luci ed ombre delle FER

Fotovoltaico ed eolico hanno fatto salti tecnologici enormi con crollo del costo del kWh da loro prodotto nel luogo di loro installazione. Nuove procedure (aste) e lo sviluppo tecnologico hanno portato impianti di fotovoltaico ed eolico in alcuni paesi a prezzi del kWh offerto (meno di 20 €/MWh) inimmaginabili solo 3 anni orsono. Sono valori da non estrapolare con faciloneria, considerando le diverse situazioni di insolazione e vento ed i differenti costi e procedure locali.
Occorre però notare che per un corretto ed affidabile funzionamento del sistema elettrico globale, quando le rinnovabili non programmabili raggiungono valori in % di potenza installata elevati, necessitano di notevoli investimenti addizionali per:
- il sistema di trasmissione e distribuzione;
- una maggior disponibilità di potenza di riserva anche per rampe in salita e discesa;
- per sistemi di stoccaggio (attenzione a stagionalità!);
- per un capacity market che assicuri sicurezza di forniture di energia;
- per oneri di bilanciamento ecc.

Il tutto è tecnicamente possibile, ma tali costi addizionali arrivano per alcune FER e loro siti a valori notevoli, aumentando il prezzo dell'energia ai clienti finali pur in assenza di incentivi alle FER. Occorrono quindi approfondite analisi tecniche, sociali ed economiche, comparando differenti

alternative per la riduzione delle emissioni, ottimizzando il mix di interventi su:
- efficienza energetica;
- trasporti;
- produzione di elettricità e calore.

Tutto ciò, dando appropriati valori ai vantaggi ambientali ed alle esternalità positive e negative. Le discussioni dovrebbero essere incentrate quindi sui valori o range di valori da dare.
Una volta definiti e concordati tali "parametri" strategici e un range per le loro valorizzazioni, sulla base di CAPEX ed OPEX delle varie tecnologie attuali e tendenziali (che siano "ragionati" e non utopistici) si possono identificare linee di sviluppo che si avvicinano ad un mix ottimale per il paese, per efficienza energetica, trasporti, rinnovabili, e per le loro sotto tecnologie.

Italia e Germania a confronto
Ma confrontiamo alcuni aspetti di Italia e Germania nel settore elettrico.
L'Italia, secondo ARERA, ha 35 TWh di produzione lorda da carbone per emissioni CO2 di circa 28Mt (7,6% di emissioni italiane per usi energetici).
La Germania, da dati ministeriali, ha 262 TWh da lignite e carbone (150 TWh da lignite e 112 da carbone) per totali emissioni CO2 valutabili in 240 Mt e, quindi, pari ad oltre 8 volte le emissioni da elettricità da carbone per l'Italia. Corrispondono al 31,5% delle emissioni globali tedesche per usi energetici.
La Germania non proclama uscita dal carbone, ma l'Italia sì. E nel contempo prevede al 2030 addizionali 67 TWh da fotovoltaico ed eolico, che corrispondono rispettivamente a circa ulteriori 32 e 18 GW, portando la potenza in servizio di fotovoltaico a 52 GW e di eolico a quasi 28 GW per totali 80GW di produzione volatile e con consumi giornalieri previsti variare tra i 25 e 65 GW .
Ci si chiede, quali costi effettivi e ribaltamenti sui clienti ha calcolato la SEN?
1) Dimentichiamo variabilità di vento e FV ?
- In Irlanda per eolico, a parte fortissime escursioni, per tutto il luglio 2013 nessun vento;
- A Firenze in giornata soleggiata di dicembre 1/3 di potenza/energia di giornata soleggiata a luglio.

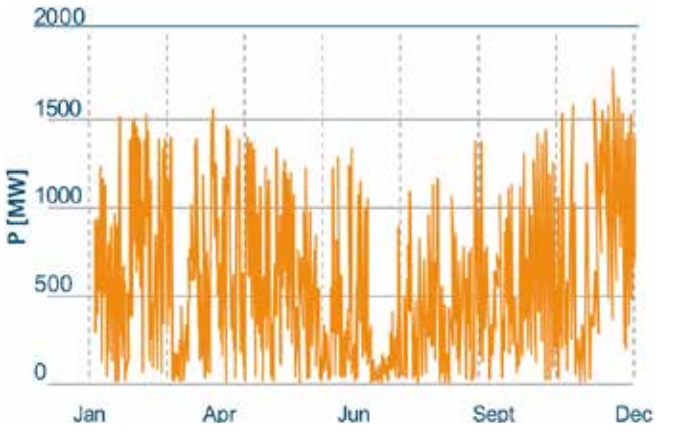


FIGURA 1 (a sinistra) - Variabilità annuale in Irlanda della produzione dell'intero parco di generazione eolico (fonte: CESI)

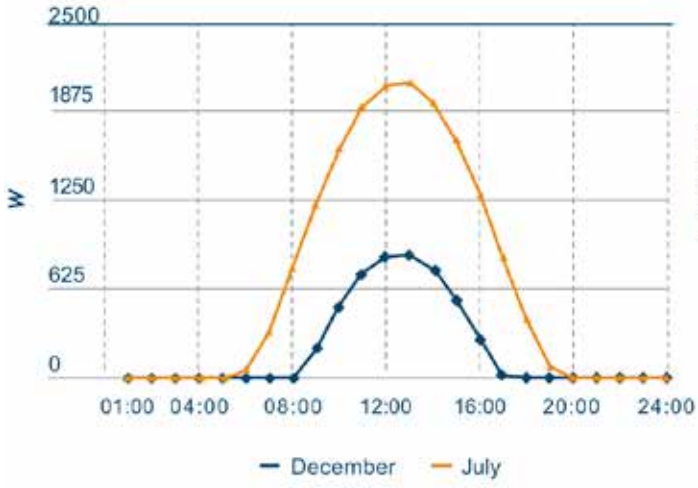
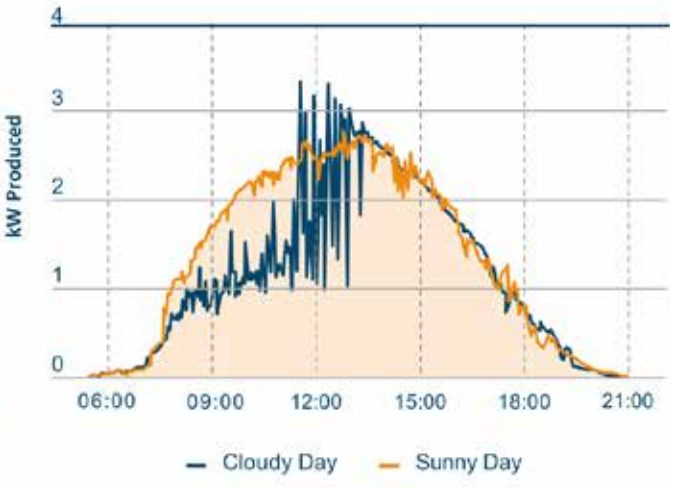


FIGURA 2 (sotto) - Variabilità stagionale e giornaliera in Italia della produzione di un impianto di generazione fotovoltaico da 3 kW nella zona di Firenze (fonte: CESI)



2) Dimentichiamo le bolle di fotovoltaico (9,3 GW di potenza installata annuale nel 2011 e circa 0,4 GW nel 2014/15/16 17) ed eolico (da circa 1-1,2 GW/anno dal 2018 al 2012 agli 0,35 GW del 2017)?
3) Dimentichiamo che clienti fondamentalmente domestici e PMI continueranno, secondo GSE, a pagare ancora per 10 anni gli incentivi alle FER installate, in discesa sì, ma calanti da 12 a circa 8 miliardi all'anno? Tali incentivi, volenti o nolenti, corrispondono ad una valorizzazione di varie centinaia di euro alla tonnellata di CO2 evitata!

I numeri di cui sopra sono retaggio di una politica passata verso le rinnovabili con approccio troppo "generoso" e forse poco valutato in termini reali, con feed-in tariff o altri incentivi ; si sono introdotte forti distorsioni nel "cosiddetto" mercato elettrico, i cui valori dipendono sempre più dalle condizioni climatiche (presenza e variabilità di sole e vento). Il prezzo in borsa dell'energia non rappresenta più un indice dei costi ai clienti finali (più o meno privilegiati per incentivi e tasse) per i quali il prezzo della "materia prima energia" va sempre più diminuendo in valore %.
Tale politica ha consentito però nel settore elettrico in Italia di ridurre notevolmente le emissioni, di creare aziende sistemiste, ora operanti all'estero, di ridurre le importazioni di energia primaria, ecc.
In definitiva, risulta essenziale che venga adottato un approccio sistemico/olistico, partendo da una precisa conoscenza della situazione attuale e con dettagliate analisi tecniche e socio economiche. Esempio eclatante sui costi addizionali di alcune rinnovabili viene dagli investimenti in eolico off shore nel Baltico/Mare del Nord della Germania: nelle ultime gare alcuni IPP hanno offerto di accettare per 20 anni il prezzo che si stabilirà in borsa (grid parity), ora cica 30€/MWh, previsto al 2025 tra 38 e 60 in funzione del prezzo della CO2. Il sistema di trasmissione off-shore (da centrali eoliche a terraferma) e quello on-shore (tra terraferma e carichi posti al centro-sud della Germania e con 3 corridoi in cavo interrato da 2500 MW ciascuno in corrente continua) sono a carico dei TSO's e comportano circa 20 miliardi di investimenti specifici di trasmissione. Considerando 7500 MW per 3000/h anno medie e 20 anni con una discount rate del 6- 7% si hanno circa 80 €/MWh addizionali dovuti alla trasmissione. Ed a questi vanno aggiunti i costi addizionali al sistema già menzionati sopra per la non programmabilità.

La situazione nel settore elettrico domestico
Un altro settore che merita approfondimenti per i suoi costi/benefici al paese è quello della produzione distribuita domestica in Italia, tanto decantata. La situazione è in sintesi:
- attuali clienti domestici, circa 30 milioni;
- consumo elettrico domestico, 22 % del totale;
- prosumers totali, circa 600.000 e supponendoli tutti domestici (in realtà sono meno) sono responsabili di 0,44% dei totali consumi elettrici con tasso di crescita del 7% all'anno nonostante incentivi al CAPEX, riduzione su pagamento degli oneri di sistema e vantaggio di scambio sul posto; nel 2030, se mantenuti gli incentivi e tasso di sviluppo, i prosumers domestici rappresenterebbero meno dell' 1% dei consumi elettrici Italiani;
- i clienti domestici che potrebbero installarsi il loro micro- impianto FV non sono molti in Italia (grande maggioranza di famiglie in case con vari appartamenti);
- costo unitario di un « impianto micro» singolo FV installato in Italia per 3-5 kW di potenza nominale è tra 2000 e 3500 €/kW, in funzione di ubicazione casa e oneri di installazione su tetto esistente.
- considerando orientamento della casa esistente ed inclinazione del tetto, l'efficienza è ben inferiore a quella di un impianto a terra; il costo del kWh prodotto da un «impianto mini» di 500 kW a terra vicino ad una cabina secondaria e capace di alimentare circa 100 utenti costerebbe 1/3 di quello prodotto da «impiantino micro» singolo;
- l'Italia ha un sistema capillare di distribuzione dell'elettricità evoluto ed automatizzato e che serve anche le zone più isolate del paese;
- nel campo della mobilità il concetto di proprietà sta evolvendosi verso il car sharing, car pooling, car renting; e nel settore elettrico il sig Brambilla deve sentirsi orgoglioso di possedere il suo impiantino FV (pagato in gran parte dalla comunità), che fa costare almeno 3 volte il kWh prodotto al paese rispetto ad un impianto mini che aggrega gli interessi di un centinaio di clienti distribuendo l'energia sugli assets esistenti di distribuzione che verrebbero valorizzati?
- ha senso ed è democratico che l'Italia incentivi tale «distributed solution» dove la signora Maria di una casa popolare contribuisca sia agli incentivi in conto capitale pagati per l'impianto FV di una bella villa con piscina e sia agli oneri di sistema non pagati?

Conclusioni
Occorre rendersi conto che una necessaria transizione verso una decarbonizzazione implica maggiori costi dell'energia ai clienti ,stranded costs di strutture energetiche e stranded assets di risorse primarie". Smettiamola di parlare solo di valore delle aste FER e di «distribuito e piccolo è bello e democratico»; valutiamo i veri costi al paese delle varie alternative considerando quelli ribaltati sulle bollette o tasse , chiaramente tenendo in conto le esternalità positive con un approccio olistico che consideri tutte le risorse sia concentrate che distribuite. Il vero rischio di una necessaria e stabile transizione energetica sta in una troppo rapida accelerazione e nell'eventuale ribaltamento non correttamente valutato di costi eccessivi sui clienti; e ciò con le inevitabili reazioni, problematiche sociali e stop&go con « bolle» ben note e oneri di durate ultradecennalii di svariati miliardi di euro annuali-In ogni caso i clienti debbono essere coscientizzati sull'importanza delle problematiche ambientali e su quanto pagheranno ,in modo da condividere le scelte. È essenziale un nuovo sistema regolatorio con approccio olistico e contenente adeguate certezze ma anche flessibilità, in un'era nella quale il "saper fare" passa in secondo ordine rispetto ad un "far sapere" che con prospettive mirabolanti e sovra enfatizzazioni iniziali rischia di ritardare o di far morire nella culla per ingordigia le tecnologie interessanti ed una transizione stabile e duratura. Transizione sì ma con Manzoniano "adelante con juicio".