

Indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030

Intervento del prof. **Luigi De Paoli**, Università Bocconi, Milano

audizione del 22 novembre 2019

Premessa

In primo luogo vorrei sottolineare il diverso valore giuridico tra la SEN (Strategia Energetica Nazionale) e il PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia-Clima).

La SEN 20113 e la SEN 2017 sono state due apprezzabili documenti elaborati dal Governo italiano, accompagnati da ampie indagini conoscitive, per definire le strategie a lungo termine dell'Italia in campo energetico (prima al 2020 e poi al 2030) avendo come riferimento gli obiettivi europei per le medesime scadenze.

Così facendo l'Italia ha dimostrato di essere all'avanguardia nel percepire la necessità di un documento di visione unitaria che trattasse tutti gli aspetti della politica energia-clima superando i limiti e la parcellizzazione del PAN (Piano d'Azione Nazionale) per le FER (Fonti di Energia Rinnovabile) e del PAEE (Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica) che pure hanno rappresentato (e rappresentano) validi strumenti per le politiche settoriali. Tuttavia **la SEN non rappresenta un documento con valore giuridico vincolante né verso l'interno né nei confronti dell'Unione Europea.**

La situazione è radicalmente cambiata dopo il Regolamento europeo sulla governance dell'Unione dell'Energia approvato a fine 2018 (Regolamento (UE) 2018/1999). Le novità più significative di tale Regolamento sono:

- L'elaborazione di un PNIEC con copertura decennale è obbligatoria e la sua presentazione alla Commissione UE avviene in due stadi: prima va inviato un progetto di Piano e poi un piano definitivo l'anno successivo
- La Commissione valuta se i PNIEC sono idonei a conseguire gli obiettivi europei e può formulare "raccomandazioni" agli Stati Membri (SM) perché li adeguino
- La struttura del PNIEC è rigidamente definita ed uguale per tutti gli Stati Membri. Essa copre l'insieme dei temi delle politiche energia-clima lungo le "cinque dimensioni dell'Unione dell'energia" (decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia e ricerca/innovazione/competitività)
- Gli SM devono presentare ogni due anni (la prima nel marzo 2023) una "relazione intermedia integrata" per comunicare lo stato di attuazione del proprio Piano per tutte le cinque dimensioni dell'Unione dell'energia

- La Commissione valuta le relazioni intermedie e formula raccomandazioni nel caso in cui uno stato membro presenti incoerenze con gli obiettivi generali dell'Unione dell'energia
- Dopo 4 anni (nel 2023) si deve presentare un progetto di aggiornamento del PNIEC (anch'esso valutato dalla Commissione) e l'anno successivo va presentato l'aggiornamento definitivo.

In sintesi: **il PNIEC è un documento da redigere obbligatoriamente, secondo uno schema rigido, contenente impegni valutati dalla Commissione, rendicontati e valutati ogni due anni.** Esso va poi aggiornato periodicamente.

Queste profonde differenze tra SEN e PNIEC suggeriscono **l'opportunità che l'Italia**, pur aderendo pienamente alla visione energia-clima dell'UE, **presenti nel suo PNIEC obiettivi in linea, ma non superiori a quelli richiesti in base ai criteri di suddivisione degli obiettivi globali dell'UE.** Presentare obiettivi superiori sottoporrebbe l'Italia al rischio di essere richiamata come inadempiente qualora poi non riuscisse a raggiungere traguardi più ambiziosi che pure a livello nazionale potrebbe darsi. Come detto, infatti, il Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'energia prevede l'istituzione di **un sistema di controllo applicato al campo energia-clima non dissimile dal controllo previsto dal Patto di stabilità** per le variabili macroeconomiche.

La decarbonizzazione e l'introduzione di un “contributo ambientale” a livello europeo

Da tempo l'UE ha proclamato che la sua politica energetica si basa su tre pilastri: sicurezza, competitività e compatibilità ambientale, ma ormai da molti anni la preoccupazione ambientale per i cambiamenti climatici è sicuramente l'elemento dominante. Nel recente documento “Un pianeta pulito per tutti” la Commissione affermava: *“L'obiettivo della presente strategia a lungo termine è di ribadire l'impegno dell'Europa a guidare l'azione internazionale per il clima, e di delineare una transizione verso l'azzeramento delle emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050 che sia equa sul piano sociale ed efficiente in termini di costi; vengono evidenziate le opportunità offerte da questa trasformazione per i cittadini europei e l'economia, senza tralasciare le difficoltà che si prospettano. Con la strategia qui proposta la Commissione europea non intende lanciare nuove politiche, né rivedere gli obiettivi fissati per il 2030², bensì indicare la rotta delle politiche UE per il clima e l'energia...”* (COM(2018) 773 finale).

L'obiettivo fondamentale di lungo termine per l'UE è quindi arrivare alla “neutralità climatica” il che significa in primo luogo decarbonizzare il sistema economico, cioè ridurre le emissioni di CO₂ che rappresentano più dell'80% delle emissioni di GES in Italia (e negli altri paesi industrializzati). A loro volta le emissioni di CO₂ dipendono

largamente dalla produzione, trasformazione e uso dei combustibili fossili, cioè dal settore energetico (vedi tabella 1). E' per questo stretto legame che le politiche energetiche e climatiche sono strettamente collegate oggi. In altri termini le politiche energetiche devono favorire il più possibile la riduzione dei consumi e la sostituzione dei combustibili fossili per ridurre la causa principale dei cambiamenti climatici di origine antropica.

Tab. 1 - Evoluzione delle emissioni di gas a effetto serra in Italia

	1990		2000	2010	2017	
	kt CO2 eq	%	kt CO2 eq	kt CO2 eq	kt CO2 eq	%
1. Energy	425.233	83	459.095	418.615	345.852	81
2. Industrial processes and product use	40.472	8	39.178	36.748	32.827	8
3. Agriculture	34.739	7	33.946	30.012	30.780	7
5. Waste	17.302	3	21.887	20.399	18.249	4
Total (without LULUCF)	514.462	100	537.877	505.773	427.708	100

Fonte: ISPRA

Per decarbonizzare l'economia bisogna che le emissioni di carbonio abbiano un costo e/o che le emissioni evitate siano premiate. Per gli economisti la "carbon tax" è lo strumento migliore (cioè più efficiente) da utilizzare a tal fine, perché darebbe un segnale omogeneo in tutti i settori e quindi la riduzione maggiore avverrebbe nei settori dove costa meno farlo. Attorno all'uso di questo strumento vi è però un ampio dibattito che, come detto, vede gli economisti in grande maggioranza favorevoli alla sua introduzione e i politici molto riluttanti a farlo per il timore delle reazioni dei cittadini che sono in generale ostili verso le "tasse" e nello specifico perché questa imposta verrebbe applicata a un bene essenziale come l'energia e penalizzerebbe maggiormente alcune categorie e i cittadini a basso reddito. La protesta del cd "gilets jaunes" in Francia è stata scatenata proprio dall'introduzione di un'addizionale sull'accisa dei carburanti in nome della lotta ai cambiamenti climatici. E' probabile che sia proprio questo timore a far sì che né nella SEN né nella proposta di PNIEC questo tema venga affrontato in modo esplicito e con la dovuta attenzione.

Tuttavia ci si può aspettare che la reazione sarebbe ben diversa se la carbon tax (che sarebbe meglio chiamare "pollution charge" o "contributo ambientale") venisse introdotta a livello europeo e fosse chiarito (e rispettato l'impegno) che tale "contributo ambientale" avverrebbe a "parità di gettito", cioè che verrebbe diminuita la pressione fiscale su altre voci (da definire).

Concretamente qui si propone che l'Italia esprima un parere favorevole nel PNIEC all'introduzione di un "contributo ambientale" minimo deciso a livello europeo e aumentato progressivamente e in modo programmato nell'ambito della riforma della tassazione dei prodotti energetici.

Come è noto, la Direttiva quadro per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità (ETD) risale al 2003 (Dir. 2003/96/CE) e prevede un valore minimo di imposizione fiscale per i diversi prodotti (differenziata in base al tipo di uso: come carburante, per usi termici o per usi in settori industriali e commerciali) lasciando agli Stati membri la facoltà di applicare accise più alte. Nel 2011 la Commissione Barroso, all'inizio del secondo mandato, aveva proposto una riforma per fare in modo che la tassazione dei prodotti energetici fosse basata su due elementi: a) il loro contenuto energetico; b) il loro contenuto di carbonio (e quindi le loro emissioni di CO₂ durante il loro utilizzo). Le ragioni addotte (ancora valide oggi) erano:

- Non distorcere la concorrenza tra le diverse fonti
- Tenere conto della specificità delle fonti rinnovabili
- Introdurre un segnale di prezzo della CO₂ nei settori non sottoposti all'Emission Trading System (ETS).

I valori allora proposti erano di 20 €/t CO₂ e un valore compreso tra 0,15 e 9,6 €/GJ (da 6 a 400 €/tep) per la componente energetica.

La Commissione Juncker nel 2015, poco dopo il suo insediamento, ritirò questa proposta ritenendola non praticabile, ma alla fine del suo mandato nell'aprile del 2019 ha sostanzialmente riproposto lo stesso schema con un'importante novità: la proposta che in tema di prodotti energetici ed elettricità si passi dal criterio di voto all'unanimità a quello della maggioranza qualificata (55% dei Paesi con almeno il 65% della popolazione UE). Lo strumento proposto dalla Commissione Juncker per arrivare a questo risultato è quello di **usare la cosiddetta "clausola Passerella" contenuta nel Trattato di Lisbona che consentirebbe già l'uso del voto a maggioranza qualificata quando si tratta di decidere misure fiscali che abbiano un risvolto ambientale (COM(2019) 177).**

L'Italia potrebbe essere ancor più favorevole a sostenere questo punto di vista in sede europea (anche attraverso il suo PNIEC) sapendo che nella nuova Commissione di Ursula von der Leyen è il Commissario Gentiloni che ha ricevuto l'incarico di occuparsi della revisione della Direttiva sulla fiscalità energetica e di fare una proposta per una Border Carbon Tax.

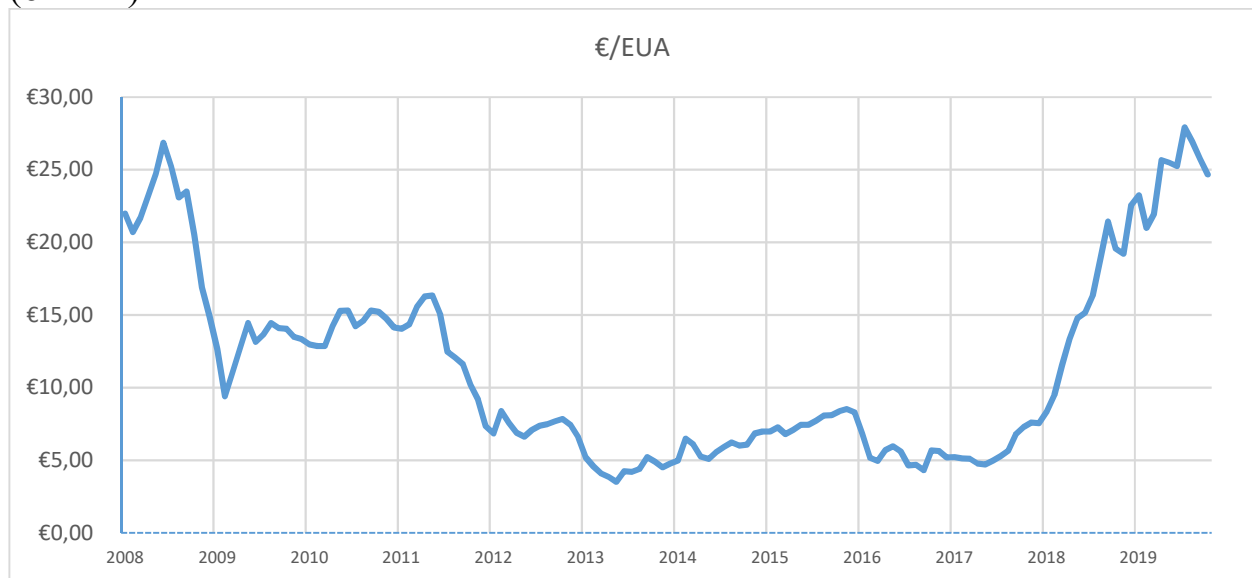
Questa riforma, se attuata, potrebbe avere anche il vantaggio di attenuare le disparità di prezzo dell'energia in Europa (dove l'Italia oggi soffre di uno svantaggio competitivo) in quanto è probabile che i prezzi dei prodotti energetici salirebbero nei paesi dove sono più bassi, mentre in paesi come l'Italia i prezzi potrebbero non cambiare o cambiare poco in quanto già oggi la componente puramente di gettito copre i presumibili valori che verrebbero fissati per le due voci di contenuto energetico e contenuto di carbonio.

A nostro parere questa riforma **andrebbe accompagnata non solo con una previsione di un percorso di aumento della componente CO₂, ma anche con il collegamento di tale componente con un prezzo minimo dei permessi di emissione per il settore ETS.**

In tal modo si favorirebbe la modifica dei processi produttivi fino alla messa fuori mercato delle produzioni più inquinanti.

Il caso tipico è quello dell'impiego del carbone nella produzione elettrica. L'Italia ha annunciato nella SEN e ribadito nel PNIEC di voler eliminare tale impiego entro la fine del 2025. Tuttavia è molto probabile che alcuni impianti a carbone cesseranno di produrre prima di tale data non tanto per le intenzioni governative, ma in quanto la quotazione dei permessi di emissione ha raggiunto da più di un anno il livello di 25 €/t CO₂ (vedi fig 1) mettendoli praticamente fuori mercato (o riducendo di molto la loro convenienza economico).

Figura 1 – Andamento mensile del prezzo dei permessi di emissione in Europa (€/EUA)



La necessità di una cabina di regia

Dal PNIEC (come dalla SEN) emerge chiaramente la vastità delle iniziative che occorre mettere in campo per una trasformazione profonda del modo di produrre e consumare se si vuole davvero arrivare a una società “climate neutral” al 2050. Basta scorrere le tabelle 2 e 3 del PNIEC per avere una rappresentazione plastica della vastità delle azioni e della numerosità dei soggetti coinvolti. Vi è il rischio che tali iniziative non siano coordinate tra di loro perché ricadono sotto la competenza di diversi ministeri e amministrazioni o che siano completamente dimenticate. Inoltre la necessità comunque di coinvolgere un numero elevato di attori istituzionali che devono esprimere il loro parere o dare il loro consenso rallenta molto il processo decisionale e autorizzativo che è essenziale per realizzare le azioni richieste dall'attuazione della transizione.

Questo tema è già stato sollevato molte volte e da tempo. In particolare le maggiori sovrapposizioni nella lotta ai cambiamenti climatici si verificano tra il Ministero dell'Ambiente e il MISE per quanto riguarda la sua responsabilità nel definire le politiche energetiche che, come s'è detto, sono l'elemento centrale per limitare le emissioni di gas a effetto serra.

La necessità di arrivare a forme di coordinamento per attuare politiche integrate è stata sentita anche all'estero ed è stata risolta in diverso modo, ma in molti paesi

europei è stato creato un ministero unico da cui dipendono le politiche energia-clima. In Francia c'è il Ministère de la transition écologique et solidaire (da cui dipendono le direzioni energia e clima, trasporti e infrastrutture, territorio e abitazione, prevenzione dei rischi e aviazione civile), in Spagna è stato creato da poco il Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) (da cui dipendono le strutture degli ex-ministeri dell'ambiente e dell'energia e miniere); in Olanda esiste un "Ministero degli affari economici e del clima" da cui dipendono le politiche ambientali, energetiche e climatiche, ma anche quelle industriali e commerciali; in Portogallo c'è un Ministro do Ambiente e da Transição Energética, da cui dipendono sia le politiche ambientali che energetiche. Ovviamente questo modello non è applicato ovunque (per es in Germania esiste un Ministero dell'Ambiente, protezione della natura e sicurezza nucleare, ma c'è anche un Ministero degli affari economici e dell'energia al cui interno ci sono due direzioni generali "energetiche" (una denominata "riscaldamento ed efficienza", l'altra "reti ed elettricità"), tuttavia la necessità di coordinare tra di loro le diverse politiche per perseguire l'obiettivo della "transizione" è sentito ovunque anche se attuato in modo diverso.

Anche in Italia questa esigenza è fortemente sentita e se ne è discusso a lungo. Sarebbe dunque opportuno approfondire rapidamente il tema del "**governo della transizione ecologica**" e arrivare a una decisione finale che identifichi la responsabilità di guida della transizione, faciliti decisioni coordinate e più rapide, dando così la possibilità di aprire dove opportuno tavoli di confronto e coordinamento unitari su singoli temi che utilizzino al meglio tutte le competenze disponibili.

Come cambiare passo nello sviluppo delle rinnovabili elettriche

La decarbonizzazione ha due gambe principali: il risparmio energetico e lo sviluppo dell'impiego delle fonti di energia rinnovabile (FER). Nel periodo 2005-2017 la riduzione dei consumi energetici e la riduzione dell'intensità carbonica dell'energia utilizzata (provocata essenzialmente dalla crescita dell'impiego di fonti rinnovabili) hanno contribuito in modo equivalente a ridurre le emissioni annue di circa 130 milioni di tonnellate di CO₂. Anche in futuro questo trend deve continuare, ma è prevedibile che il contributo delle fonti rinnovabili debba diventare prevalente man mano che il risparmio energetico diventa più difficile. Tuttavia per ottenere questo risultato l'incremento attuale e previsto della produzione da FER con le politiche in essere, in particolare nel settore elettrico, non appare sufficiente.

Il PNIEC prevede un aumento di potenza installata di 40.000 MW tra il 2017 e il 2030, quasi interamente realizzato nel solare (78%) e nell'eolico (22%). Se tale incremento venisse realizzato in modo costante, occorrerebbe installare circa 3.000 MW all'anno, ma il PNIEC prevede che il 70% di tale potenza venga installata tra il 2025 e il 2030 grazie alla forte accelerazione dell'installazione di impianti fotovoltaici, rinviando quindi il grosso dello sforzo a dopo il 2025 (vedi tab. 2).

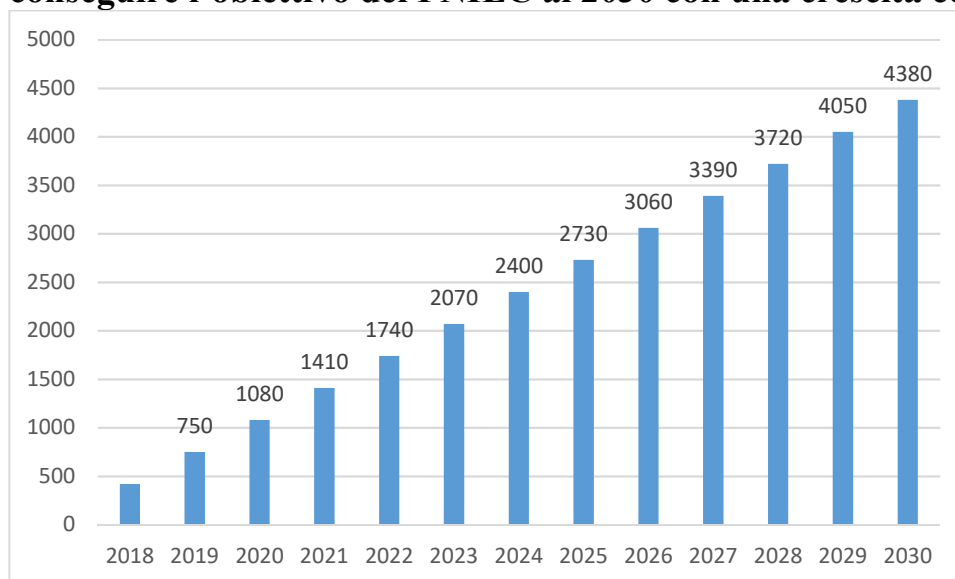
Tab. 2 - Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030

Fonte	2016	2017	2025	2030	Incr totale	Incremento medio annuo
-------	------	------	------	------	-------------	------------------------

	MW	MW	MW	MW	2017-2030	2017-2025	2025-2030	2017-2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200	337	35	12	26
Geotermica	815	813	919	950	137	13	6	11
Eolica	9.410	9.766	15.690	18.400	8.634	741	542	664
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.764	-371	-71	39	-29
Solare	19.269	19.682	26.840	50.880	31.198	895	4.808	2.400
Totale	52.258	53.259	66.159	93.194	39.935	1.613	5.407	3.072

A questo riguardo va osservato che, pur essendo ragionevole prevedere che vi sia un'accelerazione delle installazioni nel tempo che accompagni la prevedibile ulteriore diminuzione del costo dei pannelli fotovoltaici, una moltiplicazione per cinque del ritmo di installazione tra il primo e il secondo periodo sembra eccessiva. Per evitare questa brusca e difficile accelerazione, a modo di esercizio abbiamo calcolato quale dovrebbe essere la crescita annua della capacità solare se si volesse ottenere lo stesso livello di potenza installata al 2030 prevista dal PNIEC (30.800 MW tra il 2018 e il 2030), ma con incrementi annui lineari partendo dai 425 MW del 2018 fino ad arrivare a 4400 MW nel 2030 ¹ (vedi fig. 2).

Fig. 2 – Andamento dell'incremento della potenza solare annua installata per conseguire l'obiettivo del PNIEC al 2030 con una crescita costante



Se si paragona la progressione prevista con quanto installato negli ultimi anni (in media ca 400 MW/a nell'ultimo quinquennio, vedi tab. 3) emerge la necessità di triplicare in poco tempo il ritmo di installazione superando già dal prossimo anno (2020) i 1000 MW installati e i 2000 MW dal 2023.

¹ Questi valori non tengono conto della necessità di sostituire alcuni impianti che nel periodo diventeranno obsoleti.

Tab. 3 – Incremento annuo e potenza installata degli impianti a fonti rinnovabili

	Incremento potenza installata (in MW)										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Idrica	165	98	155	216	140	134	52	126	98	222	73
Eolica	823	1.360	916	1.122	1.183	441	142	459	248	356	499
Fotovoltaica	345	711	2.328	9.304	3.646	1.766	424	291	382	399	425
Geotermica	0	26	35	0	0	1	48	0	6	2	0
Bioenergie	218	463	333	474	976	232	10	13	68	11	45
Totale	1.552	2.658	3.767	11.115	5.946	2.574	676	889	789	986	1.042

	Potenza in esercizio a fine anno (MW)										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Idrica	17.623	17.721	17.876	18.092	18.232	18.366	18.418	18.543	18.641	18.863	18.936
Eolica	3.538	4.898	5.814	6.936	8.119	8.561	8.703	9.162	9.410	9.766	10.265
Fotovoltaica	432	1.142	3.470	12.773	16.420	18.185	18.609	18.901	19.283	19.682	20.108
Geotermica	711	737	772	772	772	773	821	821	815	813	813
Bioenergie	1.555	2.019	2.352	2.825	3.802	4.033	4.044	4.057	4.124	4.135	4.180
Totale	23.859	26.517	30.284	41.399	47.345	49.919	50.595	51.484	52.273	53.259	54.301

Fonte: Dati TERNA

Il DM 4 luglio 2019 di incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili sicuramente potrà contribuire a rilanciare gli investimenti nel settore, ma da solo non appare del tutto in grado di far raggiungere né gli obiettivi del PNIEC al 2024-25 (tenendo conto dei tempi necessari per realizzare gli impianti selezionati) né tanto meno gli obiettivi sopra descritti nell'ipotesi di crescita lineare della potenza installata. Infatti il PNIEC prevede l'installazione di 13.000 tra impianti solari e fotovoltaici tra il 2018 e il 2025 mentre il DM 4 luglio 2019 prevede di incentivare 7000 MW totali tra solare ed eolico. Nel nostro schema di crescita lineare bisognerebbe invece realizzare entro il 2025 ca 12.000 MW di impianti fotovoltaici.

Che fare allora (limitandosi qui a considerare solo la produzione elettrica da impianti fotovoltaici)?

I problemi da affrontare sono tre: a) dare sufficiente certezza agli investitori sul recupero dei loro investimenti; b) superare l'ostacolo del consenso locale e delle lungaggini delle procedure autorizzative; e c) gravare il meno possibile sui prezzi dell'energia elettrica pagati dai consumatori. Questi problemi potrebbero essere superati o almeno essere fortemente attenuati se si desse seguito a queste due proposte.

La prima è quella di **avviare rapidamente un processo strutturato per individuare delle aree in cui sia possibile realizzare gli impianti, coinvolgendo gli enti autorizzanti** (che garantiscano il rilascio dell'autorizzazione in tempi certi) **e i gestori di rete** (per valutare difficoltà e costi di connessione alla rete). Tali aree potrebbero essere anche (preferibilmente?) quelle demaniali. Successivamente verrebbe messa all'asta la possibilità di realizzare gli impianti nelle aree individuate (con annessa autorizzazione). Al fine di favorire l'adesione degli enti locali a questa procedura, sarebbe opportuno prevedere ab origine il pagamento a tali enti di un

canone annuo legato alla quantità di energia prodotta. Questa soluzione è già stata applicata altrove e proposta anche da altri in Italia.

Il **caso olandese** è particolarmente interessante anche se è stato applicato alla promozione dello sviluppo dell'energia eolica. Nel 2012 è stato deciso di concentrare gli impianti onshore in pochi siti attraverso una pianificazione territoriale nazionale (in base ad alcuni criteri predefiniti). Una volta scelte le aree, gli enti locali avevano la responsabilità di far sì che gli impianti fossero realizzati. Inoltre il sistema di aste (per gli impianti offshore) prevede che gli sviluppatori delle "wind farm" ottengano simultaneamente i permessi per l'uso delle aree selezionate e i sussidi richiesti.

Questo ha fatto sì che in alcuni casi gli impianti siano costruiti senza nessun sussidio ed anzi che gli sviluppatori paghino un canone quando gli impianti si trovano su aree di proprietà pubblica. Dal canto suo lo Stato garantisce lo sviluppo della rete per accogliere l'energia prodotta.

Per quanto riguarda le proposte italiane, la più autorevole è senz'altro quella dell'ARERA che ha suggerito di includere questa soluzione nell'ambito del PNIEC, come ricordato anche nelle premesse del DM 9/8/2019. Qualora la proposta fosse accettata, occorrerebbe ovviamente definire i dettagli di questa procedura, la potenza totale che si vuole realizzare in questo modo e far partecipare al processo tutti i soggetti interessati per acquisire il loro parere e consenso.

La seconda misura propone di **facilitare il revamping** (sostituzione da alcuni componenti) e il **repowering** (ricostruzione a nuovo) **anche per gli impianti fotovoltaici che usufruiscono dei sussidi dei Conti Energia**. Due terzi degli impianti fotovoltaici oggi in funzione in Italia sono stati realizzati tra il 2008 e il 2011, perciò cominciano ad essere "vecchi" sia perché realizzati con pannelli a bassa efficienza (rispetto a quelli attuali) sia perché le performance subiscono un deterioramento delle prestazioni nel tempo (intorno a - 0,5-1% all'anno). Alcuni di questi impianti potrebbero essere ammodernati o addirittura ricostruiti aumentando sensibilmente l'energia prodotta o, in non pochi casi, anche la potenza totale installata con un beneficio economico per i produttori.

Per fare questo, occorrerebbe varare una norma che consenta anche agli impianti fotovoltaici di essere ammodernati o rifatti senza perdere i diritti acquisiti, ma senza estenderli. In altri termini l'energia che riceverebbe l'incentivo sarebbe la stessa di quella del vecchio impianto per la residua vita dell'incentivo medesimo, mentre l'incremento di produzione sarebbe a disposizione del proprietario dell'impianto per essere venduta sul mercato (o autoconsumata). E' presumibile che tale norma possa interessare soprattutto i grandi impianti fotovoltaici che potrebbero progressivamente essere rifatti senza aspettare la scadenza degli incentivi. Oggi in Italia vi sono circa 1100 impianti solari con più di 1 MW di potenza (per un totale di 4200 MW). Il loro rinnovo potrebbe comportare almeno un raddoppio dell'energia prodotta. Un ulteriore vantaggio di questa soluzione sarebbe quello di non dover cercare nuovi siti e di non dover occupare nuovo spazio.

Il forte incremento previsto (e necessario) della potenza installata da fonti rinnovabili per sostituire i combustibili fossili nella produzione elettrica pone però un ulteriore

problema che non va trascurato: la potenza installata di impianti rinnovabili sarà superiore (anche di molto) alla potenza richiesta dalla domanda elettrica in determinati giorni e ore dell'anno. Questo fenomeno andrà via via accentuandosi e sarà molto rilevante nel 2030. Certamente si potrà cercare di attenuare il problema rendendo la domanda più flessibile, cioè in grado di rispondere alla disponibilità dell'offerta. Tuttavia questo non sarà sufficiente. **Le fonti rinnovabili hanno perciò bisogno di uno sviluppo parallelo e coordinato della capacità di stoccaggio.**

Come è noto, le possibilità tecniche di stoccaggio sono numerose e vanno dagli impianti di pompaggio, ai sistemi elettrochimici (batterie), ai sistemi di accumulo di aria compressa, ecc. E' stata anche avanzata la proposta di usare l'elettricità in eccesso per produrre idrogeno. Il PNIEC dice "si prevede per l'idrogeno (da fonti rinnovabili) un contributo ambizioso, intorno all'1% del target FER-trasporti, attraverso l'uso diretto ...o attraverso l'immissione nella rete del metano anche per uso trasporti".

A parte gli impianti di pompaggio, che sono una tecnologia ormai matura, le altre tecnologie sono suscettibili di ulteriori notevoli progressi per ridurre il costo del loro servizio di trasformazione dell'energia elettrica in un'altra forma di energia da poter stoccare.

Ciò che si vuole sottolineare qui è che **lo sviluppo delle fonti rinnovabili intermittenti va visto in modo collegato allo sviluppo della capacità di stoccaggio (e delle reti)** per poter soddisfare la domanda (anche se da considerarsi in parte flessibile). Si tratta ovviamente di un costo che si aggiunge a quello della produzione di energia attraverso le FER, ma sarebbe ancora peggio se questo coordinamento non ci fosse e quindi non fosse possibile utilizzare tutta l'energia producibile dagli impianti a fonti rinnovabili.

Poiché questo rischio è reale, la necessità di attuare contemporaneamente lo sviluppo delle rinnovabili e delle diverse forme di stoccaggio è un'altra ragione che **sottolinea l'importanza di una "cabina di regia"** che cerchi di realizzare nel migliore dei modi questo sviluppo.

Economia circolare e biometano.

L'Italia ha deciso da tempo di sostenere la produzione e l'uso del biometano. L'ultimo decreto che si è riproposto di incentivare tale uso è il DM 2 marzo 2018 che ha previsto specifici obblighi di uso di biocarburanti avanzati nel settore trasporti, stabilendo che $\frac{3}{4}$ di tali biocarburanti saranno costituiti dal biometano. Per raggiungere tale obiettivo è stato creato un sistema premiante gestito dal GSE (e pagato in ultima istanza da chi acquista benzina o gasolio) fino a raggiungere la produzione di 1,1 miliardi di metri cubi. Il PNIEC recepisce tali indicazioni e indica che "per il biometano avanzato proveniente da scarti agricoli e FORSU si conferma il target di almeno 1,1 Gmc al 2030" che dovrà contribuire a raggiungere (e superare) il target fissato dall'UE per il 2030.

E' evidente che in questa soluzione rappresenta un caso di scuola di sfruttamento dell'economia circolare. In particolare occorrerebbe favorire in ogni modo che la frazione organica dei rifiuti urbani (FORSU) seguisse questa strada. Si può stimare

infatti che da ogni tonnellata di FORSU si possano ricavare 70-75 metri cubi di biometano (i valori oscillano da 60 a 90 mc). Nel 2017, secondo i dati ISPRA, la FORSU raccolta in modo differenziato è stata di 6,6 milioni di tonnellate (Mt) su un totale di 16,4 Mt di raccolta differenziata e 29,6 Mt di rifiuti urbani raccolti.

Utilizzando l'ipotesi di 70-75 mc per tonnellata, se tutti i rifiuti organici raccolti separatamente fossero stati avviati agli impianti di biometano si sarebbe potuto produrre quasi mezzo miliardo di metri cubi di metano. In effetti la quantità avviata alla trasformazione in biometano è stata solo una modesta quota di quella raccolta. Eppure, dato l'incentivo generoso concesso, le iniziative e le domande di autorizzazione di impianti per produrre biometano sono diventate molto numerose. Sfortunatamente, anche in questo caso, manca il consenso locale per lasciare che tali impianti siano autorizzati e costruiti.

Una possibile soluzione per risolvere il problema del consenso potrebbe essere quello di **incaricare le Regioni perché programmino il numero di impianti di biometano necessari a trasformare la FORSU prodotta, garantendo ai Comuni che accettassero di autorizzare tali impianti sul proprio territorio una parte del valore dei CIC (certificati di immissione al consumo) che viene riconosciuto a chi immette in rete tale biometano.**

Conclusioni

Le considerazioni prima svolte possono essere così riassunte.

I contenuti del PNIEC sono senz'altro condivisibili, ma **gli strumenti consolidati usati nel passato (e che devono continuare ad esserlo) non sono sufficienti se si vogliono conseguire gli obiettivi prefissati.** C'è perciò bisogno di uno sforzo addizionale di innovazione attuativa. Abbiamo perciò cercato di contribuire con alcune proposte concrete per rendere più attuabili alcuni punti centrali del PNIEC, in particolare per quanto riguarda le fonti rinnovabili.

Il punto comune a tutte le proposte, se si eccettua quella relativa al “contributo ambientale”, è che **c'è bisogno di una governance rafforzata ovvero di una funzione di guida degli operatori** che devono decidere e realizzare gli investimenti necessari alla transizione. Guidare non significa sopprimere il mercato, ma il mercato da solo non riuscirebbe a raggiungere gli obiettivi nei tempi desiderati e la mancanza di coordinamento rischierebbe di far pagare pesanti costi al sistema-paese.

Il terzo elemento unificante di quanto proposto è **la necessità di costruire il consenso che rappresenta il maggiore ostacolo nel realizzare nei tempi desiderati la trasformazione del sistema energetico (e non) verso la “sostenibilità” e la “decarbonizzazione”.** Questo riguarda in primo luogo tutti livelli di governo: se i diversi organi decisori (centrali e locali) si ostacolano a vicenda per rivendicare la loro quota di potere è chiaro che i tempi si dilatano e la stessa possibilità di agire può diventare impossibile. Un maggiore consenso a livello decisionale aiuterebbe probabilmente a conseguire anche il consenso dei cittadini, indispensabile quando vi sono impatti locali.

Da ultimo appare evidente che non vi è una soluzione unica e magica verso “climate neutrality” che rappresenta la visione di trasformazione a lungo termine proposta

dall'UE. **E' necessario perciò conservare un certo grado di flessibilità** per sapersi adeguare ai cambiamenti (in primis della tecnologia) sapendo cogliere prontamente tutti gli insegnamenti, da qualunque parte vengano.