



WWF

REPORT



2018

**IDEE E PROPOSTE DEL WWF
PER UN PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA
ADEGUATO AL PERCORSO
DI DECARBONIZZAZIONE**



IDEE E PROPOSTE DEL WWF PER UN PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA ADEGUATO AL PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE

Valutazioni e proposte sul percorso per attuare il *phase-out* del carbone e aggiornare la SEN alla luce dei nuovi obiettivi europei e della necessità di accelerare la transizione

a cura di Matteo Leonardi.

Contributi di Massimiliano Varriale.

Editing: Giulia Ciarlariello e Desiree Martinoja.

Supervisione: Mariagrazia Midulla

WWF Italia Onlus
Novembre 2018
wwf.it

Foto in copertina (©Istockphoto_Pedro Castellano)

INDICE

Introduzione	4
1 Sintesi del lavoro – Executive Summary	6
1.1 Energie rinnovabili.....	8
1.2 Efficienza energetica	11
1.3 <i>Phase out</i> carbone.....	13
1.4 Infrastrutture.....	13
1.5 <i>Governance</i>	14
2 Situazione corrente - avanzamento normativo	165
2.1 Rinnovabili.....	16
<i>Box 1 - Sintesi situazione corrente rinnovabili</i>	21
2.2 Efficienza energetica	22
<i>Box 2 - Sintesi situazione corrente efficienza energetica</i>	25
2.3 <i>Phase-out</i> del carbone	25
<i>Box 3 - Sintesi situazione corrente phase-out carbone</i>	26
2.4 <i>Governance</i>	267
<i>Box 4 - Piano Energia e Clima, la consultazione</i>	27
<i>Box 5 - Sintesi situazione corrente governance</i>	28
3 Schema di valutazione dei provvedimenti	30
3.1 Rinnovabili.....	30
<i>Box 6 - Sintesi valutazione rinnovabili</i>	34
3.2 Efficienza energetica	35
<i>Box 7 - Sintesi valutazione efficienza energetica</i>	38
3.3 <i>Phase-out</i> carbone	39
<i>Box 8 - Impiego dei proventi ETS per il ricollocamento</i>	39
<i>Box 9 - Sintesi valutazione phase-out</i>	40
4 Proposte	421
4.1 Piano e strategie.....	42
<i>Box 10 - Sintesi proposte piano e strategie</i>	43
4.2 Rinnovabili.....	43
5.2.1 Miglioramenti dell'attuale proposta legislativa:	43

4.2.2	Strumenti per rafforzare la penetrazione dei PPA	44
	<i>Box 11 - Articolo 10 direttiva ETS possibilità di usare i proventi per sviluppo FER</i>	<i>45</i>
4.2.3	Rinnovabili non competitive.....	45
	<i>Box 12 - Sintesi proposte rinnovabili</i>	<i>46</i>
4.3	Efficienza energetica	46
	<i>Box 13 - Sintesi proposte efficienza energetica</i>	<i>48</i>
4.4	Phase-out del carbone	48
	<i>Box 14 - Sintesi proposte phase out carbone.....</i>	<i>49</i>
4.5	Infrastrutture.....	49
	<i>Box 15 - Sintesi proposte infrastrutture.....</i>	<i>49</i>
4.6	Governance	50
	Conclusioni	51
	<i>Box 16 - Cronoprogramma provvedimenti</i>	<i>54</i>

Indice degli acronimi utilizzati nel testo

CFP – Carbon Floor Price
DSM – Demand Side Management
EE – Efficienza Energetica
EPS – Emission Performance Standard
ETS – Emission Trading Scheme
FER – Fonti di Energia Rinnovabile
LCOE – Levelized Cost of Electricity
MSD – Mercato Servizi Dispacciamento
PPA - Power Purchase Agreements
SEN – Strategia Energetica Nazionale
TEE – Titoli di Efficienza Energetica

INTRODUZIONE

A un anno di distanza dall'approvazione della Strategia Energetica Nazionale (SEN), il WWF Italia presenta un lavoro di valutazioni e raccomandazioni in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione derivanti dall'adesione dell'Italia all'Accordo di Parigi 2015. Il report viene pubblicato a ridosso delle fasi conclusive di predisposizione del Piano Nazionale Energia e Clima, secondo la proposta di Regolamento di *Governance* dell'Unione dell'Energia parte del *Clean Energy Package* del 2016¹.

Il lavoro consiste nell'identificare per ciascuna delle tre principali dimensioni della decarbonizzazione: lo sviluppo delle fonti rinnovabili (FER), l'incremento dell'efficienza energetica (EE) e il *phase-out* del carbone, gli strumenti per attuare l'Accordo di Parigi e gli obiettivi europei.

Il rapporto si focalizza sulle prime due dimensioni del Piano Energia e Clima, *decarbonizzazione ed efficienza energetica*, che corrispondono ai capitoli riservati alle fonti rinnovabili, efficienza energetica e phase out del carbone della attuale SEN². Quindi l'analisi ricopre gli aspetti relativi allo sviluppo delle infrastrutture e agli strumenti di *governance* che risultino funzionali e indispensabili all'implementazione delle politiche di decarbonizzazione.

L'obiettivo del lavoro è fornire uno strumento di rapida valutazione dell'avanzamento della strategia energetica italiana rispetto agli obiettivi attuali di decarbonizzazione al 2030 ed avanzare proposte di misure e meccanismi che permettano di contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali in maniera coerente con l'attuale assetto di mercato dell'energia, con le disposizioni del *Clean Energy Package* e con l'impostazione della SEN.

Il lavoro promosso dal WWF Italia è una raccomandazione per il decisore politico a valutare gli strumenti proposti nelle fasi di redazione del Piano Energia e Clima e in particolar modo a inserire l'introduzione di un *emission performance standard* per il parco di generazione elettrico come strumento per implementare il phase-out delle centrali a carbone. L'intento politico di giungere alla chiusura delle centrali a carbone entro il 2025, con i suoi benefici impatti sistemici nel settore delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, rappresenta infatti il punto di partenza indispensabile della politica di decarbonizzazione nazionale, anche nel confronto europeo, ma necessita, da subito, della definizione di uno strumento di implementazione per rendere operativo il percorso di rinnovamento del sistema elettrico in ottica di decarbonizzazione.

Il punto di partenza del lavoro è lo stato corrente dei mercati energetici e gli scenari, le politiche e le misure delineate dalla SEN. Il documento di Strategia Energetica Nazionale, infatti, da un lato contiene scenari coerenti con le proposte di Direttive europee, che vanno però aggiornati e resi coerenti dopo l'innalzamento dei target a luglio, e dall'altro raccoglie un'ampia gamma di strumenti cui potrà attingere il Piano Energia e Clima. La SEN tuttavia manca di un programma, incluso di tempistiche, di implementazione degli strumenti proposti.

¹ COM(2016) 759 final/2.

² Rispettivamente capitoli 3, 4 e 6 della Strategia Energetica Nazionale.

Il lavoro, pertanto, è corredato da un programma temporale per l'implementazione delle proposte avanzate.

Tutti gli strumenti identificati sono riferibili a politiche già in corso, alle indicazioni strategiche già contenute nella SEN, alle raccomandazioni delle direttive europee, a ulteriori strumenti già sperimentati in altri paesi o altri settori della regolazione ambientale.



© Creative Common



© F. Mirabile, WWF Italia

1 SINTESI DEL LAVORO - EXECUTIVE SUMMARY

1 SINTESI DEL LAVORO - EXECUTIVE SUMMARY

La presentazione del Piano Nazionale Energia e Clima è attesa per il 31 dicembre 2018. Il Piano, il cui percorso di definizione prevede un lavoro di concertazione di circa un anno tra gli Stati membri e la Commissione, deriva dalla proposta di regolamento di *governance*, che fa parte del pacchetto Clean Energy, ora nelle fasi finali di approvazione.

Il *Clean energy package* contiene, tra le altre cose, una proposta di direttiva sull'efficienza energetica (EE) e una sulla promozione delle fonti rinnovabili (FER). Entrambe le direttive definiscono degli obiettivi europei da raggiungere al 2030 a livello aggregato. La prima versione dei Piani deve essere presentata alla Commissione entro quest'anno. La predisposizione del Piano prevede un percorso di consultazione a oggi non ancora avviato in Italia.

Rinnovabili, efficienza e chiusura del carbone sono tre dimensioni fondamentali della decarbonizzazione. Dalla SEN al Piano Energia e Clima sarà fondamentale definire gli strumenti per attuarla. In particolar modo sarà importante chiarire le modalità per confermare il phase-out del carbone nella garanzia della sicurezza del sistema elettrico. La chiusura del carbone al 2025 rappresenta, nella strategia nazionale, il punto di forza della politica di decarbonizzazione dei sistemi energetici, offrendo contestualmente un importante risparmio in termini di energia primaria e un'opportunità di sviluppo delle fonti rinnovabili, accompagnato da un rinnovamento e rafforzamento delle rete e di innovazione con la penetrazione degli accumuli. Il phase-out rappresenta un passaggio obbligato e coerente di riforma dei sistemi energetici, eliminando dalla generazione elettrica la fonte maggiormente inquinante e ponendo l'Italia in una posizione di forza nelle politiche di decarbonizzazione nel confronto Europeo, anche in relazione al percorso di concertazione dei Piani.

Gli obiettivi quantitativi a cui mira l'Europa al fine di assicurare una riduzione delle emissioni climalteranti nella misura di almeno il 40% al 2030 rispetto al 1990 comprendono:

- con la Direttiva Rinnovabili, un contributo delle rinnovabili sui consumi finali al 2030 di almeno il 32%. Rimane la discrezionalità per gli Stati membri nel fissare gli obiettivi nei diversi settori di domanda (elettricità, calore, trasporti)
- con la Direttiva sull'efficienza energetica viene fissato un tetto massimo di energia primaria e di consumi finali da raggiungere al 2030 e definito un risparmio minimo, rispetto allo scenario tendenziale, di almeno il 32,5% al 2030.
- con la Direttiva n. 410/2018 le regole del meccanismo ETS portano una riduzione delle emissioni dei settori nel perimetro ETS del 43% rispetto al 2005

Il *Clean energy package* non prevede un meccanismo di burden-sharing (divisione degli oneri tra gli Stati membri) predeterminato. Gli obiettivi saranno distribuiti agli Stati membri in ragione del percorso di valutazione congiunta di tutti i Piani Nazionali pervenuti alla Commissione.

Gli scenari e il testo della SEN sono stati costruiti sulle precedenti versioni delle direttive FER ed EE. Essi pertanto contengono degli obiettivi inferiori a quelli richiesti dalle versioni aggiornate delle direttive.

1.1 Energie rinnovabili

Le fonti rinnovabili mature, eolico e fotovoltaico, possono ormai considerarsi competitive sul mercato delle energie. In considerazione di un contributo FER al 2030 superiore al 55% nel settore elettrico, e progressivamente prossimo al 80%-90% (nel 2050), serve istituire meccanismi e costruire un mercato che risponda progressivamente alle esigenze fondamentali degli impianti rinnovabili e sempre meno di quelli fossili. Il periodo 2021-2030 dovrà essere dedicato a questa progressiva trasformazione.

I contratti a lungo termine, i cosiddetti Power Purchase Agreements (PPA), rappresentano la forma di copertura degli investimenti nelle rinnovabili più adatta a un loro sviluppo. La stabilità dei prezzi di mercato dell'energia elettrica a valori prossimi al Levelized Cost of Electricity (LCOE) delle rinnovabili rappresenta la pre-condizione per la diffusione dei PPA. **Nel periodo di transizione è importante mettere in campo strumenti che permettano di ridurre l'LCOE delle rinnovabili** attraverso 3 direttrici: a) la riduzione del rischio di investimento legato alla fluttuazione dei prezzi determinati dall'andamento dei combustibili fossili e dall'aleatorietà delle FER; b) la creazione di un mercato interno delle tecnologie FER stabile nel lungo periodo; c) la riduzione dei costi di realizzazione degli impianti, inclusa la fase di autorizzazione.

- a) Quanto al primo punto gli strumenti in campo sono: la stesura di una strategia per i PPA che comprenda meccanismi di protezione dei prezzi, incentivi lato consumo e stabilizzazione della componente di prezzo dell'elettricità legata alle emissioni di CO2 attraverso l'introduzione di un *carbon floor price* (CFP). Completano gli strumenti la promozione degli accumuli attraverso l'apertura dei mercati alle nuove tecnologie e soluzioni e il rafforzamento della rete nazionale.
- b) Quanto alla creazione di un mercato interno si raccomanda di delineare una traiettoria di crescita delle rinnovabili più bilanciata nel tempo, rispetto a quanto prefigurato nella SEN e di assicurare una rappresentanza, in termini di MW, per ciascuna tecnologia, sia di quelle a mercato che di quelle meno competitive.
- c) Quanto alla riduzione dei costi di realizzazione si ritiene utile sottoporre all'attenzione la possibilità di valutare una procedura di autorizzazione semplificata, definita da linee guida nazionali per gli impianti sviluppati in aree pre-individuate dalla Regioni per lo sviluppo degli impianti.

Nonostante lo sviluppo degli impianti di FER mature possa essere già ritenuto competitivo nel confronto dei prezzi attuali di mercato, per una diffusione dei PPA serve, almeno nelle fasi iniziali, l'istituzione di un meccanismo di garanzia rispetto al rischio investimenti nel lungo periodo. Rischio legato principalmente alla volatilità del prezzo del gas naturale e alla congestione delle reti e disallineamento tra produzione e consumo delle FER aleatorie.

Il meccanismo di garanzia, in occasione di prezzi bassi del gas naturale, dovrebbe permettere il ritiro dell'energia FER a un minimo assicurato (*floor*), generando un costo per chi si è vincolato

negli acquisti di lungo periodo. **La garanzia di copertura potrebbe essere rappresentata dalla costituzione di fondo dove confluiscono le differenze, negative e positive, tra i PPA e il valore dell'energia a mercato.**

Nelle fasi iniziali dei PPA **il fondo andrebbe alimentato da parte dei proventi della vendita ad asta delle quote ETS.** La previsione di entrate dalle aste, nell'assunzione di un prezzo medio nel periodo di 26,8€/t nel periodo 2021-2030, è di 14 miliardi. Con una previsione media annua di 1,4miliardi di €.

Per rafforzare il mercato dei PPA, si propone **l'introduzione di un carbon floor price** nell'ottica di: a) introdurre un meccanismo che permetta di stabilizzare parte della componente del prezzo elettrico; b) fungere da garanzia dei volumi delle entrate derivanti dalle aste di CO2.

La previsione di entrate dalla somma di aste ed un CFP crescente da 20€/t a 40€/t nel periodo 2021-2030 è di 16,6 miliardi.

L'introduzione di un CFP è in linea con l'intento di phase-out del carbone al 2025. **Il prezzo ETS, ancora fino al 2030 sul mercato europeo, verrà definito dal differenziale di costo tra generazione a gas e generazione a carbone.** La variabilità del prezzo ETS sarà pertanto definita dai prezzi relativi dei due combustibili fossili. Nel momento in cui l'Italia esce dalla generazione a carbone, l'ETS risulterebbe poco efficace nel indirizzare i mercati verso la decarbonizzazione. Al contrario la volatilità dei prezzi delle quote, solitamente simmetrica rispetto a quella del gas naturale, sarebbe controproducente in un contesto in cui i PPA rappresentano un tassello importante della strategia di decarbonizzazione.

Con il CFP il valore della CO2 viene stabilizzato in maniera funzionale alle caratteristiche del mercato italiano, che si va a spostare sulle fonti rinnovabili. Il vantaggio è una ridotta volatilità del prezzo nel mercato elettrico e una maggiore stabilità delle entrate nelle casse dello Stato per indirizzare la transizione energetica.

Contestualmente il supporto ai PPA potrà avvenire anche **attraverso stimoli sul lato della domanda** elettrica. In particolare:

- **introduzione di un regime fiscale agevolato (tipo titoli di stato) per i prodotti d'investimento (obbligazioni) finalizzati all'esclusivo finanziamento di impianti rinnovabili**
- **defiscalizzazione al consumo finale (imposte e accise) per gli acquisti di energia elettrica relativamente alle quote assicurate da PPA rinnovabili.**

Nel medio periodo, a fronte di una diffusione dei PPA inferiori al trend di sviluppo delle FER necessario agli obiettivi, potrebbe essere necessario valutare:

- **l'introduzione di un meccanismo di certificati verdi sui consumatori finali** corrispondente a percentuali obbligatorie di copertura dei fabbisogni attraverso la contrattazione di PPA
- **lo svolgimento di aste per la sottoscrizione di contratti PPA da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE)** o altro ente individuato come aggregatore di domanda.

Al contempo, sarà necessario portare avanti **lo sviluppo delle fonti rinnovabili non competitive,** oggi lontane dai valori di mercato ma necessarie a garantire un mix di generazione nel lungo periodo anche in considerazione dell'aleatorietà di eolico e fotovoltaico.

Lo strumento più adeguato risulta essere un incentivo in conto energia, di cui la componente incentivata è definita dalla differenza tra l'LCOE della tecnologia e i prezzi di mercato. In questo caso andrebbe definito sul lungo periodo, un contingente minimo annuo per tecnologia, all'interno di un costo massimo per il sistema. **Anche in questo caso le risorse potrebbero in parte provenire, almeno nei primi anni fino a quando non calano i costi del precedente periodo di incentivazione, dai proventi aste/CFP.** E' possibile prevedere di indirizzare alle rinnovabili non competitive le risorse eventualmente non impiegate dal fondo per la copertura dei contratti PPA.

La diversificazione dello sviluppo delle FER è un argomento che entra nella valutazione di merito al decreto rinnovabili mature in fase di approvazione. Si sottolineano nello specifico due possibili miglioramenti:

- **definire i contingenti ad asta non in ragione di obiettivi di sviluppo sulla capacità, bensì su obiettivi di costo complessivo per il sistema.** Aniché predeterminare i MW ad asta, i contingenti andrebbero progressivamente aggiornati in base ai risultati delle aste. La possibilità di ribassare la base d'asta fino al 70% e la significativa differenza di producibilità tra eolico e fotovoltaico, infatti, introducono variabili che possono significativamente ridurre i costi del sistema rispetto alle aspettative del legislatore. **Tale vantaggio andrebbe automaticamente diretto a un ulteriore sviluppo delle FER.** Questo in considerazione del fatto che i contingenti individuati oggi dai decreti risultano comunque inferiori a quanto sarebbe necessario per uno sviluppo lineare delle FER per perseguire l'obiettivo 2030
- quindi risulta opportuno **inserire dei contingenti minimi per tecnologia come criterio di accesso alle aste**, un piccolo differenziale di prezzo nelle aste potrebbe infatti precludere lo sviluppo tecnologico di alcune filiere con pesanti, controproducenti e inutili ricadute sul settore industriale.

Il raggiungimento anticipato da parte dell'Italia degli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili al 2020 e i costi relativi al programma pregresso di incentivazione, hanno determinato un rallentamento dello sviluppo delle FER negli ultimi anni, con danni sulla filiera industriale in un settore strategico per gli obiettivi di lungo periodo. Al di là delle valutazioni contingenti, emerge la necessità di riportare le politiche e i piani di sviluppo non solo agli obiettivi di breve e medio termine, ma costantemente all'obiettivo di decarbonizzazione al 2050. L'approccio stesso della strategia nazionale di sviluppo delle FER risulta negativamente influenzato dalla frammentazione temporale dei target di decarbonizzazione. La traiettoria di sviluppo degli impianti delineata dalla SEN risulta eccessivamente concentrata nel lustro 2025-2030, a discapito del periodo 2018-2025. La crescita annuale dovrebbe essere meglio bilanciata nell'ottica di costituire una domanda stabile del mercato interno per le FER a partire da oggi. Un mercato interno stabile permette una crescita industriale che può aspirare all'export. Al contrario, continue accelerazioni e bruschi rallentamenti non facilitano l'impresa nazionale e necessitano del ricorso a importazioni durante i periodi di forte crescita. **La stesura del Piano Energia e Clima rappresenta un'occasione per meglio ridistribuire la crescita delle FER nel periodo**, anche in considerazione della necessità di rivedere i volumi in ragione dell'incremento dell'obiettivo al 32%.

In ultimo considerando che, per il raggiungimento dell'obiettivo europeo, la capacità di nuovi impianti PV e eolici nel periodo 2021-2030 ammonta a valori compresi tra i 4000 e i 6000 MW anno, a seconda degli scenari, emerge l'importanza di un piano di integrazione degli impianti nel territorio. Risulta utile lavorare per **istituire un percorso di autorizzazione specifico per gli impianti di FER mature attraverso l'emanazione di linee guida che permettano l'identificazione da parte delle Regioni dei territori dove installare gli impianti** e sui quali si possa prevedere un iter autorizzativo semplificato con tempi e costi certi.

1.2 Efficienza energetica

L'attuale strategia nazionale per l'efficienza energetica è composta da un'ampia gamma di strumenti e misure che incidono in maniera diversa sui vari settori. Ad oggi, i risparmi generati soddisfano in forma aggregata gli obiettivi di riduzione stabiliti del Piano Nazionale per l'Efficienza Energetica per essere in linea con gli obiettivi europei al 2020. Tuttavia, come nel settore delle rinnovabili, negli ultimi anni si riscontra un rallentamento degli impatti delle politiche di EE nell'influenzare la domanda finale di energia. Risulta quindi difficile valutare l'impatto dei singoli strumenti sui consumi finali e le dinamiche della domanda a livello settoriale sembrano essere determinate solo parzialmente dalle politiche in atto.

Per quanto riguarda gli obiettivi di efficienza energetica esposti dalla SEN, L'obiettivo quantitativo di riduzione di energia primaria e di consumi finali nazionali (-10,2Mtep dal 2020 al 2030) risultano inferiori, in termini percentuali, alla riduzione, richiesta dalla Direttiva EE del Clean Energy Package, a livello aggregato europeo. La distanza tra la SEN e la riduzione in termini assoluti richiesta a livello aggregato dalla direttiva EE è del 3% per quanto riguarda l'energia primaria e del 4,3% per i consumi finali. Si tratta di ulteriori 5Mtep di risparmi da identificare, il 50% in più rispetto alla proposta della SEN. Il Piano Energia e Clima, pertanto, dovrà innalzare gli obiettivi in maniera consistente per allineare il Piano nazionale alle richieste della direttiva che ha aggiornato l'obiettivo dal 27 al 32,5% rispetto al tendenziale del 2030.

Per il periodo 2021-2030 sembra opportuno **riconduurre, in occasione della ratifica della direttiva EE, a un solo testo legislativo la strategia nazionale per l'efficienza energetica in maniera da assicurare un coordinamento tra le misure ed una quantificazione degli obiettivi proposti dai provvedimenti**. Ad oggi si riscontra a livello istituzionale un'avanzata capacità di riportare e quantificare ex-post i risparmi raggiunti ma meno una capacità di associare a ciascuno strumento proposto un obiettivo quantitativo e un sistema di monitoraggio e correzione in funzione dei risultati. Il testo della SEN riporta una vasta gamma di strumenti, politiche e misure per l'efficienza energetica, ma manca una capacità di quantificare per ciascuno di esso l'obiettivo quantitativo e la descrizione degli strumenti di implementazione.

Ad eccezione del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) che si basa su una quota d'obbligo crescente negli anni, tutti i provvedimenti che promuovono l'efficienza energetica non sono collegati a voci di bilancio garantite nel lungo periodo. In quest'ottica la proposta sottolinea l'importanza di valorizzare il sistema dei TEE, dal momento che sono l'unico strumento che permette di riportare gli interventi di efficienza a obiettivi quantitativi. Gli altri

strumenti in gioco permettono unicamente una valutazione ex-post degli impatti, non sempre riconducibile alle relative misure.

Si suggerisce dunque di valutare l'estensione del meccanismo dei TEE al settore della vendita di energia elettrica e gas a partire dal 2021. Questo permette di introdurre nuovi attori, più vicini ai clienti finali, per perseguire obiettivi di EE, di sgravare i distributori che nel lungo periodo vedrebbero obiettivi quantitativi sempre maggiori e di svincolare dal rimborso tariffario una parte della domanda di TEE. L'interazione venditori di energia – clienti finali dovrebbe essere strutturata in maniera da servire come **leva per la diffusione di soluzioni decentrate di produzione legate alle fonti rinnovabili**, quali strumenti per ottemperare all'obbligo dei TEE.

Per evitare distorsioni nel settore calore, il provvedimento dovrebbe essere accompagnato dall'introduzione di una **super accisa/carbon tax per il gasolio da riscaldamento** da introdurre fin da subito e con progressività.

Il criterio di condizionalità andrebbe applicato anche ai criteri di accesso delle risorse per le imprese energivore ai sensi dell'art 10 della Direttiva 410/2018, in base al quale si prevede che fino al 25% dei proventi da aste CO2 possa essere destinato agli impianti esposti a rischio elevato di incrementi del prezzo dell'elettricità. Si raccomanda di **distribuire le eventuali risorse attraverso la costruzione di un meccanismo di condizionalità che promuova l'efficienza energetica nelle industrie in oggetto.**

Nel merito del meccanismo delle detrazioni, sarebbe opportuno riservare l'incentivo ai soli interventi di ristrutturazione che rispettino specifici criteri di condizionalità. Si suggerisce pertanto di modificare il testo unico delle imposte sui redditi eliminando le detrazioni legate ai lavori di ristrutturazione generici, che non siano legati ad elementi di condizionalità quali ad esempio l'efficienza energetica, la sismica o la riduzione delle barriere architettoniche. **In questo modo si avrebbero minori spese per lo Stato e si incrementerebbe il vantaggio economico di realizzare ristrutturazioni efficienti.**

Per quanto riguarda **la diffusione di tecnologie per la generazione distribuita, qui considerate una misura per l'efficienza energetica, si ritiene che lo strumento più adeguato rimanga la detrazione fiscale** con una differenziazione della percentuale in detrazione in presenza di accumuli. Contestualmente, come riportato nella SEN, andrebbe valutata **l'opportunità di una maggiorazione della remunerazione degli investimenti in infrastrutture di distribuzione smart**, in maniera tale da sviluppare reti che siano in grado di accogliere e trarre vantaggio da un modello di generazione distribuita.

Come per tutto il sistema delle detrazioni, in sintonia con la SEN, si raccomanda di completare la riforma che preveda una **rimodulazione dei massimali e delle percentuali a detrazione in funzione delle tecnologie e dei loro impatti in termini di efficienza energetica sugli usi finali.**

In ultimo, soprattutto in considerazione di una riforma fiscale che riduca le attuali aliquote irpef, sarà **prioritario estendere il meccanismo di trasferimento del beneficio delle detrazioni a un soggetto terzo.**

1.3 *Phase out* carbone

In merito al programma di phase-out del carbone si sottolinea come l'espressione di un intento politico senza l'identificazione di uno strumento di implementazione, rischi di massimizzare gli svantaggi a discapito dei vantaggi di un phase-out amministrativo.

Lo strumento che appare maggiormente adeguato per programmare il phase-out del carbone risulta essere l'introduzione di un *Emission Performance Standard* al 2025.

L'EPS si configura come un coefficiente massimo di emissione per kWh prodotto (ad esempio 500gCO₂/kWh).

L'introduzione di un EPS permette una chiarezza normativa quale strumento indispensabile per permettere a tutti gli operatori ed a Terna in particolare di recepire il programma di phase-out nei piani di programmazione delle infrastrutture.

L'introduzione dell'EPS, peraltro, è compatibile con eventuali necessità di garantire la sicurezza del sistema elettrico in caso di ritardo nello sviluppo delle infrastrutture necessarie a compensare la potenza delle centrali a carbone. Infatti, come per altri inquinanti, l'EPS può essere integrato con il possibile impiego delle centrali in caso di indispensabilità e per periodi limitati di funzionamento annuale, esempio <500 ore. Il WWF chiede comunque che si proceda alla chiusura entro i termini stabiliti, dando attuazione agli obiettivi aggiornati sulle energie rinnovabili, comunque indispensabili.

1.4 Infrastrutture

Lo sviluppo degli accumuli rappresenta un'infrastruttura indispensabile ad assicurare una sempre maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili aleatorie sulla rete. Le diverse tipologie di accumuli possono sia fornire la disponibilità di capacità (con diversa durata) sia offrire servizi per il dispacciamento. Il differenziale di prezzo nelle ore del giorno e le opportunità offerte dal Mercato Servizi Dispacciamento (MSD) permetterebbero già oggi una remunerazione degli investimenti *merchant* in tecnologie per l'accumulo, anche associate allo sviluppo di impianti FER.

È necessario, tuttavia, superare la fase sperimentale di Terna, **completare la riforma dell'MSD e modificare il codice di rete in maniera da permettere agli accumuli di partecipare ai mercati sia per la fornitura di capacità, che per la fornitura di servizi per il dispacciamento specifici delle tecnologie d'accumulo.** L'esempio è dato dall'apertura in UK, nell'ambito dell'MSD, di un mercato di servizi specifici forniti dalle tecnologie di accumulo.

Sul tema infrastrutture rimane prioritario **affiancare il piano di sviluppo di Terna, da una struttura di monitoraggio e controllo,** quale era stata ipotizzata dalla SEN con la cabina di regia, **al fine di identificare progressivamente e aiutare a risolvere le questioni legate agli eventuali ritardi nelle realizzazione delle infrastrutture**

Il *Demand Side Management* è anch'esso funzionale ad assicurare la sicurezza del sistema elettrico in presenza di un sempre maggior numero di fonti aleatorie, senza dovere ricorrere

all'impiego di riserva calda. È opportuno giungere al termine della fase di sperimentazione e aprire la possibilità per la Domanda di operare sui mercati elettrici, non più solo in modalità sperimentale.

1.5 Governance

Un capitolo significativo della SEN trattava le questioni di governance della strategia energetica. Il documento assegnava a una cabina di regia la funzione di monitoraggio e controllo degli obiettivi declinati nella strategia e chiedeva ai ministri MISE e MATT di riportarne annualmente in Parlamento i progressi.

L'istituzione di una cabina di regia ricopriva la necessità da parte del legislatore di costituire delle strutture interministeriali per coordinare il settore energia con le politiche per il clima.

Si propone di valutare l'opportunità di accorpate le competenze relative a energia, clima e ambiente in un unico ministero sul modello del Ministero della Transizione Ecologica francese.

Per quanto questo accorpamento possa rappresentare un rischio di appiattimento delle politiche climatiche e ambientali rispetto alle istanze degli interessi economici immediati, in presenza di una roadmap di lungo periodo e in considerazione del fatto che gli obiettivi complessivi e il perimetro degli strumenti sono definiti in Europa, tali rischi possono essere considerati inferiori alle opportunità e necessità di coordinamento delle politiche sul tema.



2 SITUAZIONE CORRENTE ED EVENTUALI AVANZAMENTI NORMATIVI INTERCORSI

2 SITUAZIONE CORRENTE ED EVENTUALI AVANZAMENTI NORMATIVI INTERCORSI

2.1 Rinnovabili

La proposta di Direttiva sullo sviluppo delle fonti rinnovabili, che è parte integrante del *Clean Energy Package*, chiede ai paesi dell'Unione un contributo complessivo delle FER del 32% rispetto al consumo finale lordo al 2030. Tale percentuale è stata definita nel giugno 2018 dai co-legislatori, rispetto ad un obiettivo originariamente posto al 27%. Il contributo potrà essere rivisto al 2023, in considerazione della necessità di un maggiore taglio delle emissioni di CO₂. La proposta di Direttiva non introduce quote settoriali minime obbligatorie (elettricità, trasporti, calore), come in precedenza per gli obiettivi 2020, e ne lascia la definizione agli Stati Nazionali e alle rispettive strategie parte del Piano Energia e Clima.

La SEN, nel novembre 2017, aveva previsto un contributo FER al 28% dei consumi finali lordi al 2030 e ne aveva declinato l'obiettivo complessivo nei settori in maniera da conseguire:

- un obiettivo del 55% di FER nel settore elettrico
- un obiettivo del 30% rispetto al calore
- un obiettivo del 21% nel settore dei trasporti.

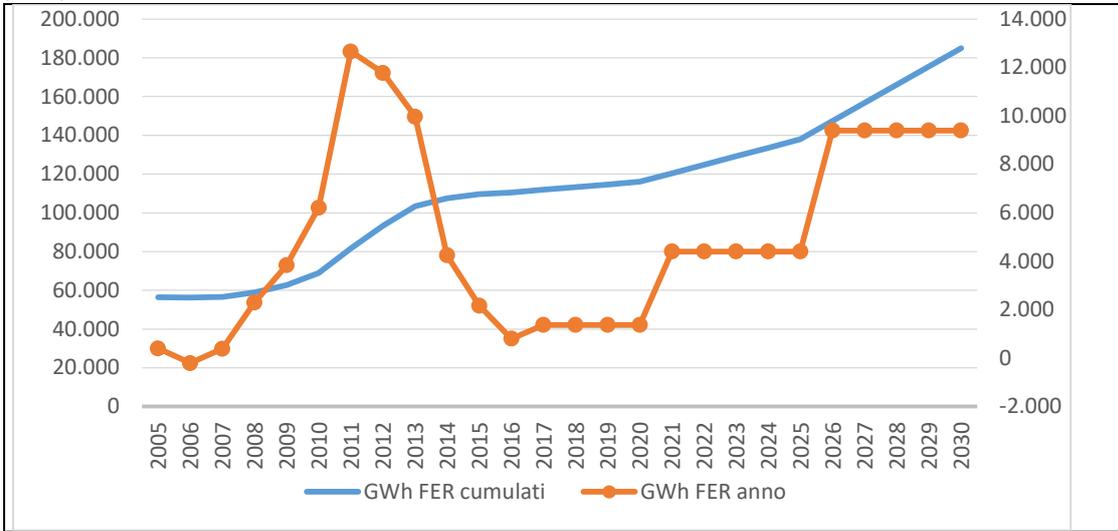
Nel settore elettrico l'obiettivo corrisponde a una generazione FER di 185TWh.

La crescita ipotizzata negli scenari proposti dalla SEN dal 2018 al 2030 non è lineare bensì prevede, su una base di contributo FER elettriche al 2015 di 109TWh, una generazione FER al 2020 di 116TWh, per arrivare a 138TWh al 2025 e a 185TWh al 2030.

Raffigurando gli obiettivi intermedi su un grafico emerge come la SEN preveda:

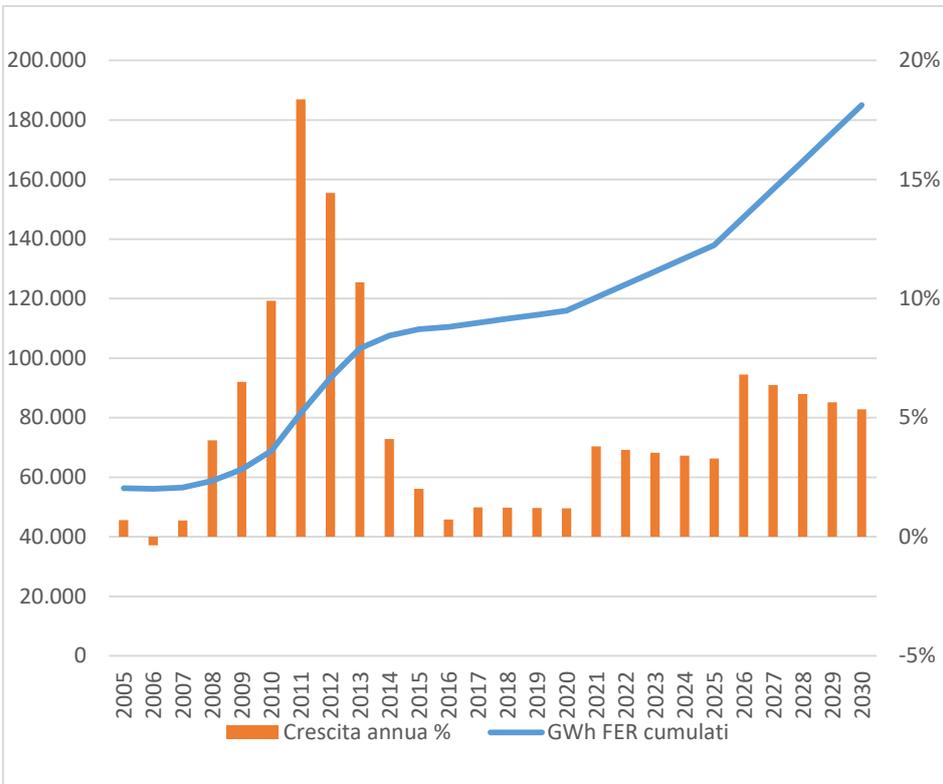
- fino al 2020 una crescita delle FER poco superiore all'1% annuo
- dal 2020 al 2025 una maggiore crescita FER del 3,5% annuo circa
- dal 2020 al 2030 una crescita del 6% annuo.

Grafico 1 - Crescita FER dal 2005 al 2030, consuntivo e previsioni scenario SEN, crescita cumulata e crescita annuale (GWh)



Fonte: elaborazioni su dati TERNA e SEN

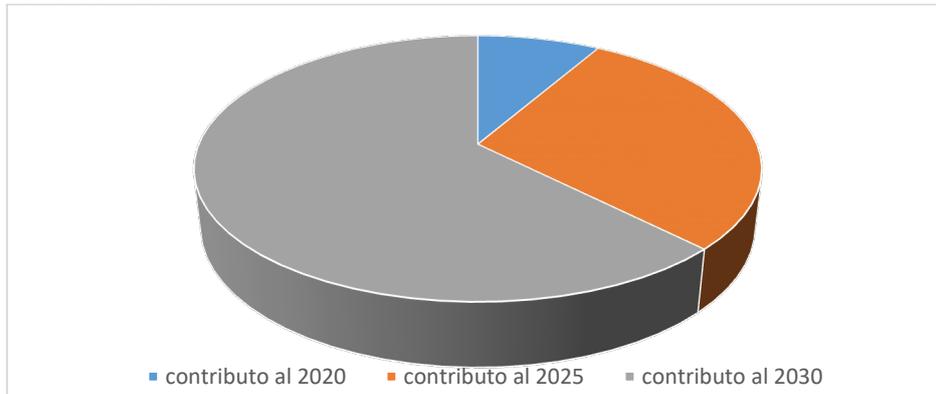
Grafico 2 - Crescita FER 2005 al 2030, consuntivo e previsioni scenario SEN, crescita cumulata (GWh e % di crescita annua)



Fonte: elaborazioni su dati TERNA e SEN

L'obiettivo 2030 rispetto al valore di partenza del 2015 è raggiunto distribuendo la crescita con contributi quinquennali diversi tra loro. Circa l'8% dell'obiettivo finale nel periodo 2015-2020, poco meno del 30% nel periodo 2020-2025 e del 62% nel periodo 2025-2030³.

Grafico 3 - Contributo percentuale previsto dalla SEN all'obiettivo 185TWh del 2030. Al 2020, dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030



Fonte: elaborazioni su dati SEN

Nel dettaglio dello sviluppo delle diverse tecnologie, eolico e fotovoltaico coprono il 95% dell'obiettivo delle FER elettriche. Questo corrisponde a circa il 40% dell'obiettivo complessivo (incluso calore e trasporti). Lo sviluppo di queste due tecnologie pertanto risulta la misura di maggiore impatto per il raggiungimento degli obiettivi 2030.

In termini di sviluppo di impianti, traducendo la produzione prevista in capacità (MW), i valori sottostanti alle assunzioni SEN portano a stimare una crescita di eolico e fotovoltaico:

- nel periodo 2015-2020 di circa 5.000 MW complessivamente, circa 1.000 MW anno
- nel periodo 2020-2025 di circa 16.000 MW, corrispondenti a 3.300 MW anno
- nel periodo 2025-2030 di circa 28.000 MW, corrispondenti a 5.600 MW anno.

Con l'introduzione del nuovo obiettivo europeo al 32% è probabile che il nostro Paese sarà chiamato a rivedere l'obiettivo delineato nella SEN. Il passaggio dal 28% al 32% nel Piano Energia e Clima equivale alla necessità di un ulteriore apporto da fonti rinnovabili pari a circa 4-5 Mtep.

Tale incremento dovrà essere distribuito nei tre diversi settori.

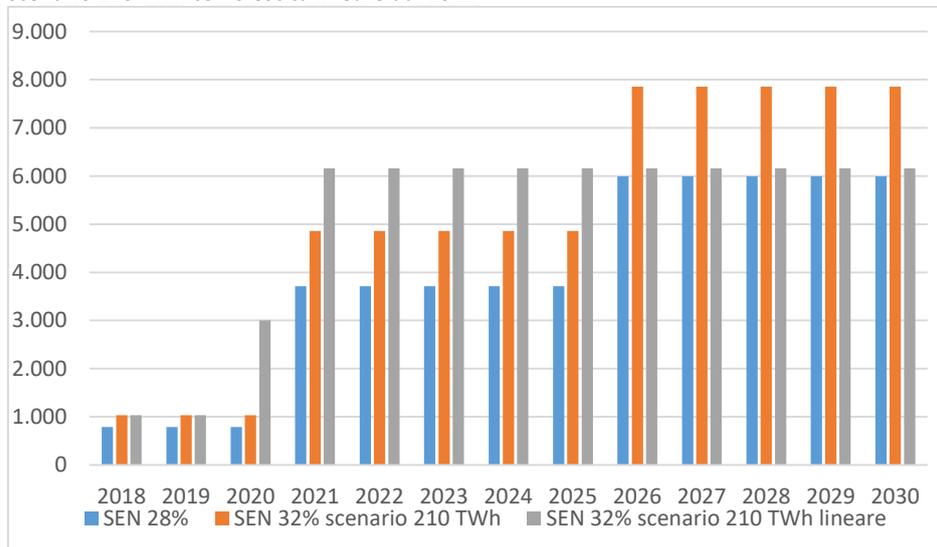
Nell'ipotesi di una pari distribuzione dell'impegno nei tre settori sulla base dei pesi già definiti dalla SEN, al settore elettrico andrebbe assegnato un maggiore contributo fino a portare gli apporti complessivi di FER al 2030 a 210 TWh. Questo corrisponde ad una penetrazione delle rinnovabili al 62% sul consumo finale al 2030 (scenario 210 TWh).

Nello scenario di massima e ipotizzando un trasferimento degli apporti aggiuntivi unicamente sul settore elettrico si renderebbe necessaria una generazione rinnovabile di 247 TWh, pari a una percentuale di FER al 73% del consumo finale lordo al 2030 (scenario 247 TWh).

³ Portando il calcolo solo nel periodo 2020-2030, la SEN assegna il 32% del *target* al periodo 2020-2025 ed il 68% al periodo 2025-2030.

Il grafico 4 riporta la stima di MW eolici e solari necessari da realizzare annualmente per raggiungere gli obiettivi FER, mantenendo la curva di crescita proposta dalla SEN. La crescita in termini di capacità viene quindi paragonata a una crescita lineare nel periodo 2021-2030.

Grafico 4 - MW anno di impianti eolico-fotovoltaici da realizzare nello scenario SEN, 32% scenario 210 TWh, e 32% scenario 210 TWh con crescita lineare dal 2021



Fonte: elaborazioni su dati SEN

L'avanzamento legislativo nel corso del 2018 segue l'impostazione data della SEN e copre i primi due punti sotto elencati.

Come principali strumenti di *policy* la SEN prevedeva:

- 1) un periodo temporaneo 2018-2020 in cui lo sviluppo delle FER era conseguito prolungando il meccanismo delle aste e dei registri;
- 2) la predisposizione di strumenti di sviluppo delle fonti rinnovabili post 2020 tramite contratti di acquisto di lungo periodo (PPA) anche con la presenza di strumenti di garanzia di prezzo;
- 3) un contributo della generazione decentrata quale strategia per la sicurezza di rete e l'accumulo;
- 4) procedure semplificate per i rifacimenti eolici e idroelettrici;
- 5) la necessità di accompagnare la crescita delle rinnovabili con procedure di autorizzazione semplificate.

Il provvedimento più importante nel corso del 2018 riguarda la proposta di decreto per la promozione delle fonti rinnovabili, cosiddette mature, nel settore elettrico.

La bozza presentata dallo scorso governo è nelle fasi finali di approvazione dopo alcune correzioni all'impianto originario.

La proposta contiene due parti fondamentali:

- 1) la conferma del meccanismo dei registri e delle aste per la promozione degli impianti rinnovabili fino al 2020

2) l'introduzione di norme per prevedere uno sviluppo delle FER tramite contratti di lungo periodo, PPA.

Il decreto prevede il prolungamento della strategia di sviluppo FER attraverso contingenti di potenza collocati all'asta. I contingenti raggruppano diverse tecnologie. In particolare, fotovoltaico ed eolico sono compresi nello stesso gruppo, a eccezione per la potenza dei registri riservata al solo fotovoltaico in sostituzione di tetti eternit.

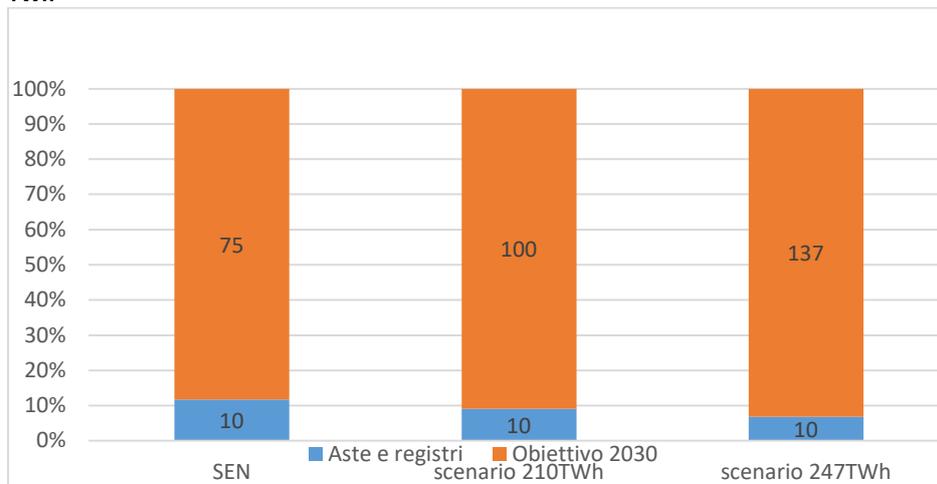
Tabella 1 - Contingenti asta e registro nella proposta di decreto FER (MW e TWh corrispondenti)

Tipologia	Modalità	MW	Stima producibilità TWh
Fotovoltaici ed eolici	Asta	4,800	
Fotovoltaici ed eolici	Registro	650	
Fotovoltaici sostituzione eternit	Registro	700	
Totale fotovoltaico ed eolico		6,150	8.5-9.5 TWh
Idro, geotermico, gas depurazione e discarica	Asta	140	
Idro, geotermico, gas depurazione e discarica	Registro	70	
Totale idro, geotermico, gas depurazione e discarica		210	0.8-1.0 TWh
Rifacimenti (escluso fotovoltaico)			Stima producibilità aggiuntiva
	Aste	490	
	Registro	70	
Totale rifacimenti		560	0.4 TWh
Totale nuova energia rinnovabile attesa dal provvedimento			9.7-10.9

Aste e iscrizione a registro sono previsti in sette sedute dal 31 gennaio 2019 al 31 gennaio 2021. I tempi di realizzazione, diversi per tecnologia, variano dai 2 anni per gli impianti solari, 31 mesi per gli impianti eolici e fino a 5 anni per impianti geotermoelettrici. E' possibile pertanto prevedere che oltre il 90% degli impianti e della producibilità aggiuntiva sia reso disponibile entro la metà del 2023.

Il provvedimento ha un impatto di circa il 13% dell'energia rinnovabile prevista dalla SEN al 2030. In considerazione dell'incremento degli obiettivi FER introdotto dalla Direttiva Europea, come recentemente modificata, **il provvedimento ha un impatto di circa il 10% nel caso di equa distribuzione tra i settori** del maggiore obiettivo (scenario FER 210TWh) e del 7% nel caso di assegnazione al solo settore elettrico (scenario FER 247TWh).

Grafico 5 - Rilevanza del decreto FER rispetto agli obiettivi, contributo % al 2030, scenario SEN, 210 TWh e 247 TWh



Fonte: elaborazioni su bozza di decreto

Il decreto anticipa importanti elementi per iniziare a strutturare la promozione delle fonti rinnovabili attraverso il meccanismo dei contratti a lungo termine (PPA) nel mercato elettrico. Il contributo dei PPA, al netto dei rifacimenti dovrà essere al 2030 di circa 65 TWh (40-45 GW di nuova potenza) nello scenario 55%, circa 90 TWh (60 GW di nuova potenza) nel caso di equa spartizione degli oneri aggiuntivi e circa 130 TWh (85 GW di nuova potenza) nello scenario limite.

Il decreto in particolare prevede:

- che il Gestore dei Mercati Energetici (GME) avvii entro 180 giorni una consultazione pubblica per la predisposizione di una piattaforma di mercato per la negoziazione a lungo termine dell'energia da impianti rinnovabili entrati in esercizio dal 1 gennaio 2017;
- che l'Autorità di Regolamentazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) predisponga uno o più schemi di contatti a lungo termine al fine di favorire la semplificazione amministrativa e rimuovere le eventuali barriere regolatorie per il finanziamento di nuove iniziative a fonti rinnovabili tramite il meccanismo di mercato;
- che Ministro dell'Ambiente, del MISE e del MEF definiscano le procedure per favorire l'applicazione dello schema contrattuale agli acquisti della pubblica amministrazione.

Inoltre era in fase di preparazione un secondo decreto per lo sviluppo delle fonti e tecnologie innovative o con costi ancora elevati. Il testo è in corso di concertazione, oltre che con il MATTM, anche con il MIPAAF. Il provvedimento riguarda i settori delle biomasse e del biogas, solare termodinamico, eolico *offshore* e geotermia innovativa. L'impegno di risorse sarebbe di circa 150-200 milioni di euro.

Box 1 - Sintesi situazione corrente rinnovabili

- Crescita rallentata delle FER negli ultimi anni
- Scenari di sviluppo FER definiti dalla SEN inferiori al nuovo obiettivo Europeo

- Scenari di sviluppo FER definiti dalla SEN sbilanciati a favore di un maggiore sviluppo nel periodo 2025-2030
- Bozza avanzata di decreto FER mature con nuovi contingenti ad asta per un contributo totale di circa il 10% dell'obiettivo 2030
- Bozza avanzata di decreto FER per predisporre le regole per i PPA rinnovabili a cui è demandato il 90% restante
- Annuncio di un decreto FER non a mercato

2.2 Efficienza energetica

La proposta di Direttiva sull'efficienza energetica dell'Unione Europea si articola su un obiettivo di riduzione quantitativa in termini assoluti dei consumi energetici dell'Unione al 2030, sia per quanto riguarda gli apporti di energia primaria che per i consumi finali. In particolare la Direttiva prevede di raggiungere al 2020 un consumo di energia primaria di 1.483 Mtep e al 2030 di 1.273 (rispetto alla proposta originaria di 1.321 Mtep) e un livello di consumi finali di 1.086 Mtep al 2020 e 952 Mtep (rispetto alla proposta originaria di 987 Mtep) al 2030. Nel periodo 2020-2030 pertanto l'Europa prevede di ridurre in termini assoluti il 14,2% l'energia primaria e il 12,0% i consumi finali.

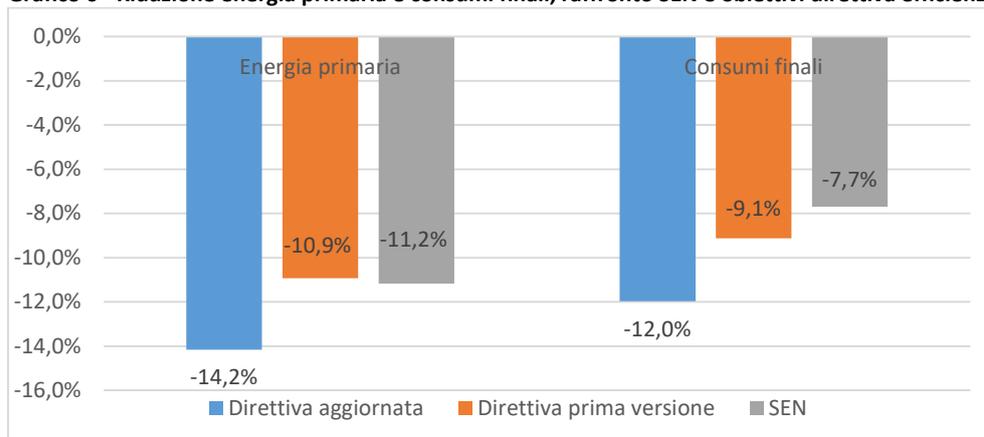
Tale obiettivo Europeo non è declinato in un burden sharing nazionale. Il raggiungimento del target verrà assicurato dalla valutazione congiunta ai diversi Piani Nazionali di Energia e Clima ed eventualmente aggiornato nel 2023.

Gli scenari della SEN prevedono al 2030 una domanda di energia primaria al 2030 a 135 Mtep, rispetto a una previsione al 2020 di 153 Mtep. In termini assoluti la SEN prevede una riduzione dell'11% da conseguire nel periodo 2020-2030, l'1,4% in meno della direttiva europea. Gran parte dell'obiettivo italiano è dato dalla chiusura delle centrali a carbone ed i conseguenti risparmi in termini di energia primaria grazie alla sostituzione con gas/rinnovabili

Per quanto riguarda la riduzione dei consumi finali di energia la SEN identifica un obiettivo di 10,2 Mtep anno al 2030 pari a un risparmio annuale di circa 1 Mtep. L'obiettivo è 108 Mtep al 2030 rispetto a una previsione di 117 Mtep al 2020, con una riduzione percentuale del 7,7%.

La riduzione in termini assoluti è sensibilmente inferiore all'obiettivo aggregato europeo, 7,7% rispetto al 12%. In termini di energia l'adozione di una riduzione del 12% rispetto al 2020 implicherebbe un Piano Energia e Clima in grado di conseguire risparmi per 14-15Mtep, rispetto ai 10 identificati dalla SEN.

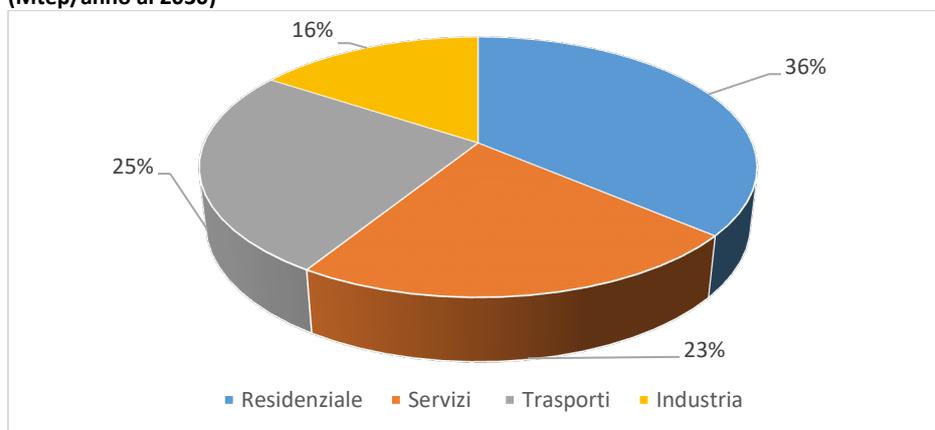
Grafico 6 - Riduzione energia primaria e consumi finali, raffronto SEN e obiettivi direttiva efficienza energetica



Fonte: elaborazioni su SEN e direttiva EE

I settori sui quali intende intervenire la strategia nazionale per promuovere l'efficienza sui consumi finali sono prevalentemente quelli non inclusi nella direttiva ETS. Nello specifico la SEN prevede di concentrare gli interventi nel settore residenziale e terziario e nei trasporti con un ruolo marginale per il settore industriale.

Grafico 7 - Divisione percentuale tra i settori degli obiettivi di riduzione dei consumi finali di 10,2Mtep nella SEN (Mtep/anno al 2030)



Fonte: elaborazioni su SEN

Come principali strumenti di policy nel settore residenziale e terziario, 60% degli obiettivi, la SEN prevede:

- strumenti di natura fiscale confermando, con intenzione di ottimizzare, l'impianto delle detrazioni fiscali
- strumenti di natura finanziaria costituendo o promuovendo un fondo nazionale
- strumenti di natura comand and control con l'istituzione di standard, anche in ottemperanza alla Direttiva sugli standard degli edifici
- misure volte al cambiamento comportamentale

- programma di riqualificazione del parco immobiliare pubblico.

Nel settore dei trasporti, 25% dell'obiettivo,

- impulso al cambiamento modale attraverso iniziative tese alla riduzione della mobilità privata a favore del trasporto collettivo
- incentivazione al cambiamento comportamentale
- sostegno alla regolamentazione locale
- benefici derivanti dal regolamento sugli standard minimi di nuovi veicoli.

Nel settore industriale

- aggiornamento e potenziamento dei TEE
- piano industria e bilancio energetico d'impresa.

Per quanto riguarda il tema dell'efficienza energetica i provvedimenti rilevanti dell'anno in corso hanno riguardato una parziale ridefinizione del sistema delle detrazioni (impatto settore residenziale), una definizione degli strumenti finanziari per promuovere le ristrutturazioni del parco edilizio pubblico (servizi) e la rete di illuminazione e per rendere operativo il fondo nazionale per l'efficienza energetica.

Nello specifico:

- in continuità con gli obiettivi SEN, il DEF 2018 ha confermato il meccanismo delle detrazioni con parziale revisione della tipologia d'intervento. Durante l'anno è stata quindi presentata una bozza di decreto per definire le caratteristiche degli interventi ammissibili ed i massimali di costo per singolo intervento nonché prevedere le modalità per estendere la cessione del credito derivante dalle detrazioni non più soltanto per interventi nei condomini.

Il meccanismo delle detrazioni è apparentemente confermato anche dall'impostazione del DEF 2019 anche se non è ancora definito il perimetro e il funzionamento del meccanismo in sovrapposizione all'intento di riforma fiscale e introduzione *flax tax*.

- Il decreto 22 dicembre 2017 ha finalmente disposto dell'impiego del fondo rotativo nazionale per l'efficienza energetica (dotazione iniziale di 150 milioni di euro +35 anno fino al 2020) per finanziamenti a tasso agevolato per interventi di efficientamento energetico degli edifici, delle infrastrutture pubbliche e dei processi produttivi.
- Quindi è in corso il programma di qualificazione e realizzazione degli interventi di efficienza energetica che riguardino annualmente il 3% della superficie di edifici pubblici (PREPAC) con una dotazione di 350 milioni di euro.

Infine la produzione legislativa ha riguardato anche una ridefinizione delle regole del mercato dei Titoli di Efficienza Energetica con un intervento mirato a dare stabilità al mercato congelando l'aumento dei prezzi dei certificati ed il conseguente incremento degli oneri in bolletta. L'intervento non ha tuttavia le caratteristiche di "aggiornamento e potenziamento" dei TEE come enunciato dalla SEN.

Box 2 - Sintesi situazione corrente efficienza energetica

- Obiettivi EE nella SEN inferiori agli obiettivi europei
- Identificazione del settore residenziale e terziario per il raggiungimento del 60% dell'obiettivo EE al 2030
- Ampia e articolata gamma di strumenti e misure contemplate dalla SEN
- Conferma del meccanismo delle detrazioni nel DEF 2018 e proposta di decreto per la definizione di importanti aspetti tecnici e finanziari
- Possibile revisione del meccanismo detrazioni a seguito di DEF 2019
- Limitati obiettivi di EE nel settore industriale e nessuna rilevante revisione del meccanismo dei TEE
- Avanzamento degli strumenti finanziari per l'EE incluso il fondo per la ristrutturazione delle proprietà pubbliche.

2.3 Phase-out del carbone

Il testo della SEN introduce l'impegno politico di uscita dal carbone dalla produzione elettrica al 2025. L'impegno è stato confermato dall'attuale Governo. L'obiettivo è accompagnato da un programma di interventi sia di carattere infrastrutturale che di governance, che permettano di raggiungere l'obiettivo di *policy* "con le dovute garanzie per l'adeguatezza e la sicurezza del sistema".

In particolare la SEN identifica un numero di interventi aggiuntivi che si rendono necessari per il phase-out del carbone al 2025 e di sviluppo delle FER in linea con l'obiettivo 55% al 2030.

Gli interventi identificati riguardano:

- la realizzazione di nuova capacità a gas per circa 1,5 GW di cui almeno il 50% in assetto turbogas dislocata nelle aree Nord-centro nord
- la realizzazione di una nuova interconnessione elettrica Sardegna-Continente, ovvero Sardegna-Sicilia-Continente
- sviluppo di capacità a gas in Sardegna o capacità di accumulo pari a 400 MW.

Tali provvedimenti sono aggiuntivi rispetto all'elenco di opere infrastrutturali parte del piano di sviluppo Terna 2017 e 2018, definite *azioni minime*, la cui realizzazione è ritenuta indispensabile a garantire standard di adeguatezza e sicurezza del sistema al 2025.

All'interno dell'elenco delle *azioni minime* alcune infrastrutture risultano necessarie all'obiettivo di *phase-out*:

- rinforzo della rete del polo di Brindisi (piano Terna 2017)
- nuova dorsale adriatica 1,2 GW
- 3 GW di sistemi di accumulo localizzati nell'area sud e Sicilia.

Infine è atteso un contributo del *Demand Side Response* di circa 1 GW.

La SEN prevede l'istituzione di una Cabina di Regia che monitori il percorso di individuazione e realizzazione delle opere necessarie a permettere il raggiungimento dell'obiettivo.

Non sono rintracciabili provvedimenti legislativi durante il 2018 che abbiano a riferimento l'intento politico di giungere a un *phase-out* del carbone al 2025.

Terna nella predisposizione del Piano 2018 ha incluso nei nuovi progetti la realizzazione del cavo HVDC Continente-Sicilia-Sardegna, ritenuto una delle infrastrutture necessarie a garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico sardo a fronte della dismissione delle centrali a carbone.

Per quanto riguarda invece i 3 GW di accumuli, anch'essi ritenuti un'infrastruttura necessaria al *phase-out*, le iniziative rimangono circoscritte ai progetti pilota di Terna.

La novità più rilevante riferibile agli strumenti con impatto sulla generazione a carbone nel termoelettrico nel corso del 2018 riguarda, in sede europea, l'approvazione della direttiva 410/2018. La direttiva ha rivisto alcuni meccanismi dell'ETS, permettendo al sistema di scambio di quote di tornare ad esprimere dei prezzi in grado di influenzare il *mix* energetico della generazione elettrica nei paesi europei. In particolare la direttiva 410/2018 ha completato il percorso di riforma del mercato ETS e ha introdotto delle norme che permettono di assorbire, nei prossimi anni, l'esubero di permessi di emissione a oggi circolanti tra gli operatori soggetti a obbligo. Già a partire dalla metà del 2017 i prezzi delle contrattazioni dei permessi ETS hanno iniziato a convergere sul costo di abbattimento delle emissioni nel settore termoelettrico, sostituendo quote di generazione a carbone con gas naturale. Nel corso del 2018 gli incrementi del prezzo del gas naturale, in relazione al prezzo del carbone, hanno portato il valore della quota di emissione attorno ai 20 euro.

Box 3 - Sintesi situazione corrente phase-out carbone

- Impegno politico per il phase-out del carbone al 2025, confermato dall'attuale Governo
- Identificazione nella SEN delle misure infrastrutturali necessarie per garantire la sicurezza e adeguatezza del sistema
- Parziale integrazione delle infrastrutture nel piano di sviluppo Terna 2018
- Mancata costituzione della Cabina di Regia per monitorare il percorso di individuazione e realizzazione delle opere necessarie a permettere il raggiungimento dell'obiettivo
- Riforma del settore ETS con direttiva 410/2018 e prezzi della CO2 allineati al differenziale costo di generazione gas/carbone sui mercati elettrici

2.4 Governance

Un ultimo tema affrontato dalla SEN riguarda la *governance* dell'energia. In particolare gli estensori della strategia hanno ritenuto fondante accompagnare la declinazione di strumenti e obiettivi con la costituzione di una Cabina di Regia allo scopo di favorire l'attuazione

coordinata della strategia e monitorarne lo stato di realizzazione e i risultati. La Cabina di Regia nell'intento della SEN era costituita dai Ministeri di Sviluppo Economico, Ambiente, Economia, Trasporti e Beni Culturali, nonché da una rappresentanza delle Regioni e doveva prevedere un periodico aggiornamento con gli Enti locali nonché avvalersi del supporto tecnico degli organismi pubblici (RSE, ENEA, ISPRA) e dalle Società del gruppo GSE. Per rafforzare l'intento operativo e la trasparenza della strategia era previsto inoltre che i Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente predisponessero una relazione annuale da trasmettere al Parlamento e da rendere pubblica.

Il tema affrontato dalla SEN nasce dalla consapevolezza di una sempre maggior necessità di coordinare la *governance* dell'energia con gli obiettivi di decarbonizzazione dei sistemi energetici come strumento principe di mitigazione dei cambiamenti climatici. La portata dei cambiamenti richiesti - riduzione del CO2 al 85-95% secondo la *roadmap* europea - gli obiettivi intermedi e il limitato tempo a disposizione, rendono la variabile ambientale, di fatto, quella più determinante nel definire la strategia energetica. I mercati energetici, dopo un processo di riforma, oramai ventennale, da cui si è passati da un approccio di pianificazione a uno di mercato e regolazione, entrano in una fase di programmazione in cui il rispetto del vincolo ambientale è una condizione necessaria.

A livello di *governance* l'esigenza della programmazione (strategia) prevede un coordinamento stretto tra gli organi dell'amministrazione che ricoprono le funzioni relative all'energia e all'ambiente. Più che coordinamento, sul tema CO2, si tratta oramai di una necessaria fusione in cui le regole dei mercati, i paradigmi tecnologici e lo sviluppo dell'impresa non possono non svilupparsi all'interno del vincolo di decarbonizzazione.

La necessità di coordinamento si ha pertanto negli esiti stessi della produzione legislativa nazionale e nel confronto con i diversi livelli di sussidiarietà. Nel confronto con l'Unione Europea, con le Regioni, gli enti locali ed in maniera più estesa con tutti i portatori di interesse.

L'intento della SEN di istituire una cabina di regia non ha avuto seguito né nel corso dell'anno la compagine pubblica si è dotata di una struttura formale, stabile e trasparente per l'elaborazione delle politiche e strategia Energia e Clima e per il monitoraggio delle stesse. Il Piano Energia e Clima (che prevede riforme radicali dei sistemi energetici: una penetrazione delle FER al 32% al 2030, delle FER elettriche al 60% circa, una riduzione in termini assoluti dei consumi finali e il *phase-out* del carbone dalla generazione nazionale) è un documento di importanza strategica fondamentale, che non può prescindere dall'integrazione del lavoro e degli obiettivi dei due maggiori ministeri interessati.

La presentazione del Piano Energia e Clima alla Commissione è prevista, per regolamento, al 1° Gennaio 2019. La proposta di Piano prevede un percorso di pubblica consultazione ad oggi non aperto.

Box 4 - Piano Energia e Clima, la consultazione pubblica

L'articolo 10 della Proposta di Regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla *governance* dell'Unione dell'energia prevede di rendicontare sul processo di consultazione pubblica che ha accompagnato la predisposizione del Piano Energia e Clima. In particolare il

testo dell'articolo prevede che: *“gli Stati membri provvedono affinché al pubblico vengano offerte tempestive ed effettive opportunità di partecipare all'elaborazione dei progetti dei piani di cui all'articolo 9 e allegano ai suddetti piani, che trasmettono alla Commissione, una sintesi dei pareri del pubblico”*.

È previsto che entro il 1 gennaio 2019, ciascuno Stato membro notifichi alla Commissione un Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima.

Box 5 - Sintesi situazione corrente governance

- La SEN ha proposto l'istituzione di una cabina di regia per seguire l'implementazione della strategia energetica
- La cabina di regia non è stata nominata né sono attualmente emersi gruppi formali e trasparenti per l'implementazione della strategia energetica
- Il Piano Energia e Clima deve essere presentato il 1°Gennaio 2019, a oggi non è stata aperta la consultazione.



© F. Converio, WWF Italia

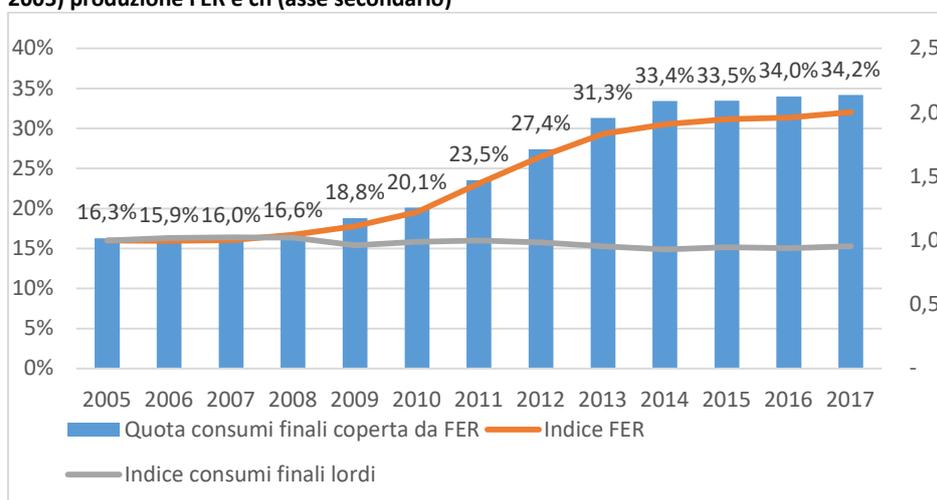
3 SCHEMA DI VALUTAZIONE DEI PROVVEDIMENTI

3 SCHEMA DI VALUTAZIONE DEI PROVVEDIMENTI

3.1 Rinnovabili

L'attività legislativa del settore elettrico negli ultimi anni è stata fortemente condizionata dagli alti costi del programma di sviluppo FER accumulati con i precedenti meccanismi d'incentivazione. Con le aste (decreto 2012 e 2016) il legislatore ha avuto come priorità quella di contenere i costi per il sistema limitando i contingenti di sviluppo degli impianti, escludendo il fotovoltaico e prevedendo un meccanismo d'asta per l'accesso agli incentivi. La forte crescita della generazione FER nel periodo 2008-2012, sorretta dagli incentivi e combinata a un calo della domanda finale ha contestualmente permesso di raggiungere gli obiettivi europei al 2020 con anni di anticipo. Gli ultimi anni hanno conseguentemente visto una frenata delle nuove realizzazioni con ricadute sul settore industriale.

Grafico 8 - Percentuale di rinnovabili sul consumo finale lordo nel settore elettrico, andamento indice (anno base 2005) produzione FER e cfl (asse secondario)



Fonte: elaborazione su dati Terna - GSE

Il legislatore appare eccessivamente concentrato sull'obiettivo al 2020 (oramai raggiunto) e troppo ancorato ai fondamentali del mercato elettrico e delle FER dello scorso decennio perdendo di vista, da un lato gli obiettivi di lungo periodo della *roadmap* europea al 2050 e gli obiettivi di medio periodo al 2030 e dall'altro le opportunità che la riduzione dei costi industriali delle FER offrono oggi sui mercati elettrici.

Il mercato elettrico di oggi, e ancora di più quello nel prossimo decennio, è caratterizzato da fondamentali opposti a quelli in cui è maturato il boom FER in Italia. Il costo di sviluppo delle rinnovabili risulta sempre più competitivo e la domanda elettrica, pur all'interno di una necessaria riduzione dei consumi energetici finali, è destinata ad aumentare per assorbire quote di altri settori (trasporti e calore), proprio in funzione di una più facile penetrazione delle FER.

La bozza di decreto FER mature, contiene alcuni elementi per questo passaggio. Da un lato introduce la possibilità di ribassare la base d'asta fino al 70%, imponendo ai produttori di

avvicinare le loro offerte ai costi delle tecnologie, dall'altro propone un primo schema per l'introduzione dei PPA.

Il ritardo nell'approvazione del decreto e quindi lo spostamento dei suoi effetti nel periodo 2020-2023 rischia di fare emergere, al contrario, quelli che sono gli aspetti non in linea con gli obiettivi 2030.

La bozza di decreto sulle rinnovabili, per quanto riguarda i contingenti ad asta, infatti, risulta nelle quantità non in linea con gli obiettivi di lungo termine. **La strategia nazionale dello sviluppo FER deve da subito confrontarsi con lo strumento dei PPA.** Il ritardo nell'approvazione del decreto, di fatto sta posticipando la preparazione delle regole per i PPA.

Il decreto aste risulta allineato, nei risultati, allo scenario SEN fino al 2020, negli anni successivi, i contingenti d'asta realizzano meno della metà di quanto previsto dalla SEN, un terzo di quello che si dovrebbe sviluppare per essere allineati al 32% come da nuova Direttiva Europea e meno di un quarto nell'ipotesi di scenario 210TWh a crescita lineare.

Il decreto è focalizzato unicamente sulla capacità ovvero contingenti di MW e non sulla producibilità o sui costi finali. A seconda di come si evolveranno le aste, avremo uno sviluppo di un parco impianti più o meno spostato sull'eolico o sul fotovoltaico. Tra le due tecnologie si ha una differenza di *load factor* medio di circa il 30%. Ovvero nel caso l'intero contingente sia assicurato da impianti fotovoltaici, la producibilità attesa sarà presumibilmente di un terzo inferiore. Altrettanto i costi per il sistema.

Inoltre il decreto non prende in considerazione il fatto che la concorrenza tra tecnologie sulla base del prezzo d'asta porta unicamente benefici nel breve periodo. Qualora una delle due tecnologie risultasse anche leggermente meno competitiva dell'altra, si assisterebbe a un blocco dello sviluppo di questa tecnologia a discapito di una strategia industriale di lungo periodo.

Per quanto riguarda considerazioni legate al prezzo, il decreto permette di ribassare sino al 70% il valore di base asta. Tenendo presente che in Germania le ultime aste per il fotovoltaico si sono chiuse sui 40 €/MWh, corrispondenti a una riduzione rispetto alla base d'asta fissata nel decreto del 40% , è possibile che i risultati delle aste propendano a favore della tecnologia fotovoltaica e che il costo finale del meccanismo possa essere inferiore a quanto preventivato dal legislatore.

Quanto alla sezione dedicata ai PPA manca nel decreto un riferimento temporale entro il quale il legislatore intende costituire una piattaforma di mercato per una loro contrattazione in merito a cui dà mandato al GME di avanzare delle consultazioni. Mancano quindi riferimenti temporali per definire i contratti tipo e predisporre una sistema di acquisto e di controparte nei contratti di produzione. Manca un'indicazione sulle intenzioni del legislatore in merito all'introduzione di meccanismi di protezione dei prezzi minimi dei contratti a lungo termine, come ipotizzata nella SEN.

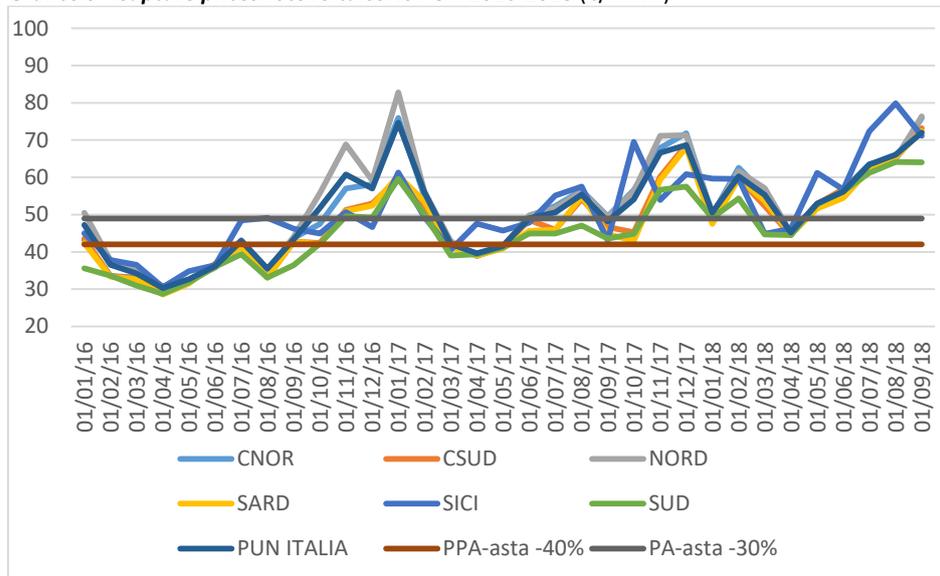
Dall'analisi dei prezzi di mercato 2016-2018, si evince come i *capture prices*⁴ di eolico e fotovoltaico risultino sempre più vicini al LCOE delle tecnologie. I **grafici 9 e 10** illustrano i

⁴ Ovvero quanto un impianto PV o eolico avrebbe potuto prendere a mercato in relazione ai prezzi zonal e la producibilità attesa da un profilo tipo per tecnologia.

capture prices di eolico e fotovoltaico per le diverse zone rispetto al PUN nazionale e rispetto a ipotetici contratti PPA.

Nel **grafico 9** si illustra la differenza rispetto a PPA fotovoltaici con valore 42 €/MWh e 49 €/MWh rispettivamente corrispondenti a un'offerta a sconto sulle aste di grande fotovoltaico del 40% e del 30%.

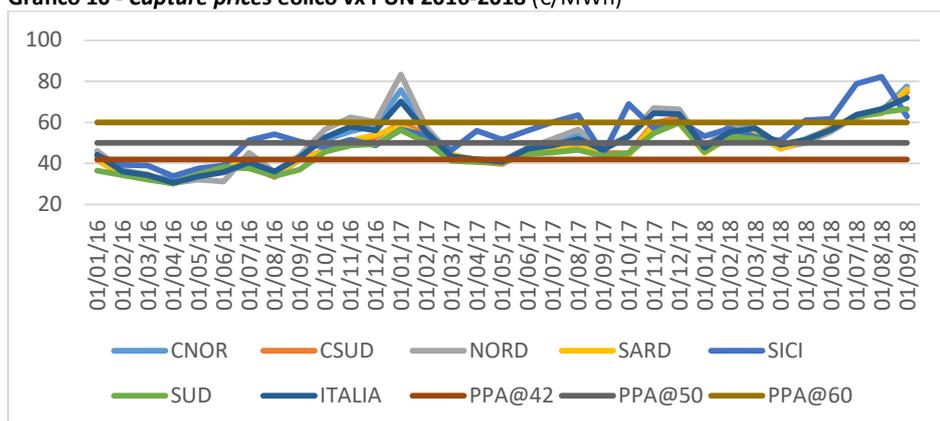
Grafico 9 - Capture prices fotovoltaico vs PUN 2016-2018 (€/MWh)



Fonte: REF-E

Il **grafico 10** raffigura i *capture price* degli impianti eolici nelle diverse zone di mercato e PUN nazionale e li paragona graficamente a PPA di 40, 50 e 60 euro

Grafico 10 - Capture prices eolico vx PUN 2016-2018 (€/MWh)



Fonte: REF-E

Dal confronto delle differenze, a titolo di esempio, un impianto da 1MW installato al Sud e Nord Italia, nel periodo 1 gennaio 2016 – 30 settembre 2018 con PPA a 42 e 49 €/MWh avrebbe generato in tre casi su quattro un costo inferiore a quello di mercato.

La **tabella 2** riporta le differenze nei tre anni 2016, 2017 e 2018. I *capture prices* del 2016 risultano in tutti i casi inferiori ai valori ipotetici di sottoscrizione dei PPA generando per

ciascun MW installato i costi riportati in tabella. Nel 2017, gli impianti PV in Nord Italia risultano competitivi sia a 42 che a 49 €/MWh generando una differenza positiva tra valore PPA e *capture prices*. Nel 2018 tutti i contratti PPA generano una differenza positiva rispetto ai *capture prices*. Da notare come gli impianti PV, nonostante la minore producibilità annua, risultano più competitivi al Nord.

Tabella 2 - Bilancio della differenza in euro di un impianto PV di 1 MW sud Italia 1.400 MWh anno, nel periodo 1 gennaio 2016 – 30 settembre 2018

Bilancio per differenza (€)	(PPA – asta -40%) 42 €/MWh	(PPA – asta -30%) 49 €/MWh
2016	7 879 ⁵	17 679
2017	-5 485	4 314
2018	-16 675	-8 492
Totale	-14 280	13 502

Tabella 3 - Bilancio della differenza in euro di un impianto PV di 1 MW nord Italia 1.250 MWh anno, nel periodo 1 gennaio 2016 – 30 settembre 2018

Bilancio per differenza (€)	(PPA – asta -40%) 42 €/MWh	(PPA – asta -30%) 49 €/MWh
2016	607	9 357
2017	-13 719	-4 969
2018	-18 190	-10 884
Totale	-31 302	-6 496

Al pari vengono calcolate le differenze per un impianto eolico, con producibilità di 1.800 h/anno, in Sicilia e Sud Italia. In questo caso le differenze sono calcolate tra un PPA a 42 €/MWh, 50 €/MWh e 60 €/MWh. I valori riportano le differenze rispetto ai prezzi zonali nel periodo 1 gennaio 2016 - 30 settembre 2018.

Il confronto con il Nord Italia, dove il potenziale eolico è limitato, serve a sottolineare l'importanza del rafforzamento delle reti per il transito della generazione rinnovabile i cui potenziali sono maggiori, sia per eolico sia per fotovoltaico nel Sud e nelle isole. I risultati sono dati dai *capture prices* inferiori per le tecnologie rinnovabili realizzati nel Sud ed isole in corrispondenza di prezzi zonali influenzati dalle immissioni FER.

Tabella 4 - Bilancio della differenza in euro di un impianto eolico di 1 MW, Sardegna 1.800 MWh anno, nel periodo 1 gennaio 2016 – 30 settembre 2018

Bilancio per differenza (€)	42 €/MWh	50 €/MWh	60 €/MWh
2016	3 431	17 831	35 831
2017	-12 211	2 189	20 189
2018	-20 109	-9 309	4 191
Totale	-28 889	10 711	60 211

Tabella 5 - Bilancio della differenza in euro di un impianto eolico 1 MW sud Italia 1.800 MWh anno, nel periodo 1 gennaio 2016 – 30 settembre 2018

Bilancio per differenza (€)	42 €/MWh	50 €/MWh	60 €/MWh
2016	6 824	19 777	39 224
2017	-9 678	4 722	22 722
2018	-18 661	-7 861	5 639
Totale	-21 515	16 638	67 585

⁵ Significa che il PPA è risultato più costoso di 7,879 euro rispetto ai prezzi che avrebbe conseguito a mercato nella zona di riferimento (*capture price*)

Tabella 6 - Bilancio della differenza in euro di un impianto eolico 1 MW sud Italia 1.800 MWh anno, nel periodo 1 gennaio 2016 – 30 settembre 2018

Bilancio per differenza (€)	42 €/MWh	50 €/MWh	60 €/MWh
2016	-1 760	12 640	30 640
2017	-23 037	-8 637	9 363
2018	-21 162	-10 362	3 138
Totale	-45 959	-6 359	43 141

Con gli attuali prezzi del gas (24 €/MWh) ed ETS attorno ai 20 €/t nelle zone e nelle tecnologie selezionate i contratti PPA mostrano vantaggi economici fino a livelli di 50-60 €/MWh. Un ritorno ai prezzi 2016 del gas (17 €/MWh) e una probabile conseguente riduzione del prezzo ETS renderebbe i PPA svantaggiosi per valori superiori ai 40 €/MWh. Per una diffusione, nelle quantità necessarie all'obiettivo 2030, dei PPA si rende necessaria la proposta di strumenti di garanzia dei valori *floor* dei contratti PPA e strumenti di stabilizzazione della volatilità del mercato elettrico determinata dal prezzo gas e dal valore dell'ETS.

Sempre in riferimento al settore elettrico e proprio in considerazione della strategicità delle FER sul lungo periodo emerge altrettanto l'urgenza di un provvedimento che offra una prospettiva per lo sviluppo delle FER non a mercato, che oggi comprende tecnologie fondamentali quali il solare a concentrazione.

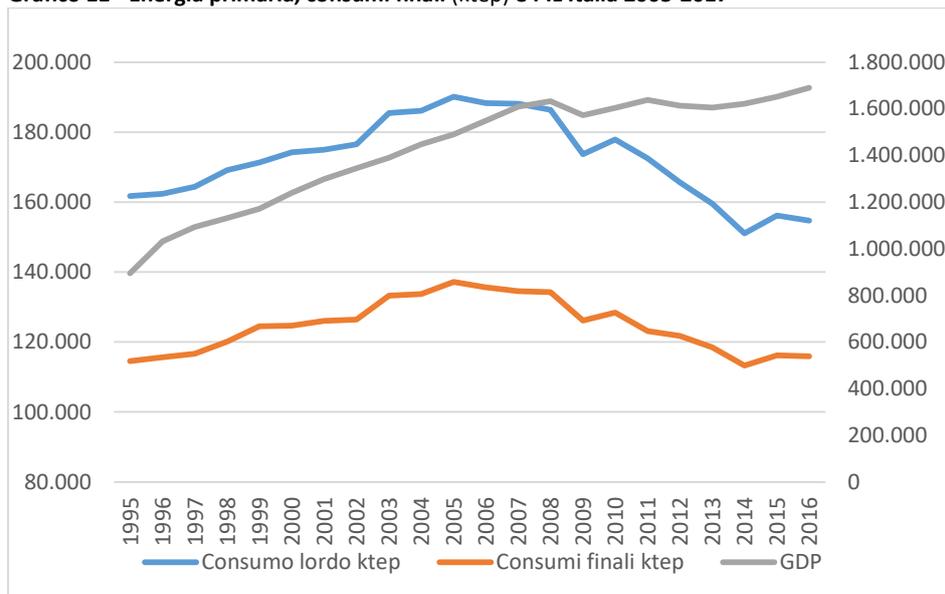
Box 6 - Sintesi valutazione rinnovabili

- Manca una prospettiva di lungo periodo dello sviluppo FER anche in chiave di strategia industriale. Lo sviluppo a singhiozzo è dannoso per la filiera produttiva e non in linea con gli obiettivi 2030 e 2050
- Gli obiettivi delineati dalla SEN sono inferiori di circa 7 Mtep rispetto alla nuova proposta di Direttiva FER
- Lo scenario di crescita della SEN appare troppo sbilanciato nel lustro 2025-2030. Difficilmente tale trend potrà accogliere gli incrementi di obiettivo chiesti dalla revisione della Direttiva
- La proposta di Decreto per le rinnovabili mature mette in totale concorrenza eolico e fotovoltaico con potenziali ricadute negative sul settore industriale
- La proposta ricopre il 10% circa dei volumi FER necessari al 2030
- Con l'attuale costo del gas e valore ETS, i PPA risultano a mercato fino alla soglia di 50-60 €/MWh, tuttavia necessita di meccanismi di protezione rispetto alla volatilità dei prezzi delle fossili
- La proposta identifica un primo schema per istituire una piattaforma di contrattazione dei PPA, ma mancano indicazioni temporali né viene istituito alcun meccanismo di garanzia verso la volatilità del prezzo dei combustibili fossili.

3.2 Efficienza energetica

Buona parte degli indicatori positivi della strategia di decarbonizzazione del settore energetico e di *compliance* rispetto agli obiettivi europei al 2020 sono da imputare all'andamento della domanda di energia. Al 2016 la domanda di energia primaria risulta del 18,5% inferiore in termini assoluti rispetto al 2005 e del 13% rispetto al 2010. Quanto ai consumi finali il calo è calcolato in una riduzione del 15,4% rispetto al 2005 e del 9,7% rispetto al 2010.

Grafico 11 - Energia primaria, consumi finali (ktep) e PIL Italia 2005-2017



Fonte: elaborazione su dati Eurostat

La valutazione dei risparmi conseguiti attraverso strumenti e misure porta ad una quantificazione dei risparmi per 11,58 Mtep anno al 2016, con un risultato superiore all'obiettivo del Piano d'Azione nazionale per l'Efficienza Energetica (PAEE) che era fissato, per lo stesso anno, a 10,87 Mtep/anno.

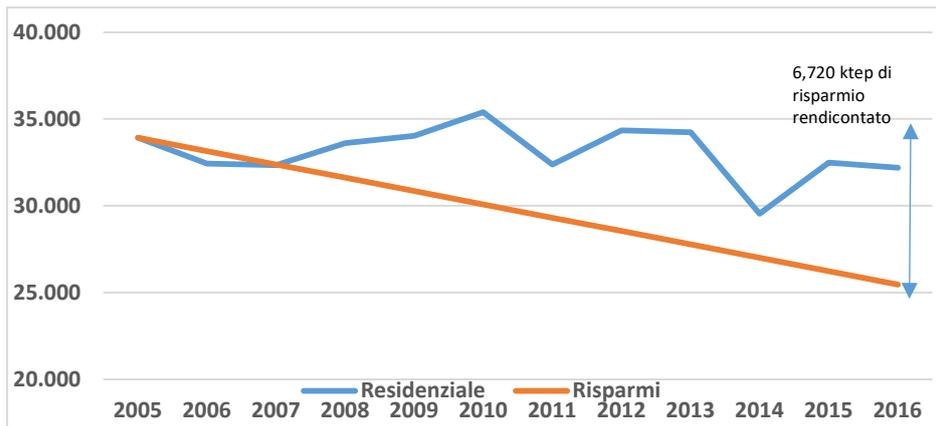
La maggior parte dei risparmi rendicontati dalle politiche e misure nazionali è stata conseguita nel settore residenziale, oltre il 50% del volume complessivo, grazie all'azione combinata di tre strumenti: i TEE, le detrazioni fiscali e i nuovi standard sul rendimento energetico nell'edilizia. Quindi nel settore industria grazie prevalentemente allo strumento dei TEE e infine nei trasporti grazie ai miglioramenti di efficienza del parco circolante per regolamento europeo ed ecoincentivi collegati.

Tabella 7 - Risparmi energetici per settore e misura al 2016 (Mtep)

Settore	Residenziale	Terziario	Industria	Trasporti	Totale strumento
TEE	1.86	0.23	2.71	-	4.79
Detrazioni fiscali	2.77	0.03	0.05	-	2.85
Conto termico	-	0.003	-	-	0.003
Standard edilizia	1.99	0.09	0.2	-	2.28
Ecoincentivi e regolamento comunitario	-	-	-	1.47	1.47
Altre misure	0.1	-	-	0.09	0.19
Totale risparmi 2016	6.72	0.35	2.95	1.56	11.58

Per valutare gli impatti sui consumi finali, disaggregando per settore, si riscontra come nel residenziale le politiche per il risparmio energetico siano contabilizzate per un volume superiore rispetto alla riduzione in termini assoluti della domanda. Segno che il settore residenziale avrebbe espresso una decisa crescita dei consumi in assenza delle misure. Al netto delle politiche, avrebbe registrato nel periodo 2010-2016 un incremento del 9%, del 14% rispetto al 2005-2016.

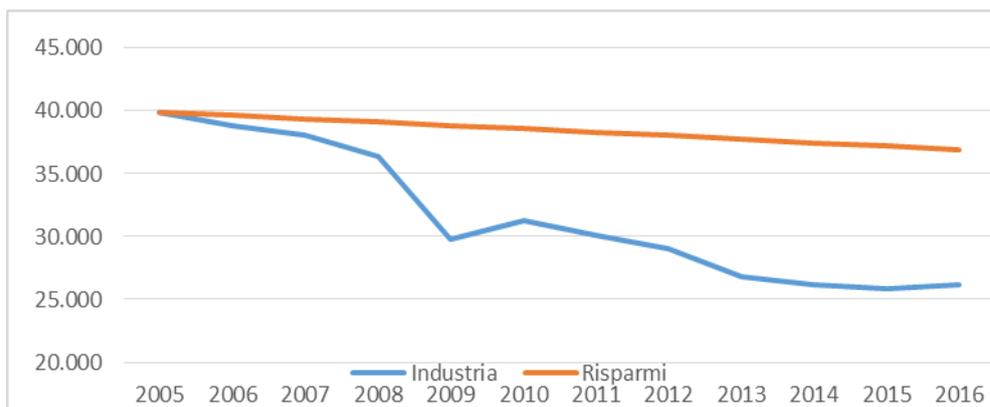
Grafico 12 - Domanda finale residenziale e risparmi rendicontati al 2016 (ktep)



Fonte: PAEE 2017

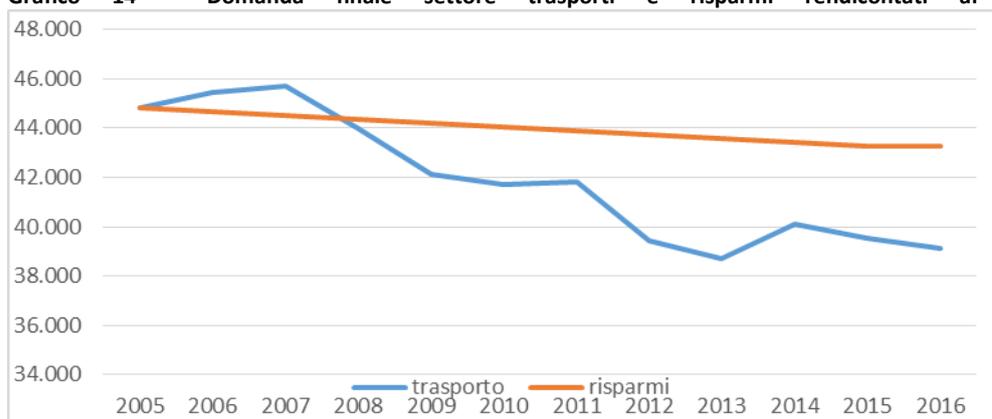
Al contrario il settore industriale e quello dei trasporti hanno ridotto i consumi per volumi ben superiori a quelli rendicontati dai provvedimenti di efficienza energetica.

Grafico 13- Domanda finale settore industria e risparmi rendicontati al 2016 (ktep)



Fonte: PAEE 2017

Grafico 14 - Domanda finale settore trasporti e risparmi rendicontati al 2016 (ktep)



Fonte: PAEE 2017

Nel periodo 2011-2020 le misure previste intendono incidere sul settore industriale attraverso lo strumento dei TEE per il 30% circa dell'obiettivo 2020, sul settore dei trasporti per un altro 30%, per il rimanente terzo dei risparmi nel settore residenziale e terziario, inclusa la PA.

Tabella 8 - Obiettivi di efficienza energetica al 2020 in termini di energia finale e primaria (Mtep)

Settore	Misure previste nel periodo 2011-2020					Risparmio atteso al 2020	
	Certificati bianchi	Detrazioni fiscali	Conto Termico	Standard normativi	Investimenti mobilità	Energia finale	Energia Primaria
Residenziale	0.15	1.38	0.54	1.60		3.67	5.14
Terziario	0.10		0.93	0.20		1.23	1.72
PA	0.04		0.43	0.10		0.57	0.80
Privato	0.06		0.50	0.10		0.66	0.92
Industria	5.10					5.10	7.14
Trasporti	0.10			3.43	1.97	5.50	6.05
Totale	5.45	1.38	1.47	5.23	1.97	15.50	20.05

Fonte: PAEE 2014

È difficile scorporare, nell'analisi della domanda energetica aggregata e per settore, quanto sia dovuto ai cambiamenti produttivi e comportamentali a seguito della crisi economica e quanto sia imputabile direttamente agli strumenti di promozione dell'efficienza energetica in campo.

Ovvero gli strumenti per l'efficienza energetica agiscono in un contesto in cui altre variabili (PIL e composizione del PIL per settore) sono più determinanti nell'influire sulla domanda finale. La Direttiva europea sull'efficienza, pur individuando un obiettivo quantitativo in termini assoluti di domanda aggregata al 2030 sui quali fare convergere i Piani Energia e Clima, introduce obiettivi relativi per quanto riguarda la valutazione degli strumenti: 32,5% rispetto al tendenziale e richiesta lato produzione/distribuzione di dimostrare risparmi per almeno l'1,5% dei volumi dell'anno precedente.

La riduzione della domanda energetica finale, tuttavia, rimane una condizione fondamentale della politica climatica e del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione a livello nazionale. Ad esempio, in coincidenza dell'obbligo FER al 32%, una stabilizzazione della domanda al 2030 rispetto ai volumi attuali, anziché una riduzione come quella delineata dalla

SEN, corrisponderebbe alla necessità di un ulteriore input di FER di 7 Mtep equivalenti ad ulteriori 80 TWh elettrici. Una quantità difficilmente raggiungibile.

Negli ultimi anni (**grafico 11**) la domanda energetica, nonostante gli strumenti in campo, si è stabilizzata, arrestando la decrescita innescata dalla crisi economica del 2008-2009. La presenza di strumenti in grado di ridurre i consumi finali in termini assoluti e non solo relativi, risulta pertanto una caratteristica fondamentale delle politiche sull'efficienza.

La difficoltà delle politiche sull'efficienza energetica, in relazione alla decarbonizzazione, consiste proprio nell'assicurarsi di riuscire non solo a consegnare obiettivi in termini relativi ma il più possibile incidere sull'andamento della domanda in termini assoluti.

La Strategia Nazionale sull'efficienza Energetica appare declinata su un considerevole numero di misure e provvedimenti e diramata nel Paese attraverso una serie di azioni a diversi livelli di sussidiarietà. La distribuzione delle risorse per finanziare l'efficienza avviene attraverso una molteplicità di attori del settore privato, di meccanismi di tipo fiscale quali le detrazioni, o l'accesso a fondi per il finanziamento diretto degli interventi.

Buona parte dell'impostazione della strategia nazionale odierna origina dal Dgls 102/2014 in cui vengono esposti gli ambiti e definiti gli strumenti d'intervento in tema di efficienza energetica. La SEN stessa ricalca fundamentalmente la struttura del decreto. La SEN riporta una vasta gamma di strumenti, politiche e misure per l'efficienza energetica, ma manca una capacità di quantificare per ciascuno di esso l'obiettivo quantitativo e la descrizione degli strumenti di implementazione.

Ad oggi si riscontra a livello istituzionale un'avanzata capacità di riportare e quantificare ex-post i risparmi raggiunti ma meno una capacità di associare a ciascuno strumento proposto un obiettivo quantitativo e un sistema di monitoraggio e correzione in funzione dei risultati. Manca una gerarchia degli interventi, anche in relazione al loro impatto potenziale in termini di riduzione della domanda in termini assoluti.

Infine, ad eccezione del meccanismo dei TEE che si basa su una quota d'obbligo crescente negli anni, tutti i provvedimenti che promuovono l'efficienza energetica non sono collegati a voci di bilancio garantite nel lungo periodo. Il sistema delle detrazioni per efficienza energetica è confermato periodicamente dalle leggi finanziarie, altrimenti è equiparato alle detrazioni comunque garantite agli interventi di ristrutturazione straordinaria.

La SEN anticipava l'intento di rafforzare il meccanismo dei TEE, ma l'azione legislativa del 2018 è rimasta confinata a strumenti per la regolazione dei prezzi dei titoli e non al potenziamento dello strumento.

Box 7 - Sintesi valutazione efficienza energetica

- È difficile identificare nell'andamento in valori assoluti della domanda finale l'impatto dei provvedimenti a oggi in campo per l'efficienza energetica
- L'efficienza è un tassello fondamentale della politica di decarbonizzazione e la domanda finale è il valore base per il calcolo degli obiettivi FER.
- Politiche e misure sono presenti e coprono una vasta gamma di settori coinvolgendo una

molteplicità di attori

- A fronte di una buona capacità di analisi ex-post dei risultati, le strategie nazionali, inclusa la SEN mancano di capacità di valutazione degli impatti dei singoli strumenti
- Ad eccezione dei TEE, gli altri strumenti in campo hanno un orizzonte temporale non definito nel lungo periodo
- La SEN prevede un potenziamento dello strumento dei TEE, a oggi non ancora in agenda

3.3 *Phase-out* carbone

La mancanza di definizione di strumenti per l'implementazione del *phase-out*, alla quale si sovrappone la mancata nomina della Cabina di Regia come indicato nella SEN, rende l'intento politico annunciato un'opzione e non una decisione.

L'intento politico di una strategia nazionale, senza uno strumento di implementazione, introduce unicamente un obiettivo indicativo di *policy*. La rilevanza del provvedimento, sia in termini economici, che ambientali, che di sicurezza dei sistemi necessita la definizione di una precisa politica al fine di ottimizzare i vantaggi e ridurre gli svantaggi della scelta. Al contrario, un provvedimento unicamente annunciato a cui non faccia seguito una politica di implementazione ne massimizza gli svantaggi a discapito dei vantaggi.

La programmazione della chiusura permette di fissare una data e con questo di programmare per tempo sia gli interventi infrastrutturali necessari a compensare la mancata presenza delle centrali a carbone, sia di indirizzare risorse o alternative adeguate alle maestranze interessate e ai territori dove operano le centrali, alle attività logistiche e portuali interessate.

Box 8 - Impiego dei proventi ETS per il ricollocamento

La Direttiva 410/2018 sull'ETS prevede, ad esempio, la possibilità di indirizzare parte del ricavato delle aste a interventi per il ricollocamento dei lavoratori impegnati nelle centrali e nel relativo indotto.

L'articolo 10 della Direttiva ETS 2003/87/CE come modificato dalla Direttiva 410/2018 prevede che gli Stati membri possano utilizzare i proventi delle aste per promuovere la creazione di competenze e il ricollocamento dei lavoratori al fine di contribuire a una transizione equa verso un'economia a basse emissioni di carbonio, in particolare nelle regioni maggiormente interessate dalla transizione occupazionale, in stretto coordinamento con le parti sociali.

La possibilità di programmare permette agli operatori del mercato di indirizzare gli investimenti di nuova capacità in relazione alle assunzioni sui prezzi zonal di breve e lungo periodo derivanti dalla chiusura delle centrali. Inoltre, il dubbio normativo pone questioni rilevanti circa l'impiego degli investimenti necessari alla manutenzione ordinaria e straordinaria delle centrali, circa i costi per ottemperare ai requisiti introdotti dalla Direttiva BREF, e le relative compensazioni in caso di *phase-out*.

L'azione legislativa e la chiarezza di strumenti per l'implementazione dell'intento di policy riguardano sia le precondizioni che le implicazioni relative alla chiusura delle centrali a carbone.

Tra le precondizioni la definizione dello strumento per implementare il phase-out fornisce un'indicazione chiara rispetto:

- alle infrastrutture di rete necessarie aggiuntive rispetto a quelle delineate nei piani di sviluppo di Terna
- all'urgenza e alle quantità di accumulo e DSM necessarie per la sicurezza dei sistemi
- alla necessità di nuova potenza (tipo e quantità) per la garanzia della sicurezza.

Tra le implicazioni si hanno:

- piani di conversione locali, non solo sul sito della centrale ma sull'attività economica delle aree interessate, sull'indotto, sulle infrastrutture
- la riallocazione delle maestranze
- le decisioni relative ai costi ordinari e straordinari di manutenzione delle centrali
- la definizione o meno di compensazioni.

E' necessario quindi tracciare un percorso programmato nel tempo.

Box 9 - Sintesi valutazione phase-out

- La mancanza di definizione di uno strumento per l'implementazione del phase-out delle centrali a carbone rischia di ridurre i vantaggi della decisione
- La decisione di chiusura riguarda sia pre-condizioni relative ai sistemi elettrici, legate alla sicurezza e adeguatezza dei sistemi, sia implicazioni dirette in merito ai temi di equa transizione e di manutenzione corrente delle centrali
- La Direttiva 410/2018 autorizza l'impiego dei proventi delle aste CO2 per le compensazioni a seguito della chiusura della centrale.



4 PROPOSTE

4.1 Piano e strategie

La Strategia Energetica Nazionale e ancor più il Piano Energia e Clima al 2030 devono essere considerati come delle tappe per un percorso di decarbonizzazione dei sistemi energetici nel lungo periodo al 2050. Manca, a livello nazionale, una visione di lungo periodo a cui riportare e raccordare nel tempo le diverse strategie e piani. **L'occasione della revisione della Roadmap europea al 2050 potrebbe essere l'occasione per predisporre un lavoro finalizzato a offrire una visione di lungo periodo.**

L'esperienza del decennio in corso 2010-2020 ha mostrato come, accelerazioni tecnologiche, impatti dei meccanismi di incentivazione, altre variabili non riferibili alle politiche nazionali ed europee, quali la crisi economica o i prezzi relativi dei combustibili, hanno influito in maniera considerevole sul raggiungimento degli obiettivi quantitativi fissati nel breve periodo. Al contrario la valutazione dei sistemi energetici deve essere fatta, o quanto meno bilanciata, in riferimento alla decarbonizzazione di lungo periodo, più che al raggiungimento degli obiettivi nel breve.

Le politiche e le misure per la riforma dei sistemi energetici, e la contestuale produzione legislativa, hanno subito un rallentamento negli ultimi anni in considerazione degli alti costi dei meccanismi d'incentivazione e del raggiungimento anticipato degli obiettivi 2020. Tuttavia hanno trascurato gli impatti sul sistema industriale e produttivo, peraltro in un periodo di crisi, di politiche di sviluppo a fisarmonica con forti accelerazioni e bruschi rallentamenti.

L'impostazione della SEN soffre di questa mancata armonizzazione tra la visione di breve e quella di lungo, mostrando obiettivi fino al 2020 non allineati con la traiettoria 2030 ma mutuati dal piano 20-20-20.

Altrettanto, nella proposta al 2030, l'eccessivo affidamento a modelli per l'elaborazione delle politiche e degli obiettivi, che mostrano (senza sorprese) costi decrescenti delle tecnologie nel tempo, deve essere compensato dalla capacità di affrontare la riforma dei sistemi energetici attraverso una proposta di politica industriale e professionale. **Da questo punto di vista si suggerisce di rivedere le traiettorie di crescita delle FER, in considerazione di una crescita più equilibrata nel tempo.** Questo si rende necessario peraltro in considerazione del fatto che i nuovi obiettivi introdotti dalla modifica alla proposta di direttiva FER, renderebbero i tassi di crescita FER proposti nella SEN poco sostenibili.

Quindi si sottolinea la necessità di aggiornare gli obiettivi di risparmio energetico, anche alla luce della revisione della direttiva europea, con una maggiore presenza del settore industriale in continuità con il percorso degli ultimi anni, peraltro oggetto del meccanismo ETS e bisognoso di una politica per l'efficienza.

La SEN rappresenta una duplicazione dei Piani Energia e Clima. **La proposta è di ereditare il lavoro fatto per la predisposizione della SEN per trasformare il documento strategico in una visione di lungo periodo al 2050**, a cui fare riferimento nel tempo con l'avanzare dei piani Energia e Clima.

Box 10 - Sintesi proposte piano e strategie

- Proposta di un piano di lungo periodo. In particolare ereditare il lavoro della SEN per trasformare il documento strategico in un piano al 2050 da accompagnare ai piani Energia e Clima europei
- Rivedere nell'aggiornamento dell'obiettivo FER nel Piano Energia e Clima la traiettoria di sviluppo delle FER con maggiore attenzione alla strategia industriale
- Nel rivedere gli obiettivi di efficienza energetica nel Piano per soddisfare le richieste della Direttiva EE, prevedere maggiori risultati nel settore industriale.

4.2 Rinnovabili

Nello specifico dello sviluppo delle fonti rinnovabili le proposte si articolano su:

- miglioramenti dell'attuale proposta legislativa
- strumenti per rafforzare la penetrazione dei PPA.

4.2.1 Miglioramenti dell'attuale proposta legislativa:

Si propone nell'approvazione del Decreto sulle rinnovabili mature di definire i contingenti ad asta non in ragione di obiettivi di sviluppo sulla capacità (MW), bensì su obiettivi di costo complessivo per il sistema. Aniché predeterminare i MW ad asta, i contingenti andrebbero progressivamente aggiornati in base ai risultati delle aste.

La possibilità di ribassare la base d'asta fino al 70% e la significativa differenza di producibilità tra eolico e fotovoltaico, infatti, introducono variabili che possono significativamente ridurre i costi del sistema rispetto alle aspettative del legislatore. **Tale vantaggio andrebbe automaticamente diretto a un ulteriore sviluppo delle FER.**

Quindi risulta opportuno **inserire dei contingenti minimi per tecnologia come criterio di accesso alle aste**, un piccolo differenziale di prezzo nelle aste, potrebbe infatti precludere lo sviluppo tecnologico di alcune filiere con pesanti, controproducenti ed inutili ricadute sul settore industriale.

In sostanza in base ai risultati delle aste del 31 gennaio 2019 in termini di costo complessivo (producibilità x prezzo d'asta) e rappresentanza delle tecnologie, andrebbero aggiornati i contingenti ad asta (MW) della sessione successiva al 31 maggio.

Le motivazioni di fondo sono:

- necessità di garantire una rappresentanza minima per tecnologie a mercato, comunque strategiche per lo sviluppo delle FER nel lungo periodo
- la considerazione del fatto che i contingenti individuati oggi dai decreti risultano comunque inferiori a quanto sarebbe necessario per uno sviluppo lineare delle FER per perseguire l'obiettivo 2030.

4.2.2 Strumenti per rafforzare la penetrazione dei PPA

Dall'analisi dei prezzi di mercato e in base alle assunzioni di LCOE per le tecnologie ad oggi competitive **risulta opportuno spostare sui PPA il meccanismo per lo sviluppo delle FER nel lungo periodo.**

Per un ricorso ai PPA è necessario completare il percorso individuato dalla proposta di Decreto sulle FER e promuovere meccanismi per la garanzia del prezzo *floor* dei contratti anche attraverso l'introduzione di strumenti per stabilizzare il prezzo dell'energia sui mercati.

Per una diffusione dei PPA serve, almeno nelle fasi iniziali, l'istituzione di un meccanismo di garanzia rispetto al rischio investimenti nel lungo periodo. Rischio legato principalmente alla volatilità del prezzo del gas naturale, alla congestione delle reti e disallineamento tra produzione e consumo delle FER aleatorie.

Il meccanismo di garanzia dovrebbe permettere il ritiro dell'energia FER a un minimo assicurato (*floor*), generando un costo per chi si è vincolato negli acquisti di lungo periodo. **La garanzia di copertura potrebbe essere rappresentata dalla costituzione di fondo dove confluiscono le differenze, negative e positive, tra i PPA e il valore dell'energia a mercato.**

Nelle fasi iniziali dei PPA **il fondo andrebbe alimentato da parte dei proventi della vendita ad asta delle quote ETS.** La previsione di entrate dalle aste, nell'assunzione di un prezzo medio nel periodo di 26,8 €/t nel periodo 2021-2030, è di 14 miliardi. Con una previsione media anno di 1,4 miliardi di euro.

A questo proposito per rafforzare il mercato dei PPA, si propone **l'introduzione di un carbon floor price** nell'ottica di:

- a) introdurre un meccanismo che permetta di stabilizzare parte della componente del prezzo elettrico
- b) fungere da garanzia dei volumi delle entrate derivanti dalle aste di CO₂.

La previsione di entrate dalla somma di aste e un CFP crescente da 20 €/t a 40 €/t nel periodo 2021-2030 è di 16,6 miliardi.

L'introduzione di un CFP è in linea con l'intento di phase-out del carbone al 2025. **Il prezzo ETS ancora sino al 2030 sul mercato europeo verrà definito dal differenziale di costo tra generazione a gas e generazione a carbone.** La variabilità del prezzo ETS sarà pertanto definito dai prezzi relativi dei due combustibili fossili. Nel momento in cui l'Italia esce dalla generazione a carbone, l'ETS risulterebbe poco efficace nell'indirizzare i mercati verso la decarbonizzazione. Al contrario la volatilità dei prezzi delle quote, solitamente simmetrica rispetto a quella del gas naturale, sarebbe controproducente in un contesto in cui i PPA rappresentano un tassello importante della strategia di decarbonizzazione.

Con il CFP il valore del CO2 viene stabilizzato in maniera funzionale alle caratteristiche del mercato italiano che si va a spostare sulle fonti rinnovabili. Il vantaggio è una ridotta volatilità del prezzo nel mercato elettrico e una maggiore stabilità delle entrate nelle casse dello Stato per indirizzare la transizione energetica.

Contestualmente il supporto ai PPA potrà avvenire anche **attraverso stimoli sul lato della domanda** elettrica. In particolare:

- **introduzione di un regime fiscale agevolato (tipo titoli di stato) per i prodotti d'investimento (obbligazioni) finalizzati all'esclusivo finanziamento di impianti rinnovabili**
- **defiscalizzazione al consumo finale (imposte ed accise) per gli acquisti di energia elettrica relativamente alle quote assicurate da PPA rinnovabili.**

Nel medio periodo, a fronte di una diffusione dei PPA inferiori al trend di sviluppo delle FER necessario agli obiettivi, potrebbe essere necessario valutare:

- **l'introduzione di un meccanismo di certificati verdi sui consumatori finali** corrispondente a percentuali obbligatorie di copertura dei fabbisogni attraverso la contrattazione di PPA
- **lo svolgimento di aste per la sottoscrizione di contratti PPA da parte del GSE** o altro ente individuato come aggregatore di domanda.

Box 11 - Articolo 10 direttiva ETS possibilità di usare i proventi per sviluppo FER

La direttiva 410/2018 che modifica la direttiva ETS prevede la possibilità di utilizzare i proventi delle aste per sviluppare le energie rinnovabili: art 10 «b) sviluppare le energie rinnovabili al fine di rispettare l'impegno dell'Unione in materia di energia rinnovabile, nonché sviluppare altre tecnologie che contribuiscano alla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio sicura e sostenibile e aiutare a rispettare l'impegno dell'Unione a incrementare l'efficienza energetica, ai livelli convenuti nei pertinenti atti legislativi.

4.2.3 Rinnovabili non competitive

Quindi emerge la necessità di procedere parallelamente con un programma di crescita per le tecnologie non mature. Il solare a concentrazione in particolare, mostra importantipotenzi di crescita. L'esigenza nasce dalla necessità di differenziare le tecnologie FER in un'ottica di completa, o quasi, copertura del fabbisogno elettrico nel lungo periodo e dall'importanza, indipendentemente dai progressi negli accumuli, di sviluppare fonti FER programmabili.

Lo strumento più adeguato risulta essere un incentivo in conto energia, di cui la componente incentivata è definita dalla differenza tra l'LCOE della tecnologia ed i prezzi di mercato. In questo caso andrebbe definito sul lungo periodo, un contingente minimo annuo per tecnologia, all'interno di un costo massimo per il sistema. **Le risorse potrebbero in parte provenire, almeno nei primi anni sino a quando non calano i costi del precedente periodo di incentivazione, dai proventi aste garantiti dall'introduzione del carbon floor price.** È possibile

prevedere di indirizzare alle rinnovabili non competitive le risorse eventualmente non impiegate dal fondo per la copertura dei contratti PPA.

La crescita rilevante in termini di MW nei prossimi anni delle tecnologie rinnovabili più mature, specialmente fotovoltaico ed eolico, nella misura di circa 6.000 MW anno, **avrà la necessità di essere accompagnata da linee guida per l'inserimento degli impianti nel territorio.** La necessità di avere una procedura specifica per le FER è funzionale a ridurre i tempi di autorizzazione degli impianti e ridurre i costi di sviluppo. **La proposta potrebbe prevedere la richiesta da parte delle Regioni di individuare le aree da destinare alla realizzazione degli impianti fotovoltaici e di associare a queste aree procedure autorizzative semplificate.**

Box 12 - Sintesi proposte rinnovabili

- Definire i contingenti ad asta non in ragione di obiettivi di sviluppo sulla capacità (MW), bensì su obiettivi di costo complessivo per il sistema. Prevedere una riassegnazione di MW nelle aste successive a fronte di costi inferiori alle previsioni
- Garantire una rappresentanza minima per ogni tecnologia, anche competitiva attraverso un contingente riservato minimo nelle aste
- Introdurre strumenti per rafforzare la diffusione dei PPA
- Introdurre un sistema di garanzia, *floor* per i PPA, attraverso la costituzione di un fondo, alimentato dai proventi delle aste CO2 e in cui convergono le differenze tra PPA e mercato
- Introdurre il *carbon floor price* per stabilizzare i prezzi del termico ed assicurare un gettito costante dalle quote ETS
- Prevedere incentivi lato domanda con stimoli fiscali sui prodotti di finanziamento delle FER ed esenzioni della fiscalità per le quote coperte da PPA
- Prevedere nel medio periodo la possibilità di introdurre aste per la garanzia dei PPA o l'introduzione di un obbligo di certificati verdi al consumo
- Prevedere una crescita delle FER non competitive anche aprendo a un conto energia, alimentato nel breve dai proventi ETS/CFP
- Arrivare a procedure di autorizzazione semplificate in aree identificate dalle Regioni secondo linee guida nazionali

4.3 Efficienza energetica

Sul fronte efficienza energetica vengono avanzate le seguenti proposte.

Per il periodo 2021-2030 sembra opportuno **riconduurre, in occasione della ratifica della Direttiva EE, a un solo testo legislativo la Strategia Nazionale per l'efficienza Energetica in maniera da assicurare un coordinamento tra le misure e una quantificazione degli obiettivi proposti dai provvedimenti.** Ad oggi si riscontra a livello istituzionale un'avanzata capacità di riportare e quantificare ex-post i risparmi raggiunti ma meno una capacità di associare a

ciascuno strumento proposto un obiettivo quantitativo ed un sistema di monitoraggio e correzione in funzione dei risultati. Il testo della SEN riporta una vasta gamma di strumenti, politiche e misure per l'efficienza energetica, ma manca una capacità di quantificare per ciascuno di esso l'obiettivo quantitativo e la descrizione degli strumenti di implementazione.

Con l'occasione del recepimento della nuova direttiva europea su efficienza, la revisione del Dgls 102/2014 dovrebbe avere l'obiettivo di un riordino e una più efficace riformulazione degli strumenti in campo con maggiore attenzione alla dimensione strategica delle politiche.

Si suggerisce di valutare l'estensione del meccanismo dei TEE al settore della vendita di energia elettrica e gas a partire dal 2021. Questo permette di introdurre nuovi attori, più vicini ai clienti finali, per perseguire obiettivi di EE, di sgravare i distributori che nel lungo periodo vedrebbero obiettivi quantitativi sempre maggiori e di svincolare dal rimborso tariffario una parte della domanda di TEE. L'interazione venditori di energia - clienti finali dovrebbe essere strutturata in maniera da servire da **leva per la diffusione di soluzioni decentrate di produzione legate alle fonti rinnovabili**, quali strumenti per ottemperare all'obbligo dei TEE.

Per evitare distorsioni nel settore calore il provvedimento dovrebbe essere accompagnato dall'introduzione di una **super accisa/carbon tax per il gasolio da riscaldamento**, da introdurre subito e con progressività.

Il criterio di condizionalità andrebbe applicato anche ai criteri di accesso delle risorse per le imprese energivore ai sensi dell'art 10 della Direttiva 410/2018, in base al quale si prevede che fino al 25% dei proventi da aste CO2 possa essere destinato agli impianti esposti a rischio elevato di incrementi del prezzo dell'elettricità. Si raccomanda di **distribuire le eventuali risorse attraverso la costruzione di un meccanismo di condizionalità che promuova l'efficienza energetica nelle industrie in oggetto.**

Nel merito del meccanismo delle detrazioni, sarebbe opportuno riservare l'incentivo ai soli interventi di ristrutturazione che rispettino specifici criteri di condizionalità. Si suggerisce pertanto di modificare il Testo Unico delle imposte sui redditi, eliminando le detrazioni legate ai lavori di ristrutturazione generici che non siano legati a elementi di condizionalità quali ad esempio l'efficienza energetica, la sismica, o la riduzione delle barriere architettoniche. **In questo modo si avrebbero minori spese per lo Stato e si incrementerebbe il vantaggio economico di realizzare ristrutturazioni efficienti.**

Per quanto riguarda **la diffusione di tecnologie per la generazione distribuita, qui considerate una misura per l'efficienza energetica, si ritiene che lo strumento più adeguato rimanga la detrazione fiscale** con una differenziazione della percentuale in detrazione in presenza di accumuli. Contestualmente, come riportato nella SEN, andrebbe valutata **l'opportunità di una maggiorazione della remunerazione degli investimenti in infrastrutture di distribuzione smart**, in maniera tale da sviluppare reti che siano in grado di accogliere e trarre vantaggio da un modello di generazione distribuita.

Come per tutto il sistema delle detrazioni, in sintonia con la SEN, si raccomanda di completare la riforma in modo che preveda una **rimodulazione dei massimali e delle percentuali a detrazione in funzione delle tecnologie e del loro impatti in termini di efficienza energetica sugli usi finali.**

In ultimo, soprattutto in considerazione di una riforma fiscale che riduca le attuali aliquote IRPEF, sarà **prioritario estendere il meccanismo di trasferimento del beneficio delle detrazioni a un soggetto terzo.**

Box 13 - Sintesi proposte efficienza energetica

- Necessità di un testo unico per la definizione della strategia e strumenti per l'efficienza energetica con maggiore attenzione alla quantificazione degli obiettivi ed alla gerarchia degli strumenti in base ai risultati.
- Estensione del meccanismo TEE al settore della vendita elettricità e gas naturale da affiancare all'obbligo sulla distribuzione.
- Destinare i fondi da art 10 direttiva ETS ai settori industriali a fronte di criteri di condizionalità sull'efficienza energetica.
- Limitare il meccanismo delle detrazioni fiscali in base a criteri di condizionalità. Eliminare l'equiparazione tra interventi per l'efficienza energetica e le ristrutturazioni generiche.
- Considerare la generazione distribuita e l'autoconsumo con accumulo una azione per l'EE.
- Assicurare il meccanismo di detrazioni fiscali, con particolare riferimento all'accumulo.
- Introdurre una remunerazione maggiore per gli investimenti in smart-grid.
- Completare la riforma delle detrazioni fiscali e permettere il trasferimento del beneficio delle detrazioni anche negli interventi di privati.

4.4 Phase-out del carbone

Lo strumento che appare maggiormente adeguato per programmare il phase-out del carbone risulta essere l'introduzione di un Emission Performance Standard al 2025.

L'EPS si configura come un coefficiente massimo di emissione per kWh prodotto (ad esempio 500gCO₂/kWh).

L'introduzione dell'EPS è compatibile con eventuali necessità di garantire la sicurezza del sistema elettrico in caso di ritardo nello sviluppo delle infrastrutture necessarie a compensare la potenza delle centrali a carbone. Infatti, come per altri inquinanti, l'EPS può essere integrato con il possibile impiego delle centrali in caso di indispensabilità e per periodi limitati di funzionamento annuale, esempio <500 ore. Il WWF chiede comunque che si proceda alla chiusura entro i termini stabiliti, dando attuazione agli obiettivi aggiornati sulle energie rinnovabili, comunque indispensabili.

Anche sul fronte delle infrastrutture di rete, una maggiore chiarezza normativa permetterebbe a Terna di acquisire il programma di phase-out nella sua programmazione delle infrastrutture.

Il piano di sviluppo 2018 già include alcuni sviluppi della rete, che possono essere ritenuti funzionali all'intento politico enunciato.

In merito al 2019 sarebbe necessario indicare nel piano di sviluppo la pubblicazione di studi riferibili alle questioni di sicurezza del sistema elettrico nei nodi locali, a seguito della chiusura delle centrali e indicare le eventuali infrastrutture necessarie alla garanzia degli standard di sicurezza.

Box 14 - Sintesi proposte phase out carbone

- Si suggerisce di definire lo strumento per implementare l'intento politico di *phase-out* del carbone
- Lo strumento più adeguato sembra essere l'introduzione di un *Emission Performance Standard* al 2025
- La definizione dello strumento permette la programmazione, anche ai fini della preparazione dei piani di sviluppo di Terna.

4.5 Infrastrutture

Lo sviluppo degli accumuli rappresenta un'infrastruttura indispensabile ad assicurare una sempre maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili aleatorie sulla rete. Le diverse tipologie di accumuli possono fornire sia la disponibilità di capacità (con diversa durata) sia offrire servizi per il dispacciamento. Il differenziale di prezzo nelle ore del giorno e le opportunità offerte dal MSD, permetterebbero già oggi una remunerazione degli investimenti *merchant* in tecnologie per l'accumulo, anche associate allo sviluppo di impianti FER.

È necessario **completare la riforma dell'MSD e modificare il codice di rete in maniera da permettere agli accumuli di partecipare ai mercati, sia per la fornitura di capacità, sia per la fornitura di servizi per il dispacciamento specifici delle tecnologie d'accumulo.** L'esempio è dato dall'apertura in UK.

Sul tema infrastrutture rimane prioritario **affiancare il piano di sviluppo di Terna, da una struttura di monitoraggio,** quale era stata ipotizzata dalla SEN con la cabina di regia, **al fine di identificare progressivamente e aiutare a risolvere le questioni legate agli eventuali ritardi nelle realizzazione delle infrastrutture**

Il Demand Side Management è anch'esso funzionale ad assicurare la sicurezza del sistema elettrico in presenza di una sempre maggiore presenza di fonti aleatorie, senza dovere ricorrere all'impiego di riserva calda. **E' opportuno giungere al termine della fase di sperimentazione e aprire la possibilità per la Domanda di operare sui mercati elettrici, non più solo in modalità sperimentale.**

Box 15 - Sintesi proposte infrastrutture

- Inaugurare un mercato degli accumuli che permetta investimenti *merchant* attraverso l'apertura sull'MSD per l'acquisto di servizi garantiti dalle tecnologie di accumulo

- Estendere la possibilità per gli accumuli di accedere ai mercati della capacità
- Affiancare una struttura di monitoraggio al fine di identificare progressivamente e aiutare a risolvere le questioni legate agli eventuali ritardi nelle realizzazione delle infrastrutture
- Superare la fase sperimentale per l'acquisto di servizi di *Demand Side Management*.

4.6 Governance

Un capitolo significativo della SEN trattava le questioni di governance della strategia energetica. Il documento assegnava a una cabina di regia la funzione di monitoraggio e controllo degli obiettivi declinati nella strategia, nonché chiedeva ai ministri MISE e MATT di riportare annualmente in Parlamento sui progressi.

Si propone di valutare l'opportunità di accorpate le competenze relative a Energia, Clima e Ambiente in un unico Ministero sul modello del Ministero della Transizione Ecologica francese.

In Francia, Belgio, Danimarca e UK il Ministero dell'Energia coincide con le funzioni relative al climate change.

Per quanto accorpamento possa rappresentare un rischio di appiattimento delle politiche climatiche e ambientali rispetto alle istanze degli interessi economici immediati, in presenza di una roadmap di lungo periodo e in considerazione del fatto che gli obiettivi complessivi e il perimetro degli strumenti sono definiti in Europa, tali rischi possono essere considerati inferiori alle opportunità e necessità di coordinamento delle politiche sul tema.

CONCLUSIONI

WWF Italia ha svolto una valutazione sull'attuale stato delle politiche nazionali in relazione al percorso di decarbonizzazione dei sistemi energetici. La valutazione ha in particolare modo affrontato lo stato corrente, le proposte in corso e le maggiori indicazioni contenute nella SEN in merito al settore delle rinnovabili elettriche, dell'efficienza energetica e del phase out del carbone.

La SEN ha anticipato la predisposizione del Piano Energia e Clima ricoprendone, sia nella definizione degli scenari che nelle identificazioni delle misure, importanti ambiti nel percorso di decarbonizzazione dei sistemi energetici europei.

Riguardo alla definizione degli scenari le quantità riportate nella SEN andranno aggiornate in relazione agli obiettivi proposti dalle nuove versioni delle Direttive FER ed EE. Pur non essendo prevista una divisione degli oneri predeterminata tra i paesi membri è probabile che gli obiettivi nazionali della SEN debbano essere incrementati.

Nel merito delle fonti rinnovabili il nuovo obiettivo al 32% dei consumi finali al 2030 corrisponde a un ulteriore input di FER di circa 4-5 Mtep da distribuire nei diversi settori. Le traiettorie di sviluppo delle rinnovabili elettriche previste dalla SEN prevedono una crescita particolarmente pronunciata nel 2025-2030. Tale traiettoria difficilmente sarà compatibile in caso di incremento dell'obbligo e solleva alcuni dubbi rispetto ad una strategia lineare di sviluppo industriale.

L'obiettivo efficienza energetica risulta percentualmente inferiore alla diminuzione in termini assoluti di energia primaria e di domanda finale di energia proposta dalla Direttiva EE. Il Piano Energia e Clima dovrà necessariamente identificare nuovi obiettivi di EE più in linea con il testo della Direttiva. Inoltre la parte della SEN relativa all'efficienza energetica non fornisce gli obiettivi quantitativi associati agli strumenti proposti. L'obiettivo di riduzione dei consumi industriali appare sottostimato.

Nel merito dei settori delle rinnovabili lo studio evidenzia alcuni possibili strumenti e modifiche alle attuali proposte legislative per accompagnare la strategia nazionale al raggiungimento degli obiettivi.

Per ciascuno degli ambiti affrontati dal lavoro vengono proposti diversi strumenti per l'implementazione degli obiettivi già contenuti nella SEN. Strumenti che potranno essere adottati nella stesura del Piano Energia e Clima.

In estrema sintesi, mettendo in evidenza la proposta principale per ciascun ambito.

- **Nelle rinnovabili si ritiene di dare la priorità allo sviluppo dei PPA, di creare per una loro diffusione un meccanismo di protezione dei prezzi floor, attraverso la costituzione di un fondo. Di impiegare parte dei proventi delle aste di CO2 per alimentare il fondo. Quindi si suggerisce di introdurre un *carbon floor price* per stabilizzare il valore dell'ETS, anche in funzione di protezione dei PPA, e garantire entrate costanti per le politiche di decarbonizzazione.**

- **Nell'efficienza energetica la principale proposta è l'estensione del meccanismo dei TEE al settore della vendita del gas naturale e dell'elettricità.**
- **Sul tema del phase-out del carbone lo strumento più adeguato per l'implementazione dell'intento politico enunciato dalla SEN è identificato nell'introduzione di un *Emission Performance Standard*.**

Quindi con maggiore dettaglio.

In riferimento al decreto sulle rinnovabili mature, il lavoro suggerisce due importanti modifiche all'attuale impianto. Da un lato chiede di introdurre la garanzia di uno sviluppo minimo di impianti per ciascuna tecnologia, sottolineando l'importanza di garantire una filiera industriale nelle diverse tecnologie, a fronte di limitati benefici economici nel breve periodo. Dall'alto, proprio in considerazione dell'obiettivo 2030, suggerisce di modificare i contingenti in base ai risultati di costo complessivo del sistema a seguito degli esiti delle aste.

Lo sviluppo dei contratti PPA rappresenta lo strumento principale per la crescita delle rinnovabili al 2030. Con il 55% delle rinnovabili al 2030 (probabilmente di più) è indispensabile iniziare a costruire i mercati sui fondamentali delle fonti rinnovabili per una loro progressiva e completa/quasi completa sostituzione delle fossili come da obiettivo roadmap 2050. Il periodo 2021-2030 è quello in cui dovrà avvenire questa trasformazione.

Il lavoro suggerisce di introdurre un meccanismo di protezione del prezzo delle FER rispetto alla volatilità dei prezzi dei combustibili fossili attraverso la costituzione di un fondo in cui vengono gestite le differenze tra i PPA ed i valori di mercato dell'energia. Una parte delle risorse potrebbe provenire dai proventi delle aste di CO₂.

Quindi identifica il *Carbon Floor Price* come strumento per garantire i proventi delle aste per finanziare le misure per la transizione energetica, contribuire a stabilizzare il prezzo dell'energia elettrica sul mercato con impatto positivo sul ricorso ai PPA e per uscire dalle oscillazioni del valore dell'ETS determinato dal valore di *switch* tra gas e carbone.

Il lavoro infine raccomanda la prosecuzione dei meccanismi di sostegno delle rinnovabili non mature attraverso meccanismi di incentivazione in conto energia. Anche in questo caso i proventi delle aste potrebbero garantire un budget iniziale, senza aggiungere oneri di sistema in attesa della riduzione della componente A3 nei prossimi anni. La stima delle entrate dal ETS nel periodo 2021-2030 ammonta a circa 14 miliardi di euro con l'introduzione di un *cfp* crescente da 20 a 40 euro al 2030 il gettito sarebbe di circa 16 miliardi di euro.

Sul fronte dell'efficienza energetica si sottolinea la frammentazione delle politiche e degli strumenti per l'efficienza e la difficoltà a prevedere gli impatti delle misure proposte in termini quantitativi. La SEN introduce un'ampia gamma di politiche e misure ma non le accompagna con una quantificazione degli impatti. Si raccomanda nella definizione dei nuovi obiettivi uno sforzo di sintesi, anche normativa attraverso un testo unico, in cui la strategia dell'efficienza energetica sia meglio ricondotta ad obiettivi quantitativi per gli strumenti proposti.

Quindi si sottolinea la validità dello strumento dei TEE e se ne raccomanda l'estensione al settore della vendita di energia elettrica e gas naturale. Questo per spartire l'onere dell'obbligo con il settore della distribuzione, svincolare parte dell'obiettivo dal reintegro

tariffario dei costi di *compliance* e per sperimentare un nuovo livello di soluzioni per l'efficienza energetica tra venditori e consumatori finali.

Infine si sottolinea l'importanza della condizionalità per l'accesso a incentivi, siano essi quelli garantiti dalle detrazioni per le ristrutturazioni o quelli ai sensi della direttiva ETS per le imprese esposte a concorrenza internazionale.

Nel merito del phase out del carbone, il lavoro sottolinea l'importanza di implementare l'intento politico enunciato dalla SEN. La rilevanza del provvedimento sia in termini economici, che ambientali e di sicurezza dei sistemi, necessita la definizione di una precisa politica al fine di ottimizzare i vantaggi e ridurre gli svantaggi della scelta. Al contrario un provvedimento unicamente annunciato a cui non faccia seguito una politica di implementazione ne massimizza gli svantaggi a discapito dei vantaggi.

Lo strumento che appare più efficace per attuare la decisione di phase out è l'introduzione di un *emission performance standard*, il quale garantisce la possibilità di deroghe a fronte di problemi legati alla sicurezza e alla indispensabilità delle centrali.

La definizione dello strumento è inoltre indispensabile per orientare i piani di sviluppo di Terna alla dotazione infrastrutturale per un sistema sicuro ed adeguato.

Il lavoro si sofferma quindi su possibili ipotesi per accelerare la realizzazione di impianti di accumulo i cui costi risultano compatibili con investimenti *merchant* a fronte della remunerazione della capacità e dei servizi specifici di dispacciamento che queste tecnologie possono fornire.

L'ultima sezione è dedicata al tema della *governance*. La SEN raccomandava la costituzione di una cabina di regia per il monitoraggio e l'implementazione della strategia nazionale. Il lavoro si spinge a valutare l'opportunità di unire le competenze in tema di energia e cambiamenti climatici in un unico ministero come già fatto in altri paesi ed in Francia, in particolare.

Infine si auspica che il lavoro della SEN possa essere recuperato per colmare la mancanza di una strategia di decarbonizzazione di lungo periodo al 2050, a cui fare riferimento nella proposta degli obiettivi e delle politiche intermedie.

Per una sintesi delle proposte le tabelle nei rispettivi capitoli raccolgono i provvedimenti suggeriti dal lavoro al fine di rafforzare il percorso di decarbonizzazione dei sistemi energetici.

Box 16 - Cronoprogramma provvedimenti

	Strumento	2018 2° semestre	2019 1° semestre	2019 2° semestre	2020 1° semestre	2020	2021	2023-2025	
Rinnovabili	PPA	Approvazione decreto FER	Consultazione GME piattaforma di scambio	Definizione diverse tipologie di contratto tipo previa consultazione ARERA	Costituzione fondo di garanzia alimentato da Aste ETS/cfp		Sottoscrizione PPA		
	PPA bilaterali		Valutazione impatto agevolazioni lato domanda	Approvazione agevolazioni	Introduzione agevolazioni lato domanda			Valutazione introduzione obbligo Certificati verdi al consumo	
	<i>Carbon floor price</i>		Consultazioni e valutazioni impatto.	Introduzione della norma in finanziaria	Strumento a regime				
	Decreto FER mature	Modifiche sul meccanismo d'asta							
		Inserimento garanzie di contingente minimo per tecnologia							
	Decreto FER non competitive		Approvazione decreto	Strumento a regime	Risorse da aste ETS/cfp				
Autorizzazioni		Consultazione strumenti per facilitare autorizzazioni	Approvazione delle linee guida	Identificazione da parte delle regioni delle aree per autorizzazione	Strumento a regime				
Efficienza energetica	Testo unico efficienza energetica		Documento per la consultazione		Approvazione testo unico politiche e misure				
	Estensione TEE alla vendita		Documento per la consultazione		Approvazione della norma	Introduzione dello strumento su vendita gas ed elettricità	Strumento a regime		
	Meccanismo detrazione	Condizionalità nelle detrazioni per ristrutturazione nel testo unico imposte redditi	Strumento a regime						
		Estensione trasferimento beneficio detrazioni	Strumento a regime						

	Meccanismo detrazione imprese soggette a concorrenza		Documento per la consultazione	Introduzione condizionalità accesso proventi da ETS/cfp	Strumento a regime			
Phase out carbone	Introduzione Emission performance standard		Introduzione della norma					Norma a regime
	Studio sulla sicurezza poli	Richiesta a TERNA per studi specifici sicurezza nei poli interessati da phase out nel piano di sviluppo 2019						
	Programmazione infrastrutture necessarie al phase-out			Integrazione nei piano di sviluppo 2020 infrastrutture necessarie al phase out				



	<p>Perché siamo qui. Per fermare il degrado del pianeta e costruire un futuro in cui l'uomo possa vivere in armonia con la natura.</p> <hr/> <p>wwf.it</p>
---	---

© 1986 Panda Symbol WWF - World Wide Fund For Nature
© "WWF" è un Marchio Registrato WWF