



Audizione ANIE

XIV Commissione Politiche dell'Unione europea Senato della Repubblica

**Disegno di Legge n. 1721
Legge di delegazione europea 2019**

Milano, 8 giugno 2020

Federazione ANIE



ANIE è la Federazione che all'interno di Confindustria rappresenta le imprese elettrotecniche ed elettroniche attive in Italia, fornitrici di tecnologie trasversali rivolte al mercato delle infrastrutture:

Energia

Trasporti

Industria

Building

L'industria Elettrotecnica ed Elettronica italiana si posiziona al secondo posto nell'Unione europea per valore della produzione, dopo la Germania. Accanto ai tradizionali settori del Made in Italy, il manifatturiero italiano vede la presenza di comparti industriali tecnologicamente avanzati e ad elevata specializzazione, in cui occupano un ruolo centrale l'Elettrotecnica e l'Elettronica

Disegno di Legge n. 1721 - Legge di delegazione europea 2019

Federazione ANIE intende fornire il proprio contributo ai lavori della Commissione, soffermandosi sulle disposizioni che risultano di interesse per la aziende che rappresenta

- **Direttiva UE 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili**
 - Pianificazione pluriennale
 - Aree «non idonee» e aree «a vocazione energetica»
 - Impianti a tetto e impianti a terra
 - Permitting
 - Revamping e repowering
 - Autoconsumatore collettivo e renewable energy community
 - Connessioni alla rete
 - Canoni idroelettrici
 - Power Purchase Agreement (PPA)

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

Considerazioni:

- **l'Art.6.3** «*Stabilità del sostegno finanziario*» della **Direttiva 2018/2001** prevede che ciascuno stato membro provveda alla pubblicazione di un **calendario pluriennale** che indichi gli stanziamenti di sostegno.
- **l'Art.15** «*Procedure amministrative, regolamentazioni e codici*» della **Direttiva 2018/2001** prevede che gli Stati membri assicurino norme nazionali in materia di procedure di **autorizzazione**, certificazione e rilascio delle licenze proporzionate e necessarie e che contribuiscano all'attuazione del principio che dà priorità all'efficienza energetica
- **l'Art.16** «*Organizzazione e durata della procedura autorizzativa*» della **Direttiva 2018/2001** prevede **procedure autorizzative con durata massima di due anni** a meno di casi eccezionali in cui l'iter può essere prolungato di un anno
- il **PNIEC** prevede **semplificazioni per le autorizzazioni di autoconsumatori** e comunità energetiche rinnovabili, per i processi di **revamping/repowering** e le riconversioni di impianti esistenti
- Il **Dlgs 387/2003** all'**Art.12.10** stabilisce che possono essere identificate delle **aree non idonee** alla installazione di specifiche tipologie di impianti
- Il **DM 10 settembre 2010** «*Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*» all'**Art.17** definisce l'istruttoria per l'individuazione delle **aree non idonee e specifica la necessità di fornire le motivazioni**
- Il **DLgs 28/2011** prevede all'art 5.3 l'emanazione di un decreto ministeriale che individui per ciascuna tipologia di impianto e di fonte gli interventi di **modifica sostanziale degli impianti da assoggettare ad autorizzazione unica**

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

PIANIFICAZIONE PLURIENNALE

L'art.6.3 della direttiva recita: «*Gli Stati membri pubblicano un calendario a lungo termine che anticipi i previsti stanziamenti di sostegno e copra, come riferimento, almeno i cinque anni successivi o, in caso di vincoli di pianificazione di bilancio, i tre anni successivi, compresi, se del caso, il calendario indicativo, la frequenza dei bandi di gara, la capacità prevista e il bilancio previsto o il sostegno unitario che si prevede di allocare, nonché le tecnologie ammesse a beneficiarne, se applicabile. Il suddetto calendario è aggiornato su base annuale o, se necessario, per riflettere gli sviluppi recenti del mercato o la prevista allocazione del sostegno.*»

La pianificazione pluriennale degli obiettivi e degli strumenti di policy è fondamentale per consentire agli operatori di pianificare gli investimenti. Occorre definire quanto prima:

- per ciascun anno, sino al 2030, gli obiettivi minimi da raggiungere prevedendo una crescita graduale della nuova potenza rinnovabile
- la ripartizione degli obiettivi minimi tra le regioni e le province autonome
- un sistema di monitoraggio nazionale e regionale degli obiettivi minimi per il raggiungimento dei target
- gli strumenti di supporto quali semplificazioni autorizzative, procedure di asta e registri, detrazioni fiscali, credito d'imposta, beneficio all'autoconsumo

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

AREE NON IDONEE E AREE A VOCAZIONE ENERGETICA

Si esprime generale condivisione per la previsione di una disciplina che individui le «**aree non idonee**» alla realizzazione di impianti a fonte rinnovabile

Per le «**aree idonee**» si propone di valutare la sostituzione della definizione con «**aree a vocazione energetica**» (come da PNIEC)

Si sottolinea che per «**aree a vocazione energetica**» dovranno essere considerate:

- le **aree** che il legislatore individuerà come **privilegiate per la realizzazione di impianti FER**,
- le «**aree non adatte ad altri usi**» (come cave e discariche),
- le **aree che ad oggi ospitano impianti** a fonte rinnovabile anche per interventi di revamping e repowering

È necessario definire **criteri per l'individuazione delle aree «a vocazione energetica»**, mentre per le aree «non idonee» si utilizzino le disposizioni di cui al DM 10 settembre 2010

Per le «**aree a vocazione energetica**» prevedere l'uso della **Procedura Autorizzativa Semplificata (PAS)**, per tutte le **altre aree** prevedere l'iter autorizzativo standard

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

IMPIANTI A TETTO E IMPIANTI A TERRA

Si condivide la previsione di privilegiare la realizzazione di **impianti su strutture già edificate** e aree non utilizzabili ad altri scopi per preservare l'ambiente naturale non costruito, ma si ritiene importante evidenziare che il contributo dell'Italia agli obiettivi 2030 è di perseguire un obiettivo di copertura dei consumi elettrici del 55,4% da FER

I ritmi di crescita degli impianti a tetto registrati negli ultimi anni non saranno sufficienti per il raggiungimento dei target al 2030. Quindi **sarà fondamentale il ruolo dei grandi impianti utility scale**. Tra questi il **fotovoltaico a terra** è l'unico, ad oggi, a non avere bisogno di meccanismi di sostegno gravanti sulla collettività

Pertanto non si può impedire tout court la realizzazione di impianti a terra sulle aree diverse da quelle definite «non idonee»

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

IMPIANTI A TETTO CON BONIFICA AMIANTO

Per la promozione degli **interventi di sostituzione degli impianti in amianto o eternit con contestuale installazione di impianti fotovoltaici a tetto** sarà necessario coniugare il meccanismo di supporto della bonifica con quello dell'impianto fotovoltaico prevedendo un coordinamento con altri meccanismi di supporto relativi alla sola bonifica (come ad esempio bandi INAIL, bandi regionali, etc.)

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

PERMITTING

Per consentire lo sviluppo degli impianti a fonte rinnovabile si ritiene indispensabile:

- la **semplificazione dei procedimenti autorizzativi** utilizzando la PAS per le «aree a vocazione energetica» e modificando il PAUR (Procedimento Autorizzativo Unico Regionale)
- che i procedimenti autorizzativi **rispettino le tempistiche** previste dalla legge e si valuta positivamente l'introduzione di meccanismi ad hoc
- garantire l'**oggettività** dei pareri che ciascun ente preposto è chiamato a fornire
- garantire **uniformità** nei criteri di valutazione che ciascun ente preposto è chiamato a fornire
- garantire che gli enti preposti forniscano parere **esclusivamente per la loro parte di competenza**

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

REVAMPING E REPOWERING

Gli interventi di revamping e repowering valorizzano ed incrementano la produzione degli impianti esistenti e, a parità di suolo occupato, risorse sfruttate e di impatto ambientale, permettono di installare maggiore potenza e quindi produrre maggiori quantità di energia green

L'art 5.3 del DLgs 28/2011 prevede l'emanazione di un decreto ministeriale che individui per ciascuna tipologia di impianto e di fonte gli interventi di modifica sostanziale degli impianti da assoggettare ad autorizzazione unica fermo restando il rinnovo dell'autorizzazione unica in caso di modifiche qualificate come sostanziali ai sensi del DLgs 152/2006

Si rende necessaria l'emanazione del decreto ministeriale di cui all'art.5.3 del DLgs 28/2011 per **classificare le modifiche degli impianti rinnovabili tra sostanziali e non sostanziali**

Per le modifiche non sostanziali prevedere la Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

REVAMPING E REPOWERING

Al fine di facilitare gli interventi di repowering con l'impiego delle tecnologie più moderne, sarebbe auspicabile che per gli impianti ammessi agli incentivi del DM 6 luglio 2012, DM 23 giugno 2016 e successivi DM **l'incremento della potenza nominale tale da superare le «soglie» che hanno definito la modalità di accesso (diretto/registro/asta), non comporti la decadenza dall'incentivo.** L'incremento di potenza di cui sopra non usufruirà dei meccanismi di incentivazione ma resterà nella disponibilità del proprietario che la valorizzerà a mercato.

Tale misura consentirebbe agli impianti a biomassa e biogas di partecipare, per la sola potenza incrementale e a parità di impatto ambientale, al mercato del dispacciamento fornendo servizi di rete che Terna sta già sperimentando in alcuni progetti pilota. In questo modo si consentirebbe alle fonti rinnovabili di partecipare attivamente alle sperimentazioni.

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

Considerazioni:

- **l'Art.17** «Procedura di notifica semplice per la connessione alla rete» della **Direttiva 2018/2001** prevede di istituire una **procedura di notifica semplice** per la connessione alla rete per gli impianti o le unità di produzione aggregate di **autoconsumatori di energia rinnovabile** e per i progetti pilota con una potenza pari o inferiore a 10,8 kW
- **l'Art.21** «Autoconsumatori di energia da fonti rinnovabili» della **Direttiva 2018/2001** al comma 6 prevede che sia istituito un **quadro favorevole alla promozione e agevolazione dello sviluppo dell'autoconsumo di energia rinnovabile** sulla base di una valutazione delle barriere ingiustificate esistenti per l'autoconsumo di energia rinnovabile
- Il **PNIEC** prevede **riorganizzazione, razionalizzazione e potenziamento** della normativa in materia di **configurazioni con autoconsumo** e la semplificazione delle autorizzazioni per autoconsumatori

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

AUTOCONSUMATORE COLLETTIVO E RENEWABLE ENERGY COMMUNITY

È imprescindibile l'introduzione del principio di **uniformità di trattamento tra l'autoconsumo collettivo e l'autoconsumo individuale** onde evitare discriminazioni tra soggetti aventi la medesima finalità

Si ritiene indispensabile non solo **riorganizzare, ma anche semplificare le normative sulle configurazioni di autoconsumo**, adeguandole alle disposizioni della Direttiva FER per rendere più agevole la partecipazione dei cittadini al processo di transizione energetica

Prevedere configurazioni di autoconsumo sia virtuali che fisiche. Per le configurazioni fisiche, ammesse laddove non comportino duplicazione della rete, vi è la necessità di completare il quadro regolatorio in materia di reti private

Ai fini della decarbonizzazione ammettere solo l'utilizzo di **tecnologie per la generazione elettrica da fonte rinnovabile (FER), da sistemi di accumulo (SdA) e da cogenerazione ad alto rendimento (CAR)**, fermo restando che, come indicato dalla Direttiva, per le Renewable Energy Community saranno ammesse solo tecnologie FER e SdA

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

AUTOCONSUMATORE COLLETTIVO E RENEWABLE ENERGY COMMUNITY

Le finalità di una Renewable Energy Community possono essere molteplici e possono essere combinate tra loro: produrre energia rinnovabile, utilizzare energia rinnovabile elettrica, termica e nei trasporti, scambiare energia rinnovabile, autoconsumare, auto bilanciare fabbisogno e generazione, soddisfare appieno il proprio fabbisogno energetico che le renda indipendenti energeticamente, vendere energia rinnovabile, offrire servizi di dispacciamento

I benefici che una energy community può apportare al sistema possono consistere in flussi energetici bilanciati in ingresso e uscita a/da l'infrastruttura di rete, in adeguatezza della capacità di generazione rispetto al fabbisogno, in ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture di rete, in disponibilità ad offrire servizi di rete al TSO ed in prospettiva anche al DSO

Si auspica che le **energy community siano riconosciute non con finalità unica dell'autoconsumo e che possano essere definiti perimetri di aggregazione estesi almeno alle utenze sia di bassa che di media tensione** collegate alla medesima cabina secondaria

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

AUTOCONSUMATORE COLLETTIVO E RENEWABLE ENERGY COMMUNITY

Per facilitare la diffusione delle Energy Community occorre distinguere il concetto di detenzione da quello di proprietà degli impianti FER e SdA. Si considera fondamentale quindi che **un soggetto diverso** dall'entità giuridica dell'autoconsumatore collettivo e della renewable energy community o diverso da un membro della renewable energy community **possa essere proprietario dell'impianto** a patto che questo resti nella disponibilità della community, essendo già oggi disponibili sul mercato modelli di business siffatti

Gli utenti delle configurazioni di autoconsumatore collettivo e di energy community potranno essere sottoposti ad un **duplice contratto di fornitura**, qualora il fornitore dell'energia autoconsumata sia diverso da quello dell'energia prelevata dalla rete

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

CONNESSIONI ALLA RETE

Si chiede di **semplificare gli iter di connessione** alla rete con particolare riferimento agli impianti di piccola taglia al fine di ridurre i tempi e i costi di connessione

Si propone di estendere il «**Modello unico**», previsto dal DM 19 maggio 2015, alle configurazioni di autoconsumo collettivo ed energy community e a tutte le tecnologie rinnovabili, essendo oggi adottato solo per il fotovoltaico integrato a tetto e per i micro-cogeneratori e solo per la configurazione dello scambio sul posto, e di **aumentare la soglia di applicabilità dagli attuali 20 kW a 50 kW** come previsto dall'art.16.2 della Direttiva

Si propone di **innalzare la soglia di potenza dagli attuali 20 kW a 50 kW per l'obbligo di richiesta della licenza di esercizio** all'Agenzia delle dogane e di conseguenza adeguare anche la denuncia di officina elettrica

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

CANONI IDROELETTRICI

Diversamente dalle altre FER la fonte idroelettrica necessita di un atto concessorio: la Concessione di derivazione di acque pubbliche superficiali per uso idroelettrico. L'ottenimento della Concessione demaniale comporta l'obbligo, a carico del concessionario, del pagamento di un canone periodico cui vanno ad aggiungersi i sovracanoni (Enti Rivieraaschi e Bacini Imbriferi Montani). Si tratta di due di forme di compensazione economica spettanti ai Comuni

Negli ultimi anni si sono registrati aumenti significativi dei canoni sia della concessione demaniale che dei sovracanoni

In considerazione della graduale fuoriuscita degli impianti esistenti dal sistema incentivante e della significativa riduzione delle forme di sostegno agli impianti di nuova realizzazione si ritiene indispensabile intervenire per **calmierare e ridurre il peso dei canoni e dei sovracanoni**

art.5 – Recepimento Direttiva 2018/2001 – rinnovabili

Considerazioni:

- L'**art.15.8** «*Procedure amministrative, regolamentazioni e codici*» prevede che gli stati membri eliminino gli ostacoli per la realizzazione di contratti di compravendita di energia elettrica mediante contratti di lungo termine
- Il **PNIEC** prevede una ampia **promozione dei PPA** per grandi impianti a fonte rinnovabile
- Il **DM 4 luglio 2019** ha previsto la realizzazione di una «**PPA Platform**» su cui il GME ha realizzato una consultazione pubblica

PPA

Attualmente non è riscontrabile un vero e proprio mercato dei PPA. Sino a quando non si registrerà una certa liquidità delle quotazioni dei *futures* di lungo termine sulle piattaforme della borsa elettrica, lo strumento non verrà utilizzato a meno che non lo si stimoli con il ricorso a strumenti alternativi quali **quote d'obbligo crescenti di energia green per la pubblica amministrazione** (CONSIP nell'ambito dei green public procurement)

Lo strumento PPA pubblico potrebbe essere incentivato mediante **bandi di gara in cui la pubblica Amministrazione mette a disposizione aree** proprie per realizzare impianti FER al fine di approvvigionarsi di un certo volume di energia green

Disegno di Legge n. 1721 - Legge di delegazione europea 2019

- **Direttiva UE 2019/944 sulle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica** e che modifica la direttiva 2012/27/UE
 - Prezzi dinamici
 - Contratto di aggregazione
 - Citizen Energy Community
 - Procedure autorizzazione per nuova capacità
 - Proprietà dei sistemi di accumulo e remunerazione in capacità dei servizi ancillari

art. 12 Recepimento direttiva (UE) 2019/944 – mercato elettrico

Considerazioni:

- **L'Art.4** «Libertà di scelta del fornitore»
- **L'Art.8** «Procedura di autorizzazione per nuove capacità»
- **L'Art.11** «Diritto a un contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica» della Direttiva (UE) 2019/944)
- **L'Art.13** «Contratto di aggregazione»
- **L'Art.16** «Comunità energetiche dei cittadini»
- **L'Art.17** «Gestione della domanda mediante aggregatori»
- **L'Art.31** «Compiti dei gestori dei sistemi di distribuzione» e **l'Art.40** «Compiti dei gestori dei sistemi di trasmissione»
- **L'Art.36** «Proprietà degli impianti di stoccaggio dell'energia dei gestori dei sistemi di distribuzione» e **l'Art.54** «Proprietà degli impianti di stoccaggio dell'energia da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione» della Direttiva (UE) 2019/944)

art. 12 Recepimento direttiva (UE) 2019/944 – mercato elettrico

PREZZI DINAMICI

In virtù della diffusione della generazione distribuita e dello sviluppo dell'autoconsumo, dell'impiego delle tecnologie per la digitalizzazione, ivi inclusi gli smart meter 2G, i sistemi di accumulo e le ricariche elettriche, **gli utenti finali avranno esigenze di approvvigionamento di energia elettrica sempre più customizzate**

È quindi necessario affermare il principio di necessità per gli utenti finali di avere prezzi dinamici sui mercati dell'energia elettrica

art. 12 Recepimento direttiva (UE) 2019/944 – mercato elettrico

CONTRATTO DI AGGREGAZIONE

È necessario affermare il **principio di libertà dell'utente finale di acquistare e vendere energia elettrica** dal produttore o fornitore di propria scelta e di libertà di avere più di un contratto di fornitura di energia elettrica allo stesso tempo

Allo stesso modo si rende necessario affermare il **principio di libertà dell'utente finale di acquistare e vendere servizi di energia elettrica, compresa l'aggregazione**, diversi dalla fornitura, indipendentemente dal loro contratto di fornitura di energia elettrica e da un'impresa elettrica di loro scelta. Inoltre l'utente finale deve avere il diritto di procedere senza il consenso delle imprese elettriche dell'utente finale a stipulare un contratto di aggregazione. Quest'ultimo aspetto risulta fondamentale in quanto nei progetti pilota di TERNA relativi alla fornitura di servizi di rete mediante la partecipazione ad un aggregatore **si rilevano aspetti problematici riguardanti l'assenso da parte del fornitore di energia elettrica nei confronti del fornitore di servizi** di energia elettrica che cura gli interessi per conto dell'utente finale

art. 12 Recepimento direttiva (UE) 2019/944 – mercato elettrico

CITIZEN ENERGY COMMUNITY

Si tengano presenti le considerazioni già esposte all'art.5 Recepimento Direttiva (UE) 2018/2001 in merito all'Autoconsumatore Collettivo e alle Renewable Energy Community ad eccezione di:

- per le Citizen Energy Community, ai fini della decarbonizzazione, sarà ammesso solo l'utilizzo di tecnologie per la generazione elettrica da fonte rinnovabile (FER), da sistemi di accumulo (SdA) e da **cogenerazione ad alto rendimento (CAR)**
- consentire di classificare come ASDC (**Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi**) le **configurazioni nate dopo il 15 agosto 2009**

art. 12 Recepimento direttiva (UE) 2019/944 – mercato elettrico

PROCEDURE AUTORIZZAZIONE PER NUOVA CAPACITÀ

Si fa notare che **come la Direttiva Fonti rinnovabili anche la Direttiva mercato elettrico dedica un articolo alle procedure autorizzative** a dimostrazione che quella delle autorizzazioni è una fase fondamentale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo

La direttiva mercato elettrico prevede:

- di adottare, per la costruzione di nuovi impianti di generazione, una procedura di autorizzazione informata a criteri di obiettività, trasparenza e non discriminazione
- di adottare procedure di autorizzazione specifiche, semplificate e razionalizzate per i piccoli impianti di generazione decentrata e/o distribuita che tengano conto della loro dimensione e del loro impatto potenziale limitati

Inoltre si evidenzia di definire un **procedimento autorizzativo per le tecnologie dei sistemi di accumulo** elettrochimico e termico e prevederne uno **semplificato** nel caso i progetti rispettino taluni requisiti

art. 12 Recepimento direttiva (UE) 2019/944 – mercato elettrico

PROPRIETA' DEI SISTEMI DI ACCUMULO E REMUNERAZIONE IN CAPACITA' DEI SERVIZI ANCILLARI

I gestori della rete di distribuzione (DSO) e il gestore della rete di trasmissione (TSO) **non possono possedere, sviluppare, gestire o esercitare impianti di stoccaggio dell'energia** salvo in caso di fallimento di mercato. Per promuovere lo sviluppo dei sistemi di accumulo con logiche di mercato libero e non regolato si ritiene opportuno, secondo le disposizioni della direttiva, che i **DSO e il TSO acquistino i servizi ancillari secondo procedure trasparenti e che garantiscano la partecipazione effettiva e non discriminatoria di tutti i partecipanti al mercato**, compresi i partecipanti al mercato che forniscono energia da fonti rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori degli impianti di stoccaggio dell'energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione

A tal fine i DSO e il TSO dovranno individuare i servizi ancillari necessari per aumentare la flessibilità e il funzionamento in sicurezza della rete e, per rendere sostenibili gli investimenti dei partecipanti al mercato, si ritiene fondamentale che i gestori prevedano, previa approvazione di ARERA, **l'utilizzo di strumenti di mercato con un orizzonte temporale di medio/lungo termine** che adottino meccanismi non solo di remunerazione in energia (€/MWh) ma anche di **remunerazione in capacità (€/MW)**, alla stregua di quanto sta già avvenendo con i progetti pilota di TERNA



Back up



Fonti Rinnovabili

L'Italia ha raggiunto in anticipo il target del 17% previsto per il 2020 (18,3% al 2017)

La nuova direttiva europea in materia FER prevede:

- Un target del 32%
- di valutare una revisione al rialzo dei target già al 2023 (art. 3)
- la possibilità di valorizzare le quote eventualmente in eccesso rispetto agli obiettivi rinnovabili (attraverso i trasferimenti statistici tra stati previsti all'art.8)
- la valorizzazione della produzione green attraverso le Garanzie di Origine (art.19) sempre più richieste dal mercato



Conditio sine qua non:

coniugare lo sviluppo FER con quello dello storage e della rete, aprire il mercato dei servizi di dispacciamento

Fonti Rinnovabili: trend di nuova capacità FER e SdA reale vs PNIEC [MW]

Tecnologia	2017	2018	2019*	2023	2025	2030
	REALE	REALE	REALE	PNIEC	PNIEC	PNIEC
<i>Idroelettrico</i>	18.863	18.936	18.977		19.140	19.200
<i>Geotermoelettrico</i>	813	813	813		920	950
<i>Eolico</i>	9.766	10.265	10.678		15.950	19.300
<i>di cui off-shore</i>	0	0	0		300	900
<i>Bioenergie</i>	4.135	4.180	4.200		3.570	3.760
<i>Solare</i>	19.682	20.108	20.845		28.550	52.000
<i>di cui Solare Termodinamico</i>	0	0	0		250	880
TOTALE FER	53.259	54.302	55.514		68.130	95.210
<i>Storage Distribuito Elettrochimico</i>	n.d.	69	80**	n.d.	n.d.	4.500
<i>Storage Centralizzato Elettrochimico</i>	35***	60***	60	435	3.035	3.035
<i>Storage Centralizzato Pompaggio</i>	7.394	7.394	7.394	7.994	7.994	10.394
TOTALE STORAGE	7.429	7.523	7.534	8.429	11.029	13.429

* Stima ANIE rinnovabili dicembre 2019

** Dati Terna fino al 30 settembre 2019

*** Storage Centralizzato Elettrochimico di Terna

Fonti Rinnovabili: trend produzione FER e SdA reale vs PNIEC [TWh]

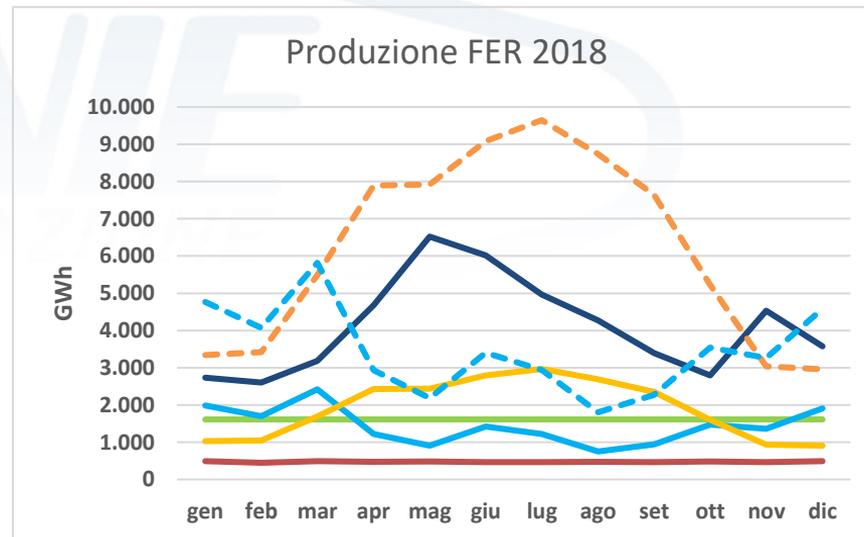
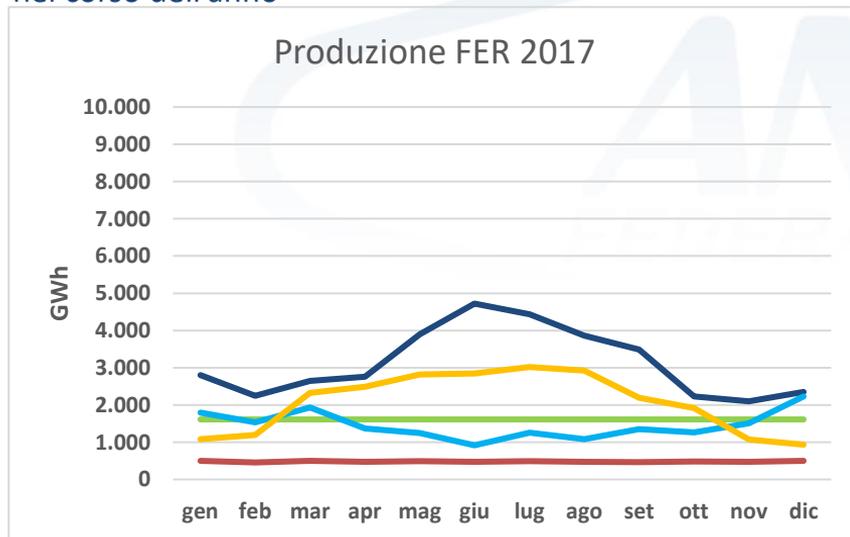
Tecnologia	2017	2018	2019*	2025	2030
	REALE	REALE	REALE	PNIEC	PNIEC
<i>Idroelettrico</i>	46,0	48,8	48,4	49,0	49,3
<i>Geotermoelettrico</i>	6,2	6,1	5,9	6,9	7,1
<i>Eolico</i>	17,2	17,7	20,7	31,0	40,1
<i>Bioenergie</i>	19,3	19,2	18,1	16,0	15,7
<i>Fotovoltaico</i>	24,4	22,7	25,1	36,4	74,5
<i>Solare Termodinamico</i>	0,0	0,0	0,0	0,6	1,8
TOTALE FER	113,1	114,4	118,2	139,9	188,5
<i>Storage Distribuito</i>					
<i>Elettrochimico [GWh]</i>	n.d.	0,147	0,168	n.d.	15,0
<i>Storage Centralizzato</i>					
<i>Elettrochimico [GWh]**</i>	n.d.	n.d.	0,250	n.d.	24,0

* Stima produzione lorda fino a dicembre 2019

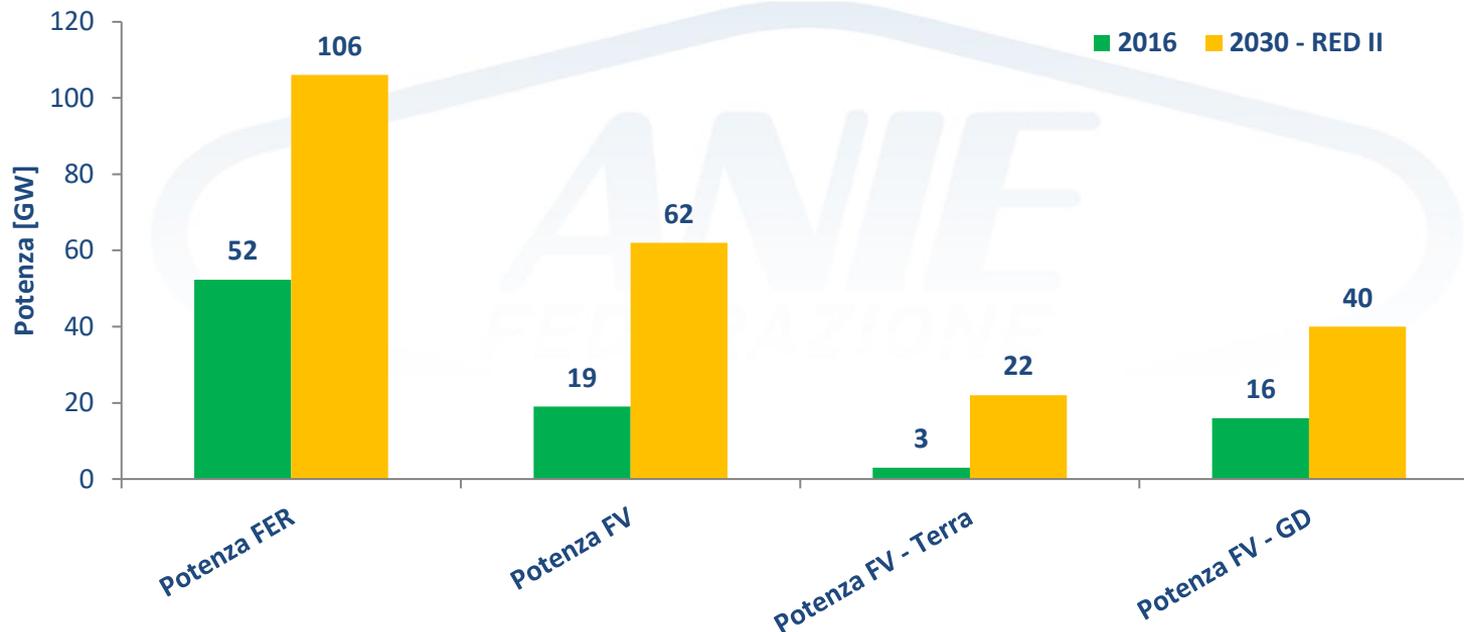
** Storage Centralizzato Elettrochimico di Terna

Fonti Rinnovabili: il valore del mix elettrico

L'andamento mensile della produzione delle fonti rinnovabili evidenzia il valor aggiunto che apporta il mix al fine di sfruttare la differente disponibilità stagionale delle risorse rinnovabili, garantendo una maggior indipendenza energetica nel corso dell'anno

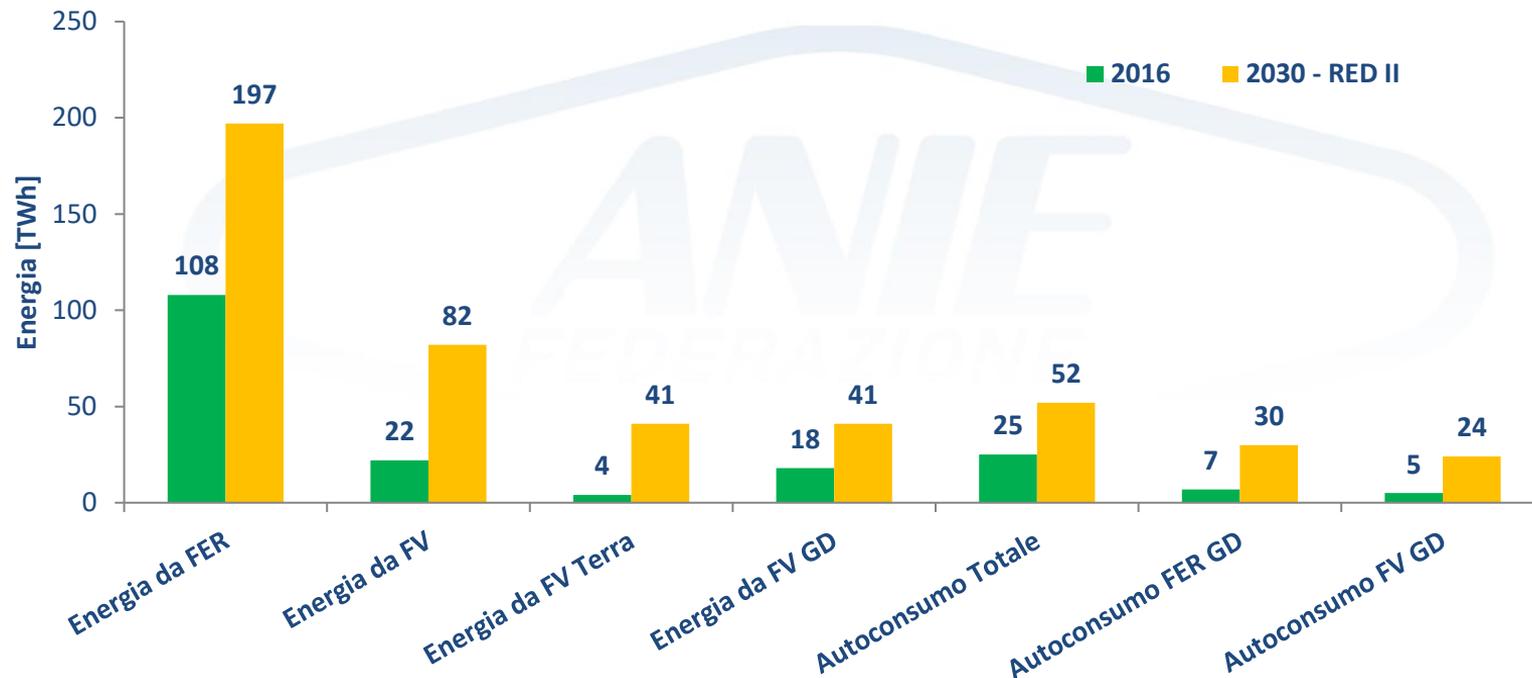


Potenza rinnovabile e focus su fotovoltaico



Fonte ANIE e dati Energy Strategy Group (Politecnico di Milano)

Energia rinnovabile e focus su autoconsumo

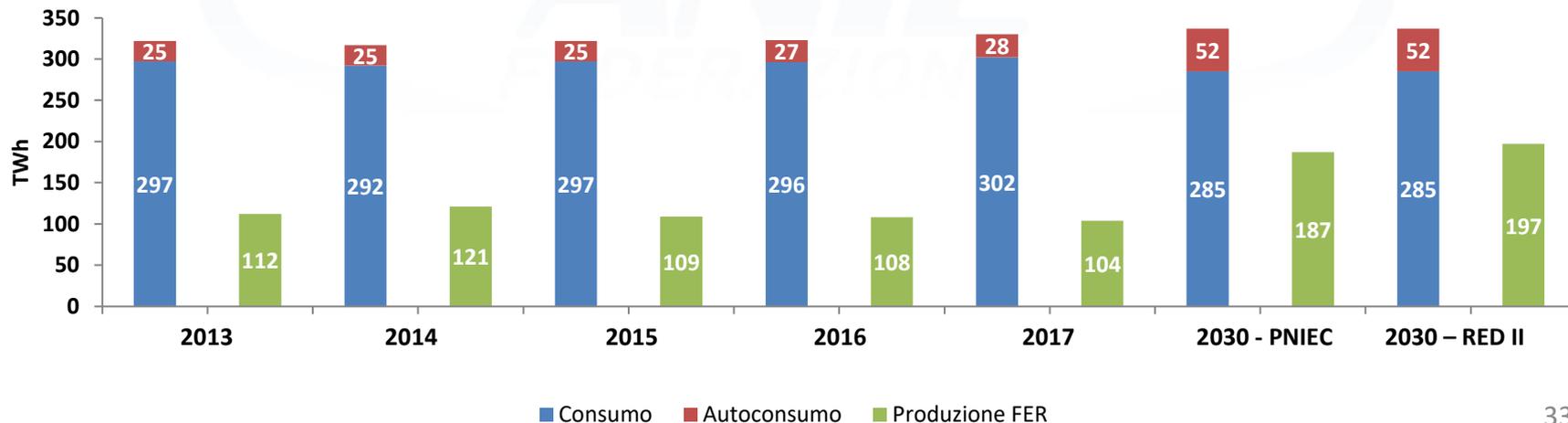


Fonte ANIE e dati Energy Strategy Group (Politecnico di Milano)

FER: analisi autoconsumo elettrico

L'autoconsumo nel periodo 2013-2017 è rimasto pressoché costante. Occorrono misure che ne accelerino lo sviluppo. La generazione distribuita da FER e le forme di autoconsumo individuale, collettivo e da comunità energetiche sono gli strumenti idonei.

Nell'ipotesi di raggiungere 52 TWh di autoconsumo al 2030, che equivarrebbe a titolo esemplificativo ad incrementare l'autoconsumo di 2 TWh/anno, pari all'autoconsumo annuo di oltre mezzo milione di utenti residenziali, è evidente che sia opportuno coinvolgere anche il settore terziario e industriale.



Gli strumenti che ad oggi consentono l'autoconsumo

TISP	» Testo integrato scambio sul posto
TISDC	» Testo integrato sistemi distribuzione chiusi
TISSPC	» Testo integrato sistemi semplici di produzione e consumo
922/17/R/eel	» Riforma tariffaria oneri generali di sistema utenti non domestici
DLgs 79/1999	» Utilizzo delle reti elettriche private per l'erogazione del pubblico servizio
DLgs 387/2003	» Art.6 - Scambio sul posto FER
DLgs 115/2008	» Art. 10 - Disciplina dei servizi energetici e dei sistemi efficienti di utenza
Legge 99/2009	» Art. 30.27 - Misure per l'efficienza del settore energetico e Art. 33. Reti internet di utenza
DLgs 93/2011	» Recepimento dei sistemi di distribuzione chiusi previsti dalla direttiva 2009/72/CE
DL 244/2016	» Milleproroghe - Art.6.9 - trattamento oneri generali di sistema su energia autoconsumata
DL 244/2016	» Milleproroghe - Art.6.9 - trattamento oneri generali di sistema su energia autoconsumata
DL 162/2019	» Milleproroghe - Art.42 bis - Autoconsumo da fonti rinnovabili

Fonti Rinnovabili: beneficio autoconsumo

		2017	2025	2030
Consumo	TWh	301,90	290,90	285,00
Autoconsumo	TWh	28,20	40,10	52,00
Consumo + Autoconsumo	TWh	330,10	331,00	337,00
Costo elettrico nazionale	Mld €	52,50		

Legenda

HP min	Costo oneri di rete 2030 (75% del costo è in €/MWh)	Mld € 7,35 come da PNIEC
HP max	Costo oneri di rete 2030 (75% del costo è in €/MWh)	Mld € 7,35 con incremento annuale del 2,7% (2,7% come da PNIEC)
HP min	Costo oneri di sistema 2030 (75% del costo è in €/MWh)	Mld € 7,1 come da fonte GSE
HP max	Costo oneri di sistema 2030 (75% del costo è in €/MWh)	Mld € 9,5 come da fonte Confindustria Libro Bianco FER 2030 (Fig 84a)

Il **Consumo** è l'elettricità prelevata dalla rete

L'**Autoconsumo** è l'elettricità autoconsumata e quindi non prelevata dalla rete

Fonti Rinnovabili: beneficio autoconsumo

Valori Medi		Costo Nazionale			Costo Nazionale 75%			Beneficio Autoconsumo		
		Mld €			Mld €			€/MWh		
		2017	2025	2030	2017	2025	2030	2017	2025	2030
HP min	Costo oneri di rete	7,35	7,35	7,35	5,51	5,51	5,51	18,26	18,95	19,34
HP max	Costo oneri di rete	7,35	8,74	9,73	5,51	6,55	7,30	18,26	22,53	25,61
HP min	Costo oneri di sistema	14,70	10,60	7,10	11,03	7,95	5,33	36,52	27,33	18,68
HP max	Costo oneri di sistema	14,70	12,00	9,50	11,03	9,00	7,13	36,52	30,94	25,00
HP min	Totale costo oneri	22,05	17,95	14,45	16,54	13,46	10,84	54,78	46,28	38,03
HP max	Totale costo oneri	22,05	20,74	19,23	16,54	15,55	14,42	54,78	53,47	50,61

Costo Nazionale: Indica il costo elettrico nazionale degli oneri di rete e degli oneri di sistema espresso in miliardi di euro

Costo Nazionale 75% in €/MWh: Indica la quota parte di costo elettrico nazionale degli oneri di rete e degli oneri di sistema pagato sia dai consumatori che dagli autoconsumatori sull'energia elettrica prelevata dalla rete, corrispondente al corrispettivo della quota energia (€/MWh). Indicativamente il 75% degli oneri di rete e di sistema si paga sulla quota energia, il restante 25% si paga sulla quota fissa (euro/POD), quota potenza (€/MW) e quota energia (€/MWh)

Beneficio Autoconsumo: Indica il beneficio espresso in €/MWh percepito dall'autoconsumatore sull'energia autoconsumata, derivante dall'esenzione di pagamento degli oneri di rete e di sistema (non sono inclusi i benefici derivanti da imposte e da acquisto energia elettrica evitati)

La remunerazione in capacità: l'esempio della PCR

Allargando l'orizzonte al contesto europeo, negli ultimi anni si è creato un mercato transnazionale specificatamente dedicato ai servizi di regolazione primaria della frequenza (Primary Control Reserve, PCR) attraverso la piattaforma Central Europe tramite aste settimanali in capacità.

Negli ultimi 7 anni sulla piattaforma del Central Europe il costo del servizio si è ridotto del 42% con un costo unitario per i consumatori degli Stati Membri interessati tra i 0,2 ed i 0,3 €/MWh, garantendo una maggior sicurezza del sistema elettrico.

