



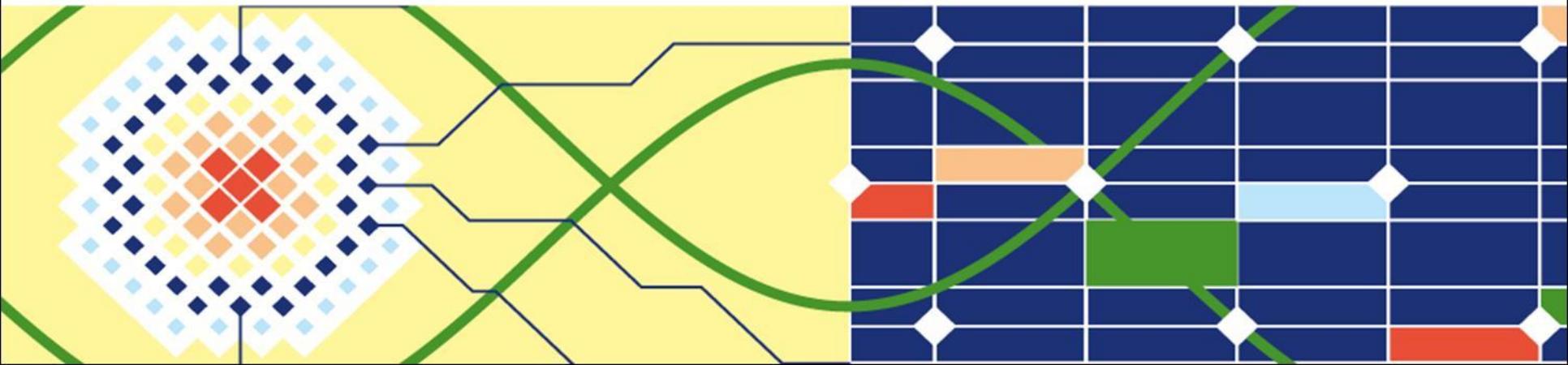
Monitor
legislativo



Il Pacchetto Energia Pulita

L'evoluzione del mercato elettrico italiano

Introduzione al Pacchetto e analisi del nuovo Market Design Elettrico
Massimo Beccarello
Confindustria



Indice

- 1. *Introduzione al Pacchetto Energia Pulita***

- 3. *Le misure per il Mercato interno dell'energia elettrica***
 - *Prosumer e Comunità energetiche*
 - *Integrazione dei mercati*
 - *Nuove risorse di flessibilità*
 - *Sicurezza, Adeguatezza e mercato della capacità*
 - *Nuovo ruolo DSO e cooperazione DSO-TSO*

Indice

- 1. Introduzione al Pacchetto Energia Pulita**
- 2. Le misure per il Mercato interno dell'energia elettrica*
 - Prosumer e Comunità energetiche
 - Integrazione dei mercati
 - Nuove risorse di flessibilità
 - Sicurezza, Adeguatezza e mercato della capacità
 - Nuovo ruolo DSO e cooperazione DSO-TSO

CLEAN ENERGY FOR ALL EUROPEANS

Tematica	Normativa	Data	Riferimenti
Governance	<i>Regolamento Governance dell'Energy Union</i>	04/12/2018	<u>Regulation (EU) 2018/1999</u>
	<i>Regolamento Elettrico</i>	22/05/2019	<u>Regulation (EU) 2019/943</u>
Market Design Elettrico	<i>Direttiva Elettrica</i>	22/05/2019	<u>Directive (EU) 2019/944</u>
	<i>Regolamento Preparazione al Rischio</i>	22/05/2019	<u>Regulation (EU) 2019/941</u>
	<i>Regolamento ACER</i>	22/05/2019	<u>Regulation (EU) 2019/942</u>
Rinnovabili	<i>Direttiva Fonti Rinnovabili</i>	04/12/2008	<u>Directive (EU) 2018/2001</u>
Efficienza	<i>Direttiva Efficienza Energetica</i>	04/12/2018	<u>Directive (EU) 2018/2002</u>
	<i>Direttiva Performance energetica degli edifici</i>	14/05/2018	<u>Directive (EU) 2018/844</u>

Nuovi obiettivi climatici al 2030



EMISSIONI CO₂:

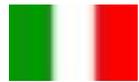
-40% vs 1990

FONTI RINNOVABILI:

+ 32% sul CF a livello europeo

EFFICIENZA ENERGETICA:

+ 32,5% su CF*



PNIEC 2018

EMISSIONI CO₂:

ETS -43% / NON ETS -33%

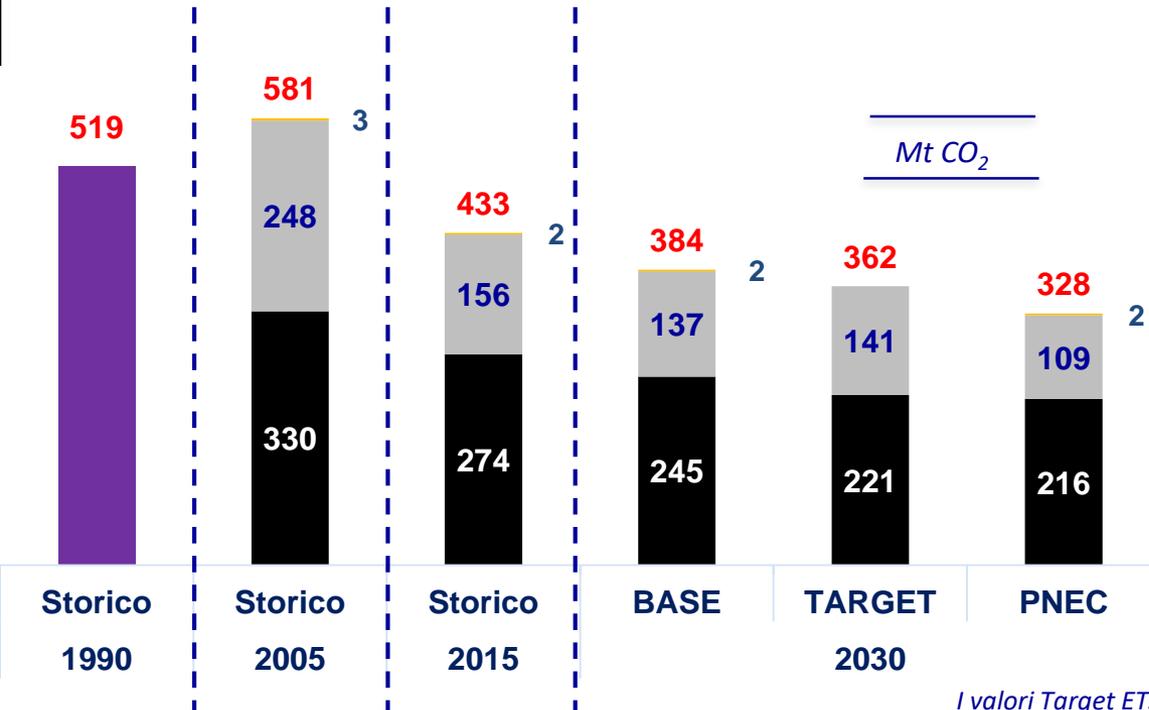
FONTI RINNOVABILI:

+ 30% sul CF a livello europeo

EFFICIENZA ENERGETICA:

+ 39,7% su CF*

2030



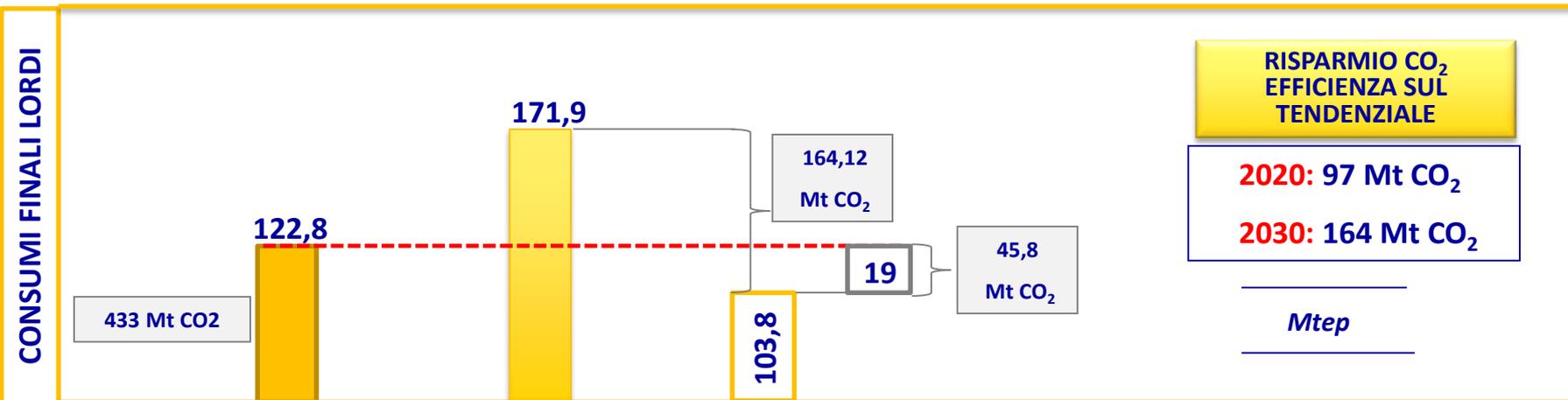
PNIEC – Art. 3 Governance Regulation

- Dimensione della decarbonizzazione
 - Emissioni di gas serra
 - Energia rinnovabile
- Dimensione dell'efficienza energetica
- Dimensione della sicurezza energetica
- Dimensione del mercato interno dell'energia
- Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività

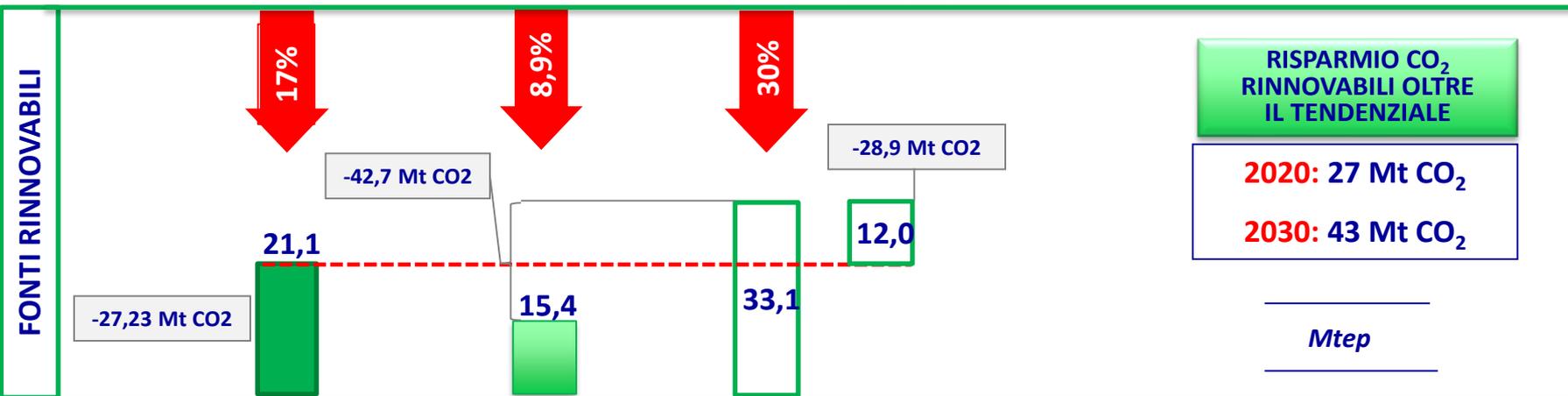
- Emissioni ESR
- Emissioni ETS
- Voli nazionali non ETS

I valori Target ETS indicati derivano da una trasposizione teorica degli obiettivi europei sulle imprese italiane senza considerare il possibile acquisto di quote.

Scelte tecnologiche per la Decarbonizzazione

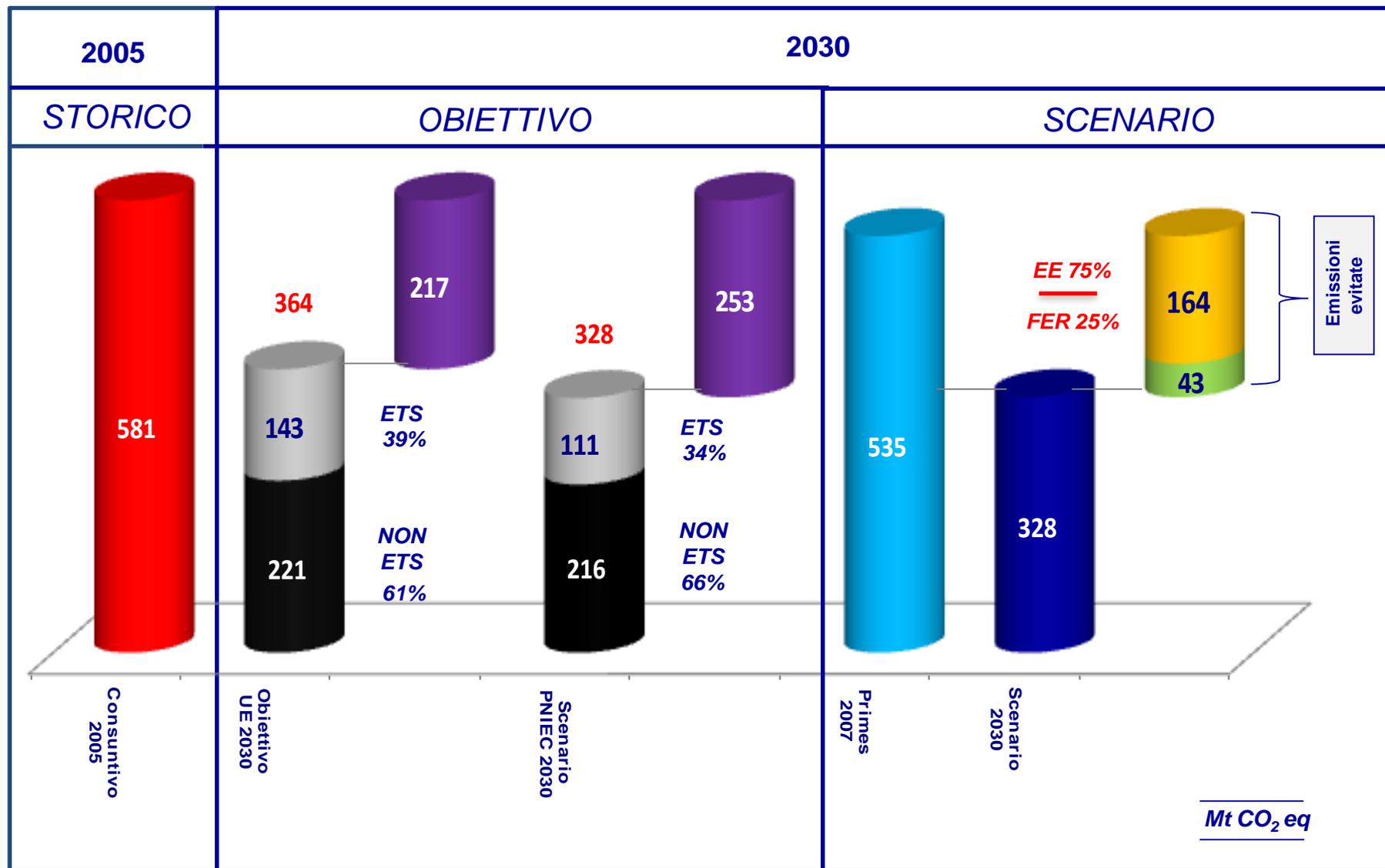


I consumi finali lordi utilizzati per il calcolo del contributo rinnovabile sono 111,4 Mtep al 2030 come da PNIEC.



**Per calcolare la CO₂ risparmiata grazie ad interventi di efficienza energetica si è assunto un coefficiente di emissione pari quello del gas naturale equivalente a 2,41 tCO₂/tep.*

Effetti sulle emissioni delle politiche energetiche



CRUSCOTTO DEGLI INVESTIMENTI

<i>Millioni €</i>	STIMA PNIEC	STIMA CONFINDUSTRIA	RINNOVABILI ELETTRICHE	RINNOVABILI TERMICHE	EFFICIENZA ENERGETICA	RETI ELETTRICHE	MOBILITA' SOSTENIBILE
CIVILE	180.000	129.396 - 222.274		29.730 - 57.745	99.666 - 164.529		
TERZIARIO	90.000	22.874 - 78.593			22.874 - 78.593		
INDUSTRIALE	33.000	7.091 - 34.127			7.091 - 34.127		
ELETTRICO	129.000	74.944 - 109.575	39.944 - 68.175			35.000 - 41.400	
TOTALE INFRASTRUTTURE	432.000	234.305 - 444.569	39.944 - 68.175	29.730 - 57.745	129.631 - 277.249	35.000 - 41.400	
TRASPORTI *	130.000	129.856 - 140.209					129.856 - 140.209
TOTALE	562.000	364.161 - 584.778	39.944 - 68.175	29.730 - 57.745	129.631 - 277.249	35.000 - 41.400	129.856 - 140.209

* Il valore inserito in tabella per la mobilità sostenibile corrisponde al 17% degli investimenti necessari per il ricambio del parco veicoli (complessivamente stimato per circa 824.761 Mln€), percentuale che si prevede potrà essere soddisfatta dalla produzione nazionale italiana.

Fonte: Elaborazioni Confindustria, MISE

		STIME CONFINDUSTRIA			STIMA PNIEC
		SCENARIO BASE	SCENARIO POLICY	INCREMENTALE	INCREMENTALE
INVESTIMENTI	Cumulato (Mln €)	364.161	584.778	+220.617	+184.000
	Media annua (Mln €/a)	28.012	44.983	+16.970	+ 14.154
PRODUZIONE INDUSTRIALE	Cumulato (Mln €)	735.000	1.019.000	+284.000	
	Media annua (Mln €/a)	56.538	78.385	+21.846	
OCCUPAZIONE	Cumulato (ULA)	3.700.000	5.700.000	+1.978.000	+1.495.000
	Media annua (ULA/a)	284.615	438.462	+132.000	+ 115.000
VALORE AGGIUNTO	Cumulato (Mln €)	232.000	340.000	+107.000	+93.600
	Media annua (Mln €/a)	17.846	26.154	+ 8.231	+7.200

Fonte: Elaborazioni Confindustria

Indice

1. *Introduzione al Pacchetto Energia Pulita*

2. ***Le misure per il Mercato interno dell'energia elettrica***
 - *Prosumer e Comunità energetiche*
 - *Integrazione dei mercati*
 - *Nuove risorse di flessibilità*
 - *Sicurezza, Adeguatezza e mercato della capacità*
 - *Nuovo ruolo DSO e cooperazione DSO-TSO*

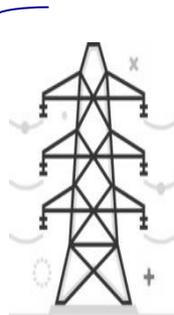
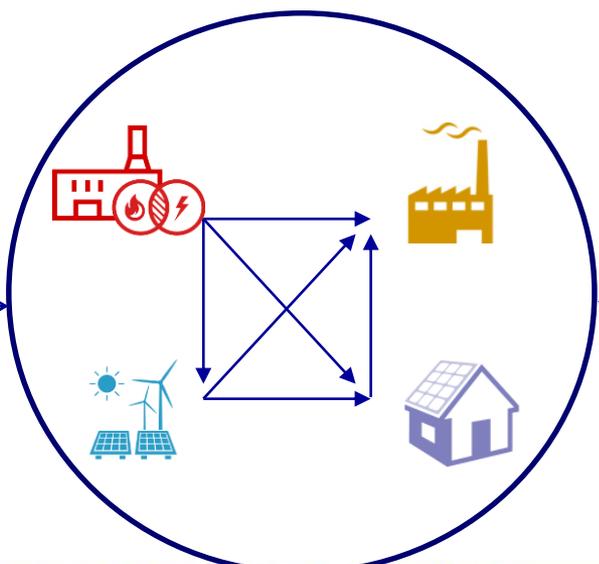
Le misure per il Mercato interno dell'energia elettrica

LOCAL ENERGY GENERATION

-Prosumer e Comunità energetiche



-Nuove risorse di flessibilità



-Nuovo ruolo DSO e cooperazione DSO-TSO

Sicurezza, Adeguatezza e mercato della capacità

-Integrazione dei mercati



Prosumer e Comunità energetiche

DIRETTIVA ELETTRICA 2019/944 del 5 giugno 2019

Art. 15- 16 Clienti attivi, Comunità Energetiche dei Cittadini

I consumatori saranno **autorizzati a partecipare attivamente al mercato elettrico ed a generare e gestire la propria energia**; ogni consumatore sarà in grado di **offrire servizi di *demand-response* e di essere remunerato direttamente o per il tramite di aggregatori**.

I soggetti/utenti potranno unirsi in comunità per la produzione, accumulo e consumo energia in forma aggregata. Le comunità potranno utilizzare le reti esistenti di distribuzione, pagando i relativi **oneri** che dovranno essere ***cost-reflective***



Prosumers autorizzati a auto-produrre , consumare, stoccare e vendere (contro remunerazione di mercato) **elettricità**. Impianti possono essere realizzati e gestiti da soggetti terzi (aggregatori)



Prosumers non devono essere soggetti a misure sproporzionate e oneri che non riflettono i costi per il sistema



Diritto all'autoconsumo esteso anche ai condomini o siti commerciali o di servizi condivisi



Diritto all'autoconsumo esteso anche alle comunità energetiche, meccanismi di sostegno devono prendere in considerazione la loro specificità

Prosumer e Comunità energetiche

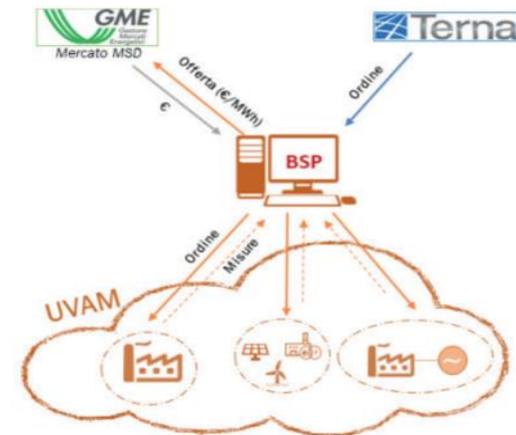
DIRETTIVA ELETTRICA 2019/944 del 5 giugno 2019

Art. 17 Gestione della domanda mediante aggregatori

I consumatori potranno gestire la domanda di energia direttamente o tramite nuovi soggetti del mercato come gli aggregatori di energia. L'aggregazione di più utenti può quindi offrire l'opportunità di sfruttare il loro piano potenziale di flessibilità. L'aggregazione è definita come l'atto di raggruppare soggetti distinti di un sistema elettrico (consumatori e/o produttori) per agire come un'unica entità che opera nei mercati elettrici (sia all'ingrosso sia al dettaglio) per la vendita e l'acquisto di energia. Un aggregatore si può quindi definire come un soggetto che agisce come intermediario tra gli utenti finali e/o gestori di impianti di generazione distribuita e tutti gli altri attori del sistema elettrico che desiderano servire questi utenti finali o sfruttare i loro servizi.

L'aggregatore ha il diritto a partecipare ai vari mercati senza il consenso di altre parti, ad accedere ai dati rilevanti in maniera trasparente e non discriminatoria, e a non dover indennizzare i fornitori di energia.

Nello scenario delineato dai nuovi modelli di mercato emerge il ruolo fondamentale della figura dell'aggregatore (figura implicitamente identificata con il Balancing Service Provider - BSP nel Regolamento (EU) 2017/2195 sul bilanciamento elettrico), responsabile della fornitura di servizi di regolazione al TSO da parte dei clienti finali, e diverso dal venditore/retailer di energia.



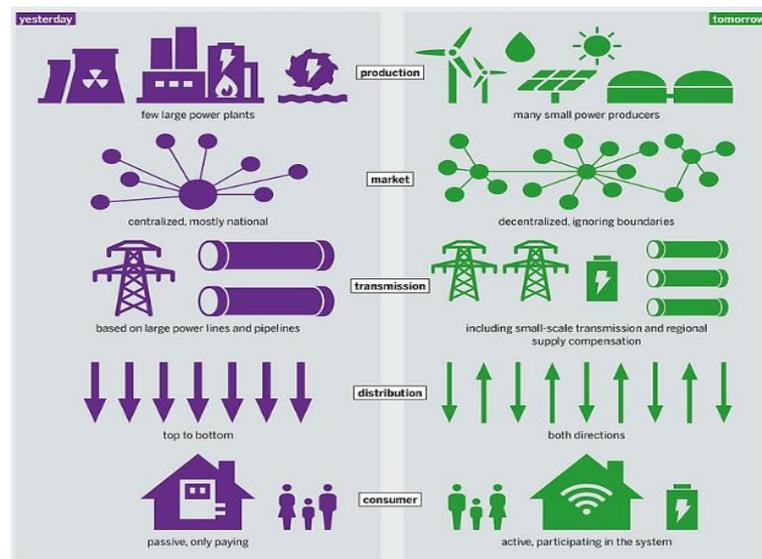
Prosumer e Comunità energetiche

DIRETTIVA ELETTRICA 2019/944 del 5 giugno 2019

Art. 21 Contatori intelligenti e reti intelligenti

Si riconosce ad ogni consumatore la possibilità di richiedere un contatore intelligente. I contratti sottoscrivibili permetteranno ai consumatori di rispondere ai segnali di prezzo e gestire attivamente il proprio consumo; quanto più saranno rese disponibili informazioni in tempo reale del proprio profilo di consumo dagli smart meter 2G.

Occorre andare verso reti sempre più flessibili e superare il concetto di reti di distribuzione “passiva” per passare a reti “intelligenti” (Smart Grid), che consentano alle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), il cui contributo è intermittente, di essere più facilmente compensate dalle forme di energia tradizionali.



Prosumer e Comunità energetiche

DIRETTIVA ELETTRICA 2019/944 del 5 giugno 2019

Art 38 Sistemi di Distribuzione Chiusi

Saranno possibili assetti del genere dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)

Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)

Reti elettriche private all'interno di siti industriali, commerciali o di servizi condivisi, geograficamente limitati (non riforniscono clienti civili)

Schema di rete complesso:

- Presenza di una pluralità di utenti
- Non gestito da titolare di concessione di trasmissione/distribuzione

Sistemi semplici di Produzione e Consumo (SSPC)

Schema di rete semplificato:

- Presenza di 1 produttore ed 1 cliente finale (rapporto 1:1)

Configurazione esistenti 1:1

1 impianto di produzione e 1 consumatore



LA QUOTA DI AUTO-CONSUMO

Poco meno del 10% dell'energia consumata in Italia proviene da impianti in assetto di autoconsumo (**28 TWh** di energia complessivamente auto-consumata).

Incentivazione implicita: esenzione pagamento oneri di sistema e costi di rete (trasmissione e distribuzione >)

Costo per il sistema: 1,8 Mld/€.

E' previsto un significativo
ampliamento del perimetro
dell'autoconsumo



Nuove Configurazioni N:N

N impianti di produzione e N consumatori

- ✓ Sistema di Distribuzione Chiuso (SDC)
- ✓ Autoconsumatore esteso
- ✓ **Renewable Energy Community (REC)**
- ✓ **Citizen Energy Community (CEC)**

Prosumer e Comunità energetiche

PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA - PNIEC

Riorganizzazione e razionalizzazione delle configurazioni con auto-consumo:

Si **defineranno** le configurazioni di autoproduzione realizzabili e le loro caratteristiche.

Si consentirà di realizzare nuovi sistemi di distribuzione chiusi e saranno definite misure per altri sistemi privati connessi a impianti alimentati da fonti rinnovabili o a Cogenerazione ad Alto Rendimento, anche integrati con l'accumulo.

Saranno al riguardo regolati la natura dei soggetti titolati alla realizzazione, gli obblighi in tema di sicurezza per le configurazioni, i ruoli e i diritti dei singoli consumatori interni ai sistemi di autoproduzione, le modalità di partecipazione ai mercati, i rapporti con DSO e TSO.

Sostegno alle configurazioni con auto-consumo:

L'esenzione dal pagamento delle parti variabili degli oneri sull'energia non prelevata dalla rete pubblica è idonea a sostenere l'autoproduzione nel breve termine. Sarà valutata la sostenibilità di tale modello di raccolta degli oneri di rete e di sistema ai fini di una eventuale riforma nel corso dell'evoluzione del settore e per bilanciare gli effetti della crescita attesa dell'autoconsumo al 2030.

La modalità di partecipazione ai costi del sistema per le nuove configurazioni, diverse da quelle fino a 50 kW in regime di esenzione, sarà comunque tale da salvaguardare il sostegno alle forme di autoconsumo da FER e CAR, considerando anche l'eventuale passaggio a un sistema di incentivi espliciti e la minore esigenza di sostegno, grazie all'ulteriore calo dei costi delle tecnologie.

Sarà mantenuta la partecipazione alla copertura degli oneri di rete per le configurazioni che si collegano alla rete pubblica (autoconsumo fisico o su perimetro esteso).

Sviluppo delle Energy Communities:

si prevede, anche in attuazione delle normative UE in corso di adozione, di introdurre una disciplina che consenta e regoli lo sviluppo di iniziative di cittadini (con la partecipazione anche di altri soggetti, incluse imprese e municipalizzate) che si associano in entità nuove finalizzate a gestire, con finalità prevalentemente sociali, consumi e generazione di energia, anche attraverso strumenti di *sharing* anche virtuale.

Integrazione dei mercati

REGOLAMENTO 2019/943 del 5 giugno 2019

Artt. 7-8 Mercato del Giorno Prima e Mercato Infra-giornaliero

L'introduzione di un mercato infra-giornaliero a negoziazione continua, che consenta agli operatori di scambiare energia tra i loro portafogli di generazione e carico sino all'ora che precede quella a cui si riferisce il prodotto negoziato (ora h-1)

I Regolamenti europei definiscono le linee guida per la creazione di un **mercato elettrico integrato a livello comunitario**:

- ✓ il Regolamento CACM (Regolamento 2015/1222) definisce le regole per l'**integrazione di MGP e MI**
- ✓ il Regolamento Balancing (Regolamento 2017/2195) definisce le regole l'**integrazione dei MB**

Tempistiche del mercato spot in Italia

Anticipo della gate closure rispetto al tempo reale

Una *gate closure* più vicina al tempo reale di MI consente agli operatori maggiori possibilità di correggere i programmi minimizzando gli sbilanciamenti e i relativi oneri, ma lascia al gestore della rete minore tempo per approvvigionare le risorse necessarie a garantire la sicurezza del sistema.

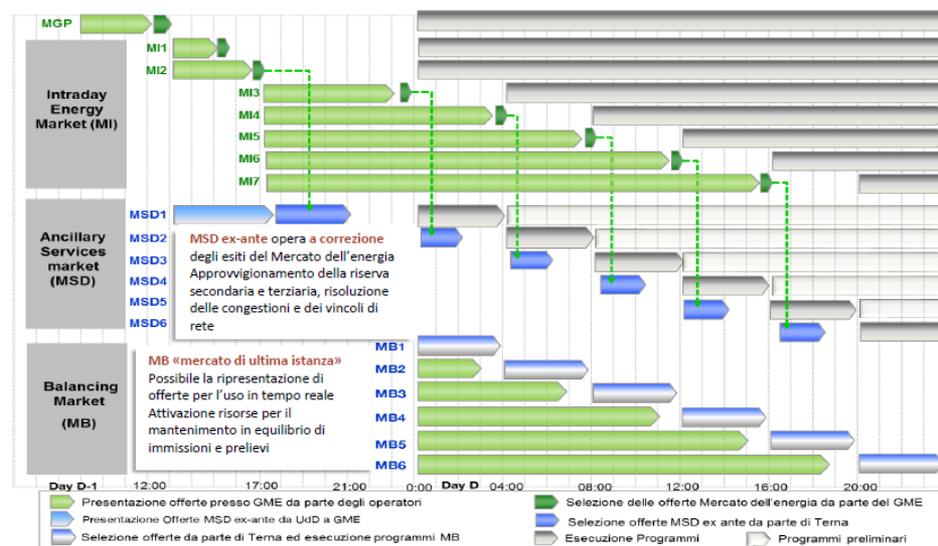
Mercato italiano: Sessione MI chiude circa 4 ore prima del periodo di consegna.

Esempio: MI7 chiude alle 15.45 e consente presentazione offerte per le ore comprese tra le 20:00 e le 24:00

Negoziazione continua:

Le offerte di vendita e acquisto di energia vengono accettate **progressivamente fino alla gate closure in base all'ordine temporale di presentazione e indipendentemente dall'ordine di merito economico** (es. una data offerta di vendita viene subito accoppiata alla prima offerta di acquisto "compatibile" anche se poi ne giungerà una «più competitiva»)

Mercato italiano: No continuous trading



Integrazione dei mercati

REGOLAMENTO 2019/943 del 5 giugno 2019

Art. 5 - Responsabilità di bilanciamento

Tutti gli operatori di mercato sono responsabili del proprio sbilanciamento in forma diretta o indiretta (attraverso un Balance Responsible Party - BRP). Sono previste deroghe per i progetti dimostrativi per tecnologie innovative e gli impianti da fonti energetiche rinnovabili con una capacità installata di generazione elettricità inferiore a 400 kW, mentre dal 2026 si applica solo a fonti di energia rinnovabile con una capacità elettrica inferiore a 200 kW.

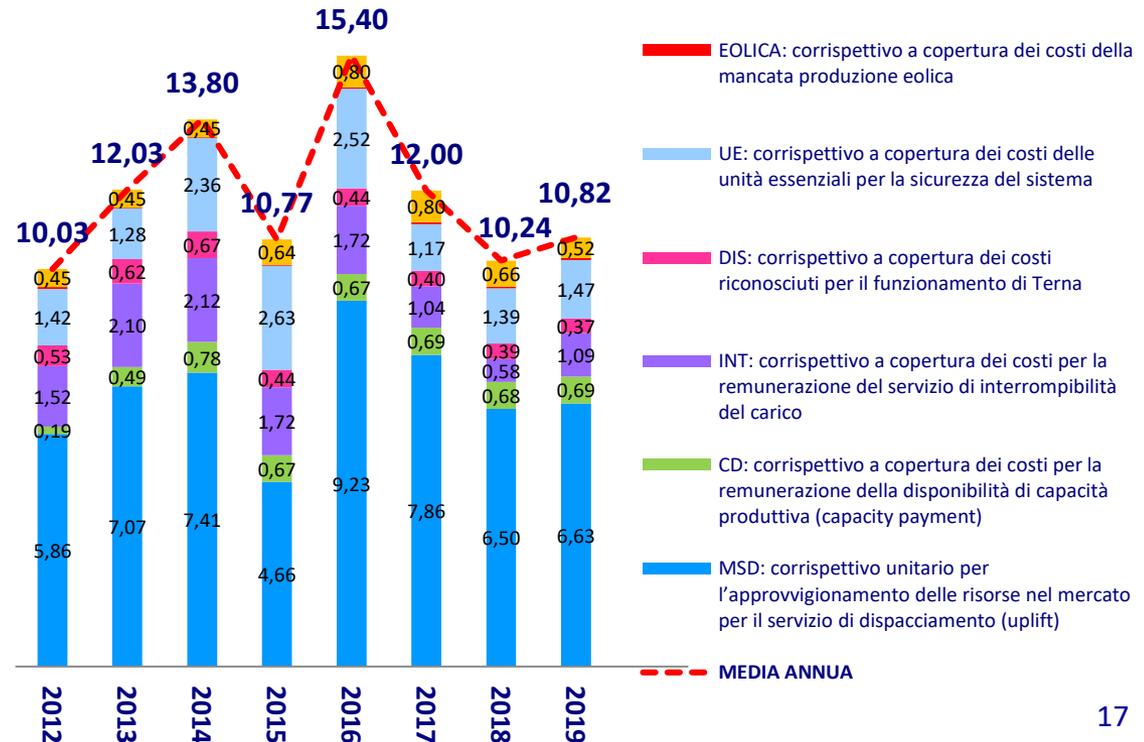
MSD rappresenta i costi sostenuti dal sistema per la sua sicurezza e il bilanciamento in tempo reale.

Il costo del servizio di dispacciamento è coperto da tutti i clienti finali (consumatori) attraverso il pagamento dei corrispettivi di costo per il servizio di dispacciamento applicati all'energia prelevata dalla rete.

Nel 2018 il Mercato dei Servizi di Dispacciamento registra un aumento +9,6% vs. 2017 dei volumi associati (19.185 GW) all'MSD ex-ante (acquisti+vendite).

Il Sud (30%) e Centro Sud (26%) contribuiscono a più del 50% degli oneri di dispacciamento, mentre il solo Nord genera circa il 20% degli oneri a fronte del 47% dei volumi.

MSD: Oneri di dispacciamento



Integrazione dei mercati

REGOLAMENTO 2019/943 del 5 giugno 2019

Art 9 – mercati a termine

Affiancare agli attuali mercati spot alcuni strumenti di medio e lungo termine per l'approvvigionamento dei servizi necessari per la gestione in sicurezza del sistema

Art 10 – limiti tecnici di offerta

il Regolamento elettrico vieta di imporre limiti, sia in positivo che in negativo, ai prezzi dell'energia scambiata in tutti gli orizzonti temporali (inclusi i prezzi dell'energia di bilanciamento). Il nuovo Regolamento non si limita a escludere vincoli espliciti alla formazione dei prezzi, ma prevede altresì che i regolatori individuino tutte le politiche e le misure che potrebbero concorrere a limitare indirettamente la formazione dei prezzi all'ingrosso, e provvedano ad eliminare tali limitazioni o, laddove non fosse possibile, attenuarne l'impatto ai comportamenti d'offerta;

Il cap e il floor nel Mercato elettrico Italiano

Allo stato attuale, in tutti i mercati elettrici italiani non è possibile presentare offerte a prezzo negativo, essendo previsto un limite inferiore (floor) di prezzo pari a 0 €/MWh, mentre i prezzi negativi sono presenti in diversi mercati elettrici europei.

DCO ARERA 322/2019/R/eel "Testo Integrato del Dispacciamento elettrico (TIDE) :Eliminazione dei limiti inferiori dei prezzi su MGP e MI (consentendo di presentare offerte a prezzi negativi), non anche su MSD (soprattutto per evitare l'eventuale aumento dell'esercizio del potere di mercato);

Integrazione dei mercati

REGOLAMENTO 2019/943 del 5 giugno 2019

Art.12 - Abolizione della priorità di dispacciamento alle rinnovabili

Potranno continuare a godere della priorità di dispacciamento gli impianti che, prima dell'entrata in vigore della direttiva, già ne usufruiscono, ma il beneficio decadrà in caso di rifacimenti o potenziamenti che comportino un nuovo contratto di connessione.

Gli Stati membri potranno concedere la priorità di dispacciamento soltanto ai nuovi impianti rinnovabili con potenza inferiore a 400 kW alla micro-cogenerazione ad alto rendimento e ai progetti dimostrativi per tecnologie innovative. Dal 2026 solo agli impianti da fonti rinnovabili con potenza inferiore a 200 kW



MGP e MI: Ordine di merito e dispacciamento

In Italia il modello usato per fissare il prezzo è il system marginal price. In base a tale meccanismo, tutte le offerte che sono accettate sulla borsa elettrica sono remunerate al prezzo di equilibrio, ottenuto dall'intersezione tra la curva di offerta e domanda

Integrazione dei mercati

PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA - PNIEC

Superamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Sarà valutato il superamento del PUN nel medio termine, in considerazione delle complessità di gestione e dei vincoli operativi che comporta nella gestione del processo di integrazione dei mercati europei attraverso il *market coupling* e di una partecipazione più attiva della domanda al mercato.

Sviluppo del market coupling:

Si proseguirà con lo **sviluppo del market coupling**, già a pieno regime sul mercato del giorno prima e in corso di evoluzione **sui mercati intraday e sul mercato dei servizi di dispacciamento**, in relazione all'attuazione di quanto previsto dai Codici di rete europei in materia (CACM and Balancing).

Sviluppo del continuous trading nel mercato intraday

sarà implementata una procedura per **consentire agli operatori di mercato di presentare offerte fino a un'ora prima della chiusura del mercato**, attraverso **procedure di negoziazione continua**. Si tratta di modifiche che agevolano le **negoziazioni in prossimità del tempo reale**, riducendo i rischi di sbilanciamento delle posizioni degli operatori e promuovendo la maggiore partecipazione al mercato degli operatori FER che per effetto della non programmabilità degli impianti sono maggiormente soggetti a tale rischio. La **riforma sarà coordinata con le modifiche alla disciplina del mercato di dispacciamento da parte del TSO Terna**.

Integrazione dei mercati

PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA - PNIEC

Sviluppo dell'aggregazione nei mercati dei servizi e del bilanciamento

Attraverso l'avvio di progetti pilota da parte di Terna, si è dato inizio ad un processo di integrazione della domanda nel mercato dei servizi elettrici attribuendole un nuovo ruolo grazie al Demand Response. Negli ultimi anni sono state abilitate le diverse tipologie di aggregazione tra unità di produzione e di consumo, anche con sistemi di accumulo (UVAC, UVAP, UPR, UVAM, UPI).

A breve sarà inoltre adottato un **decreto per l'avvio di progetti specifici di accesso al mercato dei servizi per le batterie dei veicoli elettrici (V2G)**, integrando le attuali possibilità di partecipazione ai progetti pilota.

Si renderà inoltre necessario lo **sviluppo di nuove regole commerciali e contrattuali per regolamentare i rapporti tra la figura dell'aggregatore e l'utente del dispacciamento o cliente finale.**

Fornire flessibilità al sistema nazionale, non solo con un funzionamento flessibile sui mercati dell'energia ma anche fornendo servizi di riserva sui mercati del dispacciamento

Esportare flessibilità verso i paesi interconnessi

Il *market coupling* dei mercati *day-ahead* ed *intra-day* così come il coordinamento dei mercati di riserva e bilanciamento sono fondamentali per rendere efficace ed efficiente l'allocazione della flessibilità disponibile al sistema

Nuove risorse di flessibilità

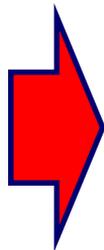
REGOLAMENTO 2019/943 del 5 giugno 2019

Art. 6 - Mercato del bilanciamento

Mercato del bilanciamento aperto alle rinnovabili, al controllo della domanda (demand response) e agli stoccaggi.

Evoluzione del mercato dei servizi con l'obiettivo di:

- ✓ incrementare la quantità di risorse disponibili ad offrire servizi di rete
- ✓ diversificare la tipologia di risorse abilitate al mercato



Rispetto al Mercato del Giorno Prima, il **Mercato dei Servizi di Dispacciamento** è, per sua natura, caratterizzato da una **struttura dell'offerta molto più concentrata**, in quanto vi possono **partecipare solo le unità abilitate** che, per le loro **prestazioni specifiche e/o la loro localizzazione**, possono efficacemente ed efficientemente erogare al TSO i servizi necessari ad assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, riserva di potenza, bilanciamento etc.).

Dalle risorse di rete tradizionali... ➔ ... a un mercato più ampio e estremamente più complesso



- Unità Rilevanti Abilitate (P>10MVA)

ca. 250 Unità di Produzione



- Unità Rilevanti Abilitate (P>10MVA)

ca. 250 Unità di Produzione



- Demand Response
- Generazione Distribuita
- FER non abilitate
- Storage (anche veicoli elettrici)

Potenzialmente >800k impianti di produzione e ca. 40Mn di unità di consumo

Progetti pilota in corso

Terna sta promuovendo, sulla base degli indirizzi di ARERA, **nuove iniziative volte ad abilitare** un maggior numero di risorse (GD, Domanda e Storage) alla **partecipazione attiva al MSD**

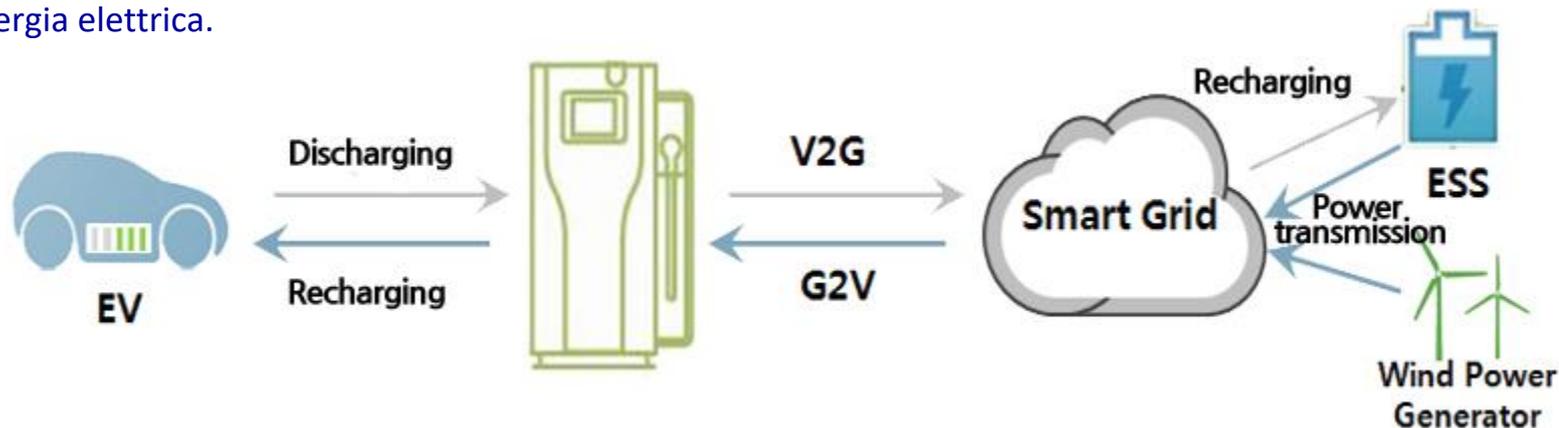
Nuove risorse di flessibilità: vehicle to grid – V2G

DIRETTIVA ELETTRICA 2019/944 del 5 giugno 2019

Art. 33 integrazione dell'elettromobilità nella rete elettrica

La proprietà, lo sviluppo e la gestione delle colonnine di ricarica dei veicoli elettrici sono elettivamente un'attività libera di mercato. In deroga a ciò, solo per un periodo limitato e in caso di fallimento del mercato, il DSO può, sotto il controllo dei NRAs, essere proprietario, sviluppare e gestire colonnine di ricarica a condizione regolate da NRA.

L'approvvigionamento energetico da punti di ricarica rientra nell'ambito delle norme che regolano la fornitura di energia elettrica.



Nuove risorse di flessibilità: Sistemi di Accumulo

DIRETTIVA ELETTRICA 2019/944 del 5 giugno 2019

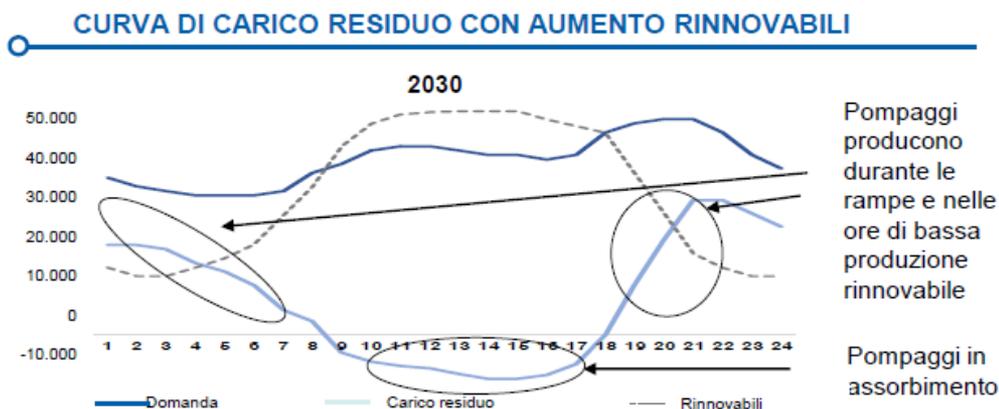
Art. 36 e 54 Proprietà degli impianti di stoccaggio dell'energia

Il TSO e il DSO, previa autorizzazione dell'Autorità di regolazione e sulla base di indirizzi del Ministro dello Sviluppo, **potranno realizzare e gestire sistemi di accumulo connessi direttamente alla rete di trasmissione nazionale**, nei soli due seguenti casi:

- **accumuli integrati nella RTN funzionali alla sicurezza del sistema elettrico che non possono operare sui mercati all'ingrosso in concorrenza con gli operatori;**
- **accumuli in grado di erogare servizi ancillari e che, a tale scopo, partecipano ai mercati dei servizi** ma per i quali siano state svolte procedure concorrenziali finalizzate a acquisire tali risorse dagli operatori di mercato.

PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA - PNIEC

Il PNIEC prevede **l'installazione di nuovi impianti di pompaggio per almeno 3 GW entro il 2030** e lo **sviluppo dello storage elettrochimico** sia a livello distribuito che centralizzato, fino a livelli che in prima approssimazione possono essere stimati su base scenariale nell'ordine dei **24 GWh di capacità di accumulo operante su rete e altri 15 GWh di SdA accoppiati agli impianti distribuiti.**



- **Coprire il fabbisogno nelle ore di alto carico e scarso apporto solare/eolico**
- **Ridurre le congestioni di rete e l'overgeneration**
- **Fornire servizi di rete (impianti con flessibilità elevata)**

Sicurezza, adeguatezza e mercato della capacità

REGOLAMENTO 2019/943 del 5 giugno 2019

Artt.20 – 26 Adeguatezza, capacity markets e risorse cross-border

Sviluppo di scenari di riferimento per la **valutazione dell'adeguatezza** della capacità di generazione sia a livello Ue che di Stati membri, con il coinvolgimento delle Autorità di regolazione nazionali.

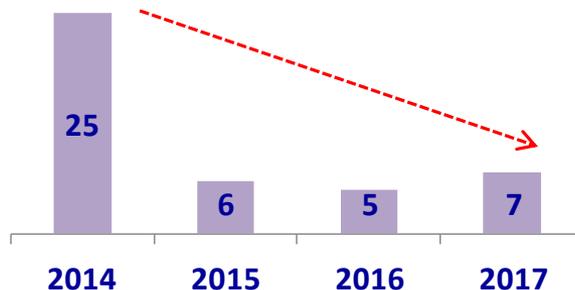
Aperto a: Fer non incentivate, domanda e capacità estera.

Limiti emissivi: gli impianti (ad esclusione di quelli Chp e a biomasse) che avvieranno le operazioni commerciali dopo l'entrata in vigore delle nuove norme (il 4 luglio 2019) non potranno essere ammessi ai capacity market se emetteranno più di 550 gr CO₂/kWh, mentre le centrali esistenti con emissioni superiori a 550 gr CO₂/kWh e 350 kg CO₂ in media annua per kW installato potranno partecipare ai meccanismi fino al 1° luglio 2025.

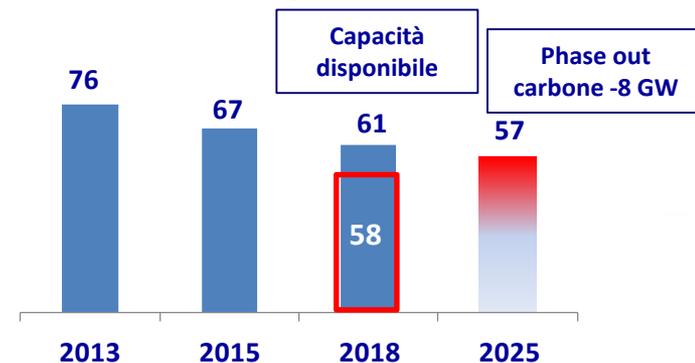
Grandfathering clause: adeguamento dei *capacity market* esistenti alle nuove norme, escludendo però i contratti sottoscritti prima del 31 dicembre 2019 .

Riduzione delle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico

Progressiva riduzione del Margine di riserva alla punta*



Phase out della capacità termoelettrica



Sicurezza, adeguatezza e mercato della capacità

PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA - PNIEC

MERCATO DELLA CAPACITÀ

Nel PNIEC si prevede l'implementazione di **nuovi meccanismi di mercato della capacità**, finalizzati ad **assicurare l'adeguatezza del sistema** in maniera coerente con **gli obiettivi di decarbonizzazione** e con i **target fissati per lo sviluppo delle rinnovabili e l'efficienza energetica**.

Il mercato della capacità è una misura **approvata dalla CE nel 2018**, che prevede l'introduzione di **aste annuali** da parte di Terna, **aperte a tutte le tecnologie in grado di contribuire all'obiettivo di adeguatezza**, per **l'approvvigionamento di risorse, anche estere, a copertura del fabbisogno**.

Il **Decreto ministeriale del 28 giugno 2019** ha dato avvio al **Capacity market** in Italia, correlando il tema dell'adeguatezza, grazie alla potenziale partecipazione al meccanismo di impianti esistenti e in corso di autorizzazione, a quello della decarbonizzazione, ovvero al phase-out del carbone.

La nuova disciplina prevede infatti che, per partecipare alle aste, gli **impianti** rispettino un **Indice di Emissione** con soglia di **550 grCO₂/kWh** a potenza massima erogabile, con una **deroga per le unità esistenti** che – pur non rientrando nel limite dell'Indice di Emissione – assumono l'impegno di contenere le **Emissioni Totali Unitarie su base annuale** entro **350 kgCO₂/kW**.

Sicurezza, adeguatezza e mercato della capacità

PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA - PNIEC

PNIEC: Interventi infrastrutturali necessari

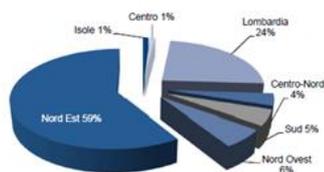
Potenziamento delle dorsali interne (Nord-Sud e isole) e delle interconnessioni necessarie a risolvere nuove congestioni e vincoli, aumentare l'adeguatezza e la sicurezza del sistema, migliorare integrazione delle rinnovabili

Le problematiche relative ai rischi della rete sono principalmente legate ad una scarsa magliatura della rete, specialmente in aree come il Nord Est, ed alla presenza di lunghe dorsali lungo la costa tirrenica e adriatica scarsamente interconnesse tra loro.

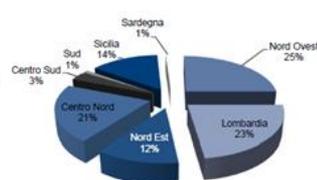
SEMPLIFICAZIONE E VELOCIZZAZIONE DELLE PROCEDURE AUTORIZZATIVE PER L'ESECUZIONE DELLE OPERE

- Realizzazione del Triterminale "Continente-Sicilia-Sardegna"
- La realizzazione dell'HVDC CSud-Cnord

RISCHI DI SOVRACCARICO RETE PRIMARIA*



RISCHI DI SOVRACCARICO RETE SECONDARIA*



Rete primaria: (400/220Kv)
Rete secondaria: (150/132 Kv)
Condizioni di Sicurezza N-1: in presenza di un fuori servizio di un qualsiasi elemento della rete

INTERCONNESSIONE ITALIA-AUSTRIA (Glorenza – Nauders)

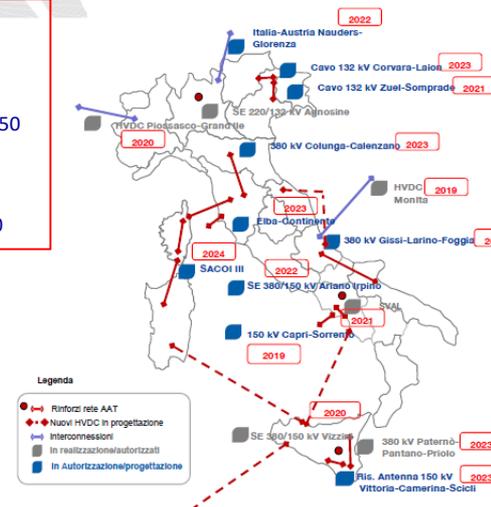
Interconnector privato L.99/09
•Capacità in esenzione: 150 MW
Autorizzazione prevista entro dicembre 2018
Entrata in esercizio: stimata dicembre 2022

INTERCONNESSIONE ITALIA –AUSTRIA (Prati/Brennero – Steinach)

Linea Pubblica RTN
Capacità circa 100 MW (50% Italia –RTN –Terna/ 50% Austria Tinetz)
Entrata in esercizio: 1H20

INTERCONNESSIONE ITALIA – FRANCIA

Interconnector privato L.99/09
•Capacità in esenzione: 350 MW
Linea pubblica RTN:
•Capacità RTN: 250 MW
Entrata in Esercizio: 1H20



INTERCONNESSIONE ITALIA – MONTENEGRO

Interconnector privato L.99/09
•capacità in esenzione in corso di definizione
Linea Pubblica RTN
Capacità tot. lato Italia: 400 MW
Entrata in esercizio: dicembre 2019

INTERCONNESSIONE ITALIA –TUNISIA (ELMED project) (HVDC 600MW)

Progetto incluso nella terza lista PCI e candidato alla quarta
In avvio studi di fattibilità del progetto
Accordo intergovernativo (Tunisia/Italia) in corso di finalizzazione
Commissioning: 2027

Nuovo ruolo DSO e cooperazione DSO-TSO

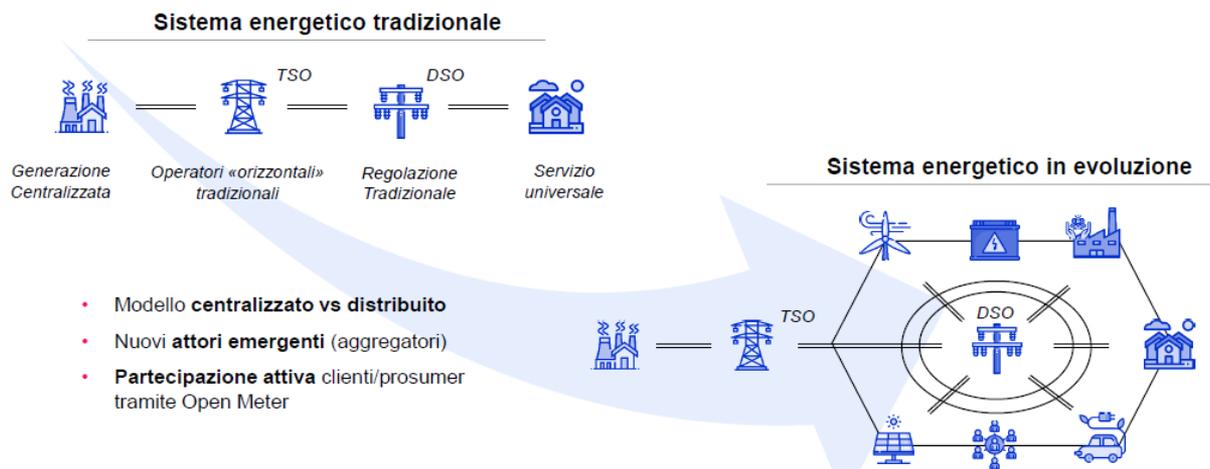
DIRETTIVA ELETTRICA 2019/944 del 5 giugno 2019

Art 57 Cooperazione tra i gestori di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione

Sarà necessario passare progressivamente dall'attuale modello centralizzato di dispacciamento *Central Dispatch* ad un modello più decentrato *Local Dispatch* (prevalente in Europa) per gestire una crescente quota di risorse distribuite prevedendo l'**auto-bilanciamento a livello locale**, dando maggiori poteri e responsabilità ai distributori (DSO) nel dispacciamento (quali l'approvvigionamento di servizi di flessibilità a livello locale).

Il ruolo chiave del DSO

Abilitatore neutrale della GD e della partecipazione attiva dei consumatori ai mercati.



Nuovo ruolo DSO e cooperazione DSO-TSO

REGOLAMENTO 2019/943 del 5 giugno 2019

Artt. 55 e 57 Cooperazione tra i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione

Occorre andare verso reti sempre più flessibili e **superare il concetto di reti di distribuzione “passiva” per passare a reti “intelligenti”** (Smart Grid), che consentano alle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), il cui contributo è intermittente, di essere più facilmente compensate dalle forme di energia tradizionali.

L'**esigenza di coordinamento tra TSO e DSO** è necessario **per garantire la sicurezza del sistema** attraverso un **intervento di regolazione centralizzato** a valle delle movimentazioni locali e per movimentare le risorse locali in modo **più efficiente ed economico**.

PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA - PNIEC

Aggiornamento del modello di dispacciamento e ruolo dei distributori (DSO)

Si prevede una **riforma del funzionamento del mercato di dispacciamento** che, **pur nell'ambito di un modello di *central dispatch***, preveda un **ruolo più attivo dei DSO** attraverso l'**aggiornamento delle loro responsabilità nella fornitura dei servizi di rete resi dalle risorse distribuite** e per mezzo di **nuovi modelli di cooperazione tra il TSO e i DSO**.

Uno **specifico ambito d'intervento** riguarderà pertanto le **procedure e i sistemi di comunicazione tra i gestori di rete** (di trasmissione e di distribuzione); sarà inoltre opportuno definire **nuovi standard di controllabilità e osservabilità tra il gestore della rete di trasmissione e gli utenti del *dispacciamento/balance service provider* collegati ai nuovi soggetti partecipanti al MSD** (aggregatori di generazione, consumo e stoccaggi). In un secondo momento, sarà valutata, sulla base di criteri tecnici di efficienza e sicurezza, la **progressiva evoluzione dell'attuale modello centralizzato di dispacciamento (*central despatch*) verso un modello più decentrato**, onde tener conto dell'esigenza di gestire una crescente quota di risorse distribuite e dell'impulso delle nuove norme UE ad assegnare ai DSO nuovi compiti quali l'approvvigionamento di servizi di flessibilità a livello locale.