



# TRANSFORMATION TALK

## Sostenibilità e PMI: l'efficiamento energetico nel mercato italiano

Simone Franzò, PhD

Energy & Strategy, Politecnico di Milano

[simone.franzo@polimi.it](mailto:simone.franzo@polimi.it)

Intervento per



Milano, 27 Maggio 2021

**1**

**Green New Deal – Next Generation EU e PNRR**

**2**

**I Titoli di Efficienza Energetica (TEE)**

**3**

**Le energy Community**

**4**

**Lo scambio sul posto e l'autoconsumo**

**5**

**Le Unità Virtuali Abilitate (UVA)**



# Il Green Deal e la neutralità climatica al 2050

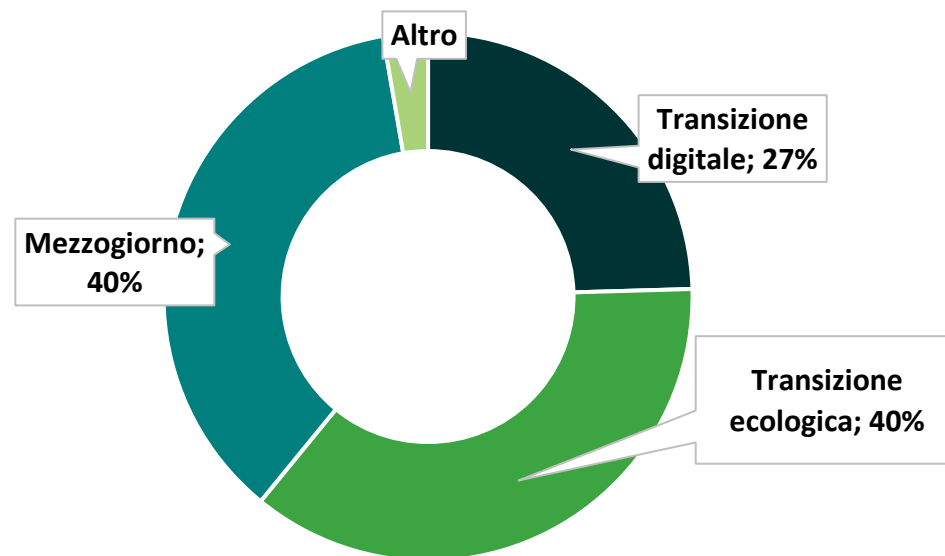


- Il **Green Deal europeo** stabilisce sfidanti obiettivi di **decarbonizzazione** a livello **europeo**, secondo un duplice orizzonte temporale:
  - **2030: taglio delle emissioni del 55%** rispetto ai valori del 1990 (a fronte di un obiettivo precedentemente fissato al 40%)
  - **2050: neutralità climatica.**
- Questi obiettivi amplificano la **necessità di un «cambio di passo»** nell'evoluzione dei settore relativi all'**efficienza energetica** ed alle **fonti rinnovabili** nel nostro Paese, che permetta di raggiungere **livelli di crescita notevolmente superiori a quelli osservati negli ultimi anni.**

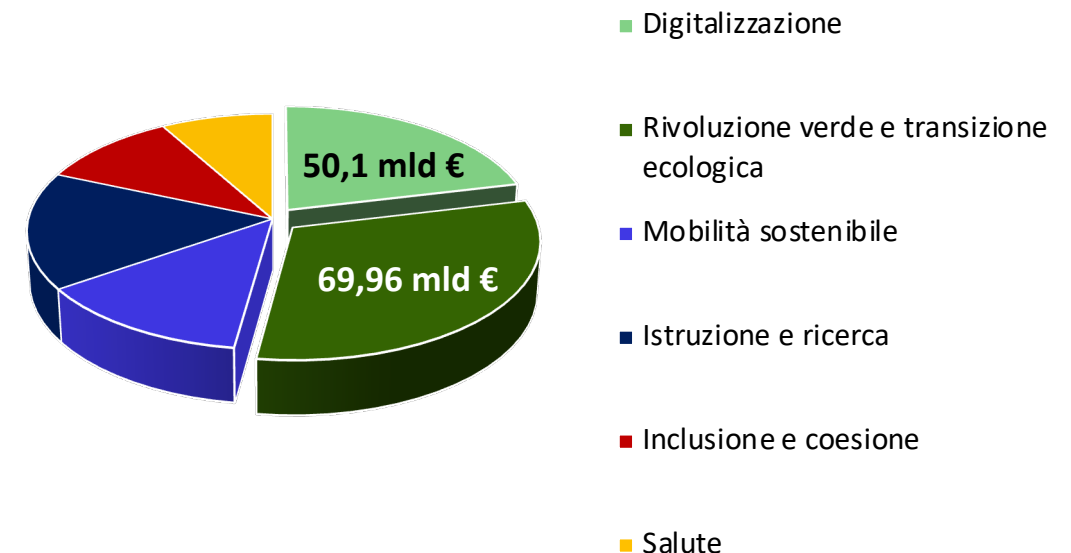
# Il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza



- **Next Generations EU** è uno strumento di ripresa temporaneo definito a livello europeo, a cui sono stati destinati **750 mld €**, creato per riparare i **danni economici e sociali immediati causati dalla pandemia Covid-19**.
- Il **25 aprile 2021** il Governo italiano ha trasmesso al Parlamento il testo del **Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR)** in vista della **presentazione formale alla Commissione Europea**, avvenuta il 30 aprile.
- Sono previsti **3 «assi strategici»** per il rilancio del Paese:
- Nel Piano sono individuate **6 Missioni**, a loro volta suddivise in **16 Componenti**, funzionali a realizzare gli obiettivi definiti nella strategia del Governo.
- Su **Digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura, e Rivoluzione verde e transizione energetica** sono allocate rispettivamente il **21% e 30% delle risorse disponibili**.



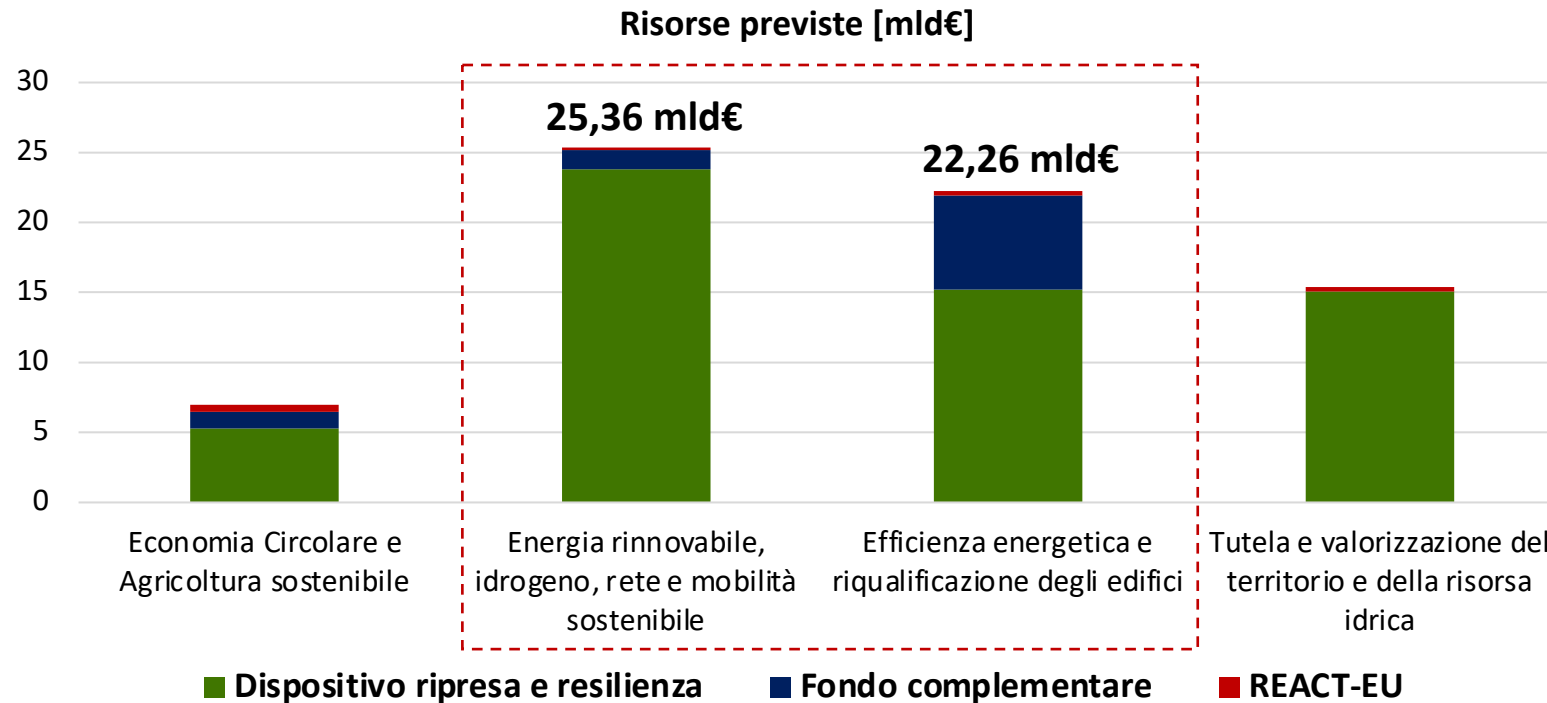
Suddivisione delle risorse disponibili per Missione



# Il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza

## Rivoluzione verde e transizione ecologica

- La Missione «**Rivoluzione verde e transizione ecologica**» è suddivisa in 4 componenti:
  - Economia Circolare e Agricoltura Sostenibile;
  - Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile;**
  - Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici;**
  - Tutela del territorio e della risorsa idrica.

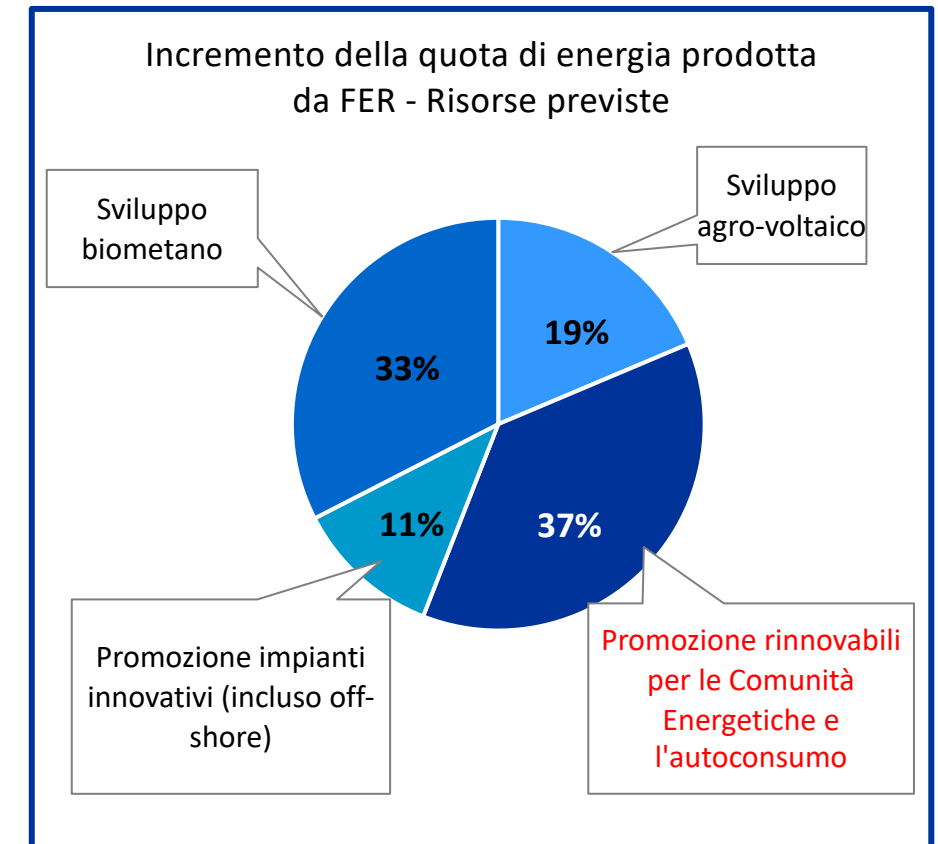
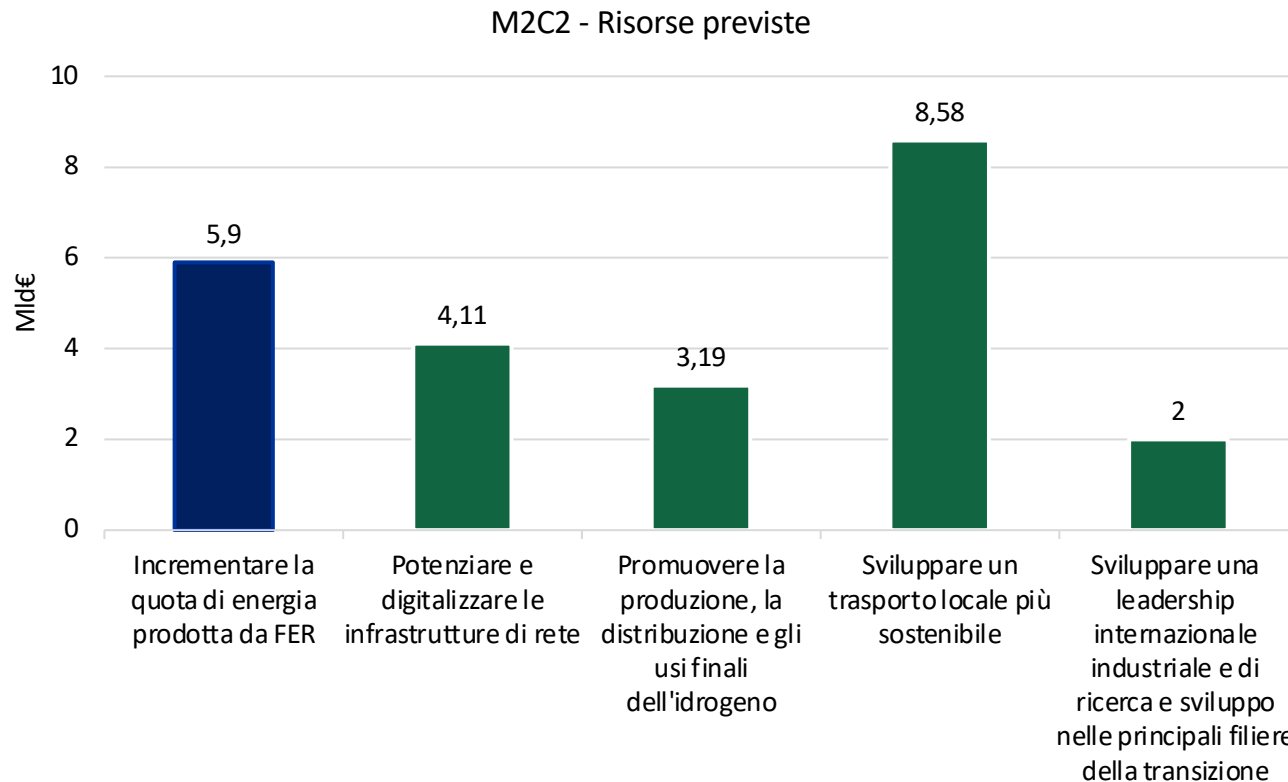


# Il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza

## Rivoluzione verde e transizione ecologica



- I fondi previsti dal PNRR per la Componente **Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile** sono per circa il **25% allocati all'incremento della quota di energia prodotta da FER**, mentre la quota principale è dedicata allo sviluppo del trasporto locale.

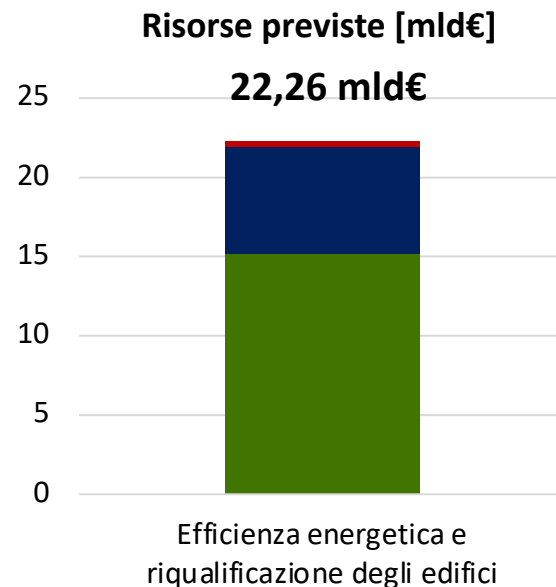


# Il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza

## Rivoluzione verde e transizione ecologica



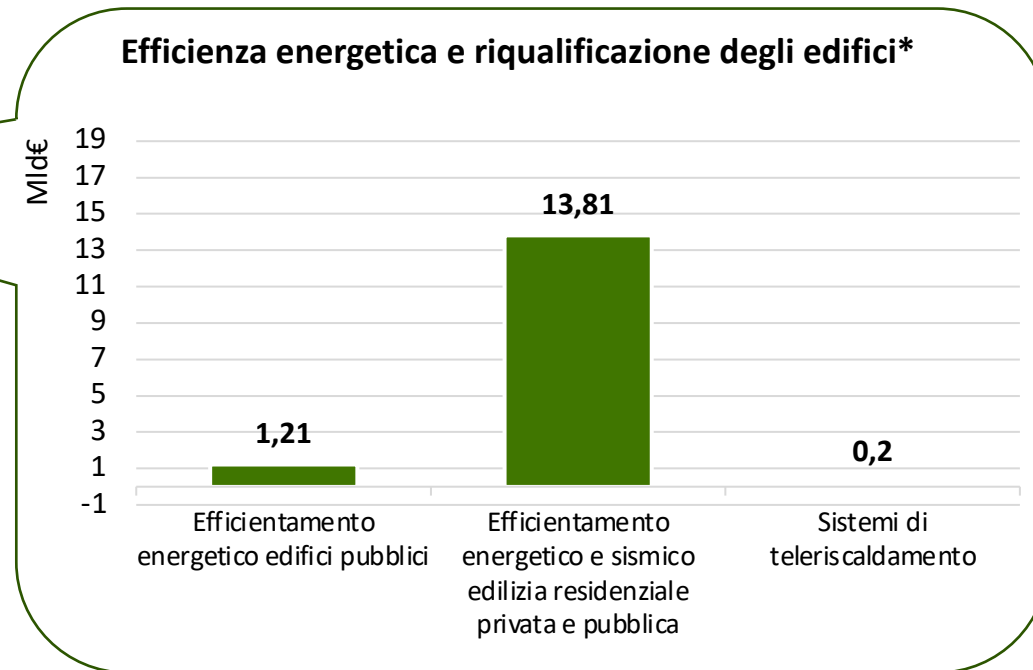
- La componente «Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici» è suddivisa in 3 linee d'azione:
  - Efficientamento **edifici pubblici**;
  - Efficientamento **energetico e sismico edilizia residenziale privata e pubblica**;
  - Sistemi di teleriscaldamento.



■ REACT-EU

■ Fondo complementare

■ Dispositivo ripresa e resilienza



\*I finanziamenti riportati in questo grafico sono relativi solo al Dispositivo ripresa e resilienza

**1**

**Green New Deal – Next Generation EU e PNRR**

**2**

**I Titoli di Efficienza Energetica (TEE)**

**3**

**Le energy Community**

**4**

**Lo scambio sul posto e l'autoconsumo**

**5**

**Le Unità Virtuali Abilitate (UVA)**



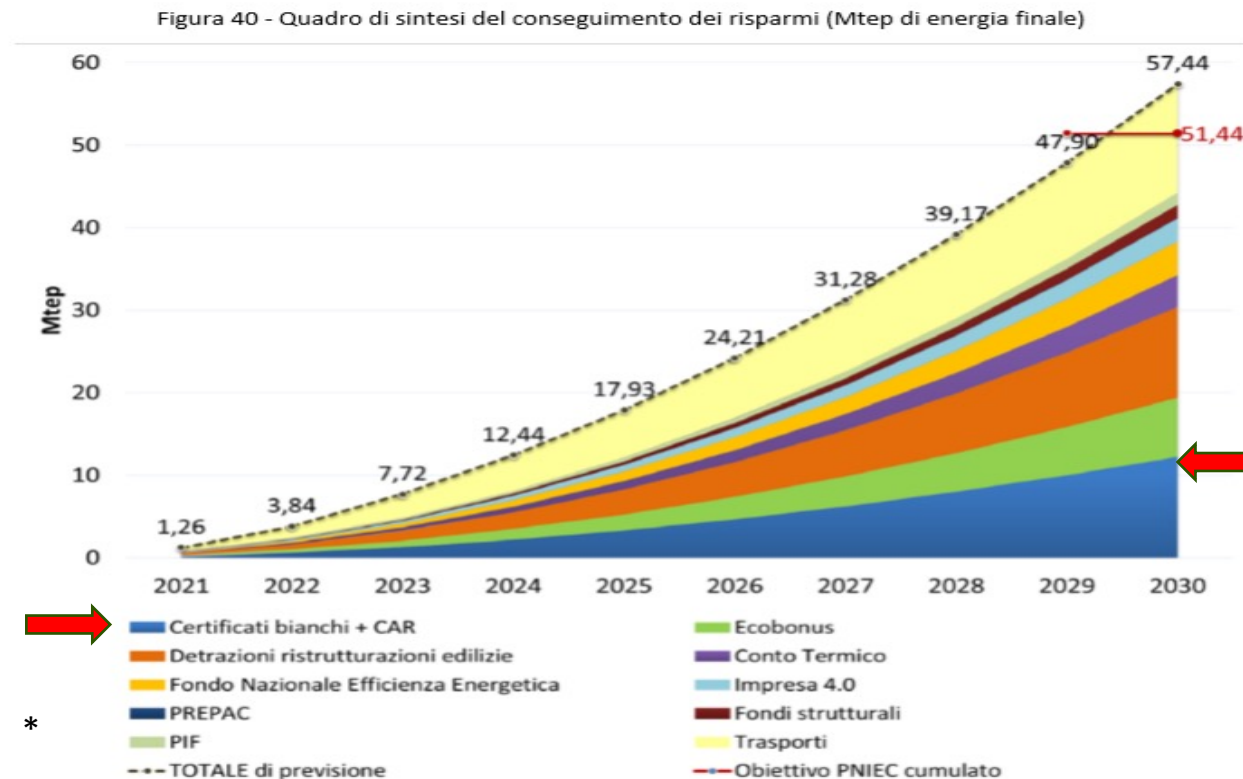


# Gli obiettivi del PNIEC

## Gli strumenti incentivanti



- A dicembre 2019 è stato approvato il testo definitivo del PNIEC che traccia gli obiettivi in termini di generazione da fonti rinnovabili ed efficienza energetica per il nostro Paese al 2030.
- Per raggiungere gli obiettivi fissati, si prevede un contributo di diversi «strumenti» normativi e complessivamente, le misure previste dovrebbero portare ad un **risparmio di 57,44 Mtep**. Entro il 2030 i consumi finali lordi di energia si ridurranno del **39,7%** rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007.



- Tra le misure identificate, il meccanismo dei **certificati bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica – TEE)**, con **12,3 Mtep**, contribuirà per oltre il **20%** dei risparmi complessivi.
- I risparmi conseguiti dal meccanismo dei certificati bianchi, riferiti ai soli nuovi progetti di efficienza energetica, dovranno decuplicare nell'arco di 10 anni, con un **incremento annuo di 0,22 Mtep**.

# Il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica

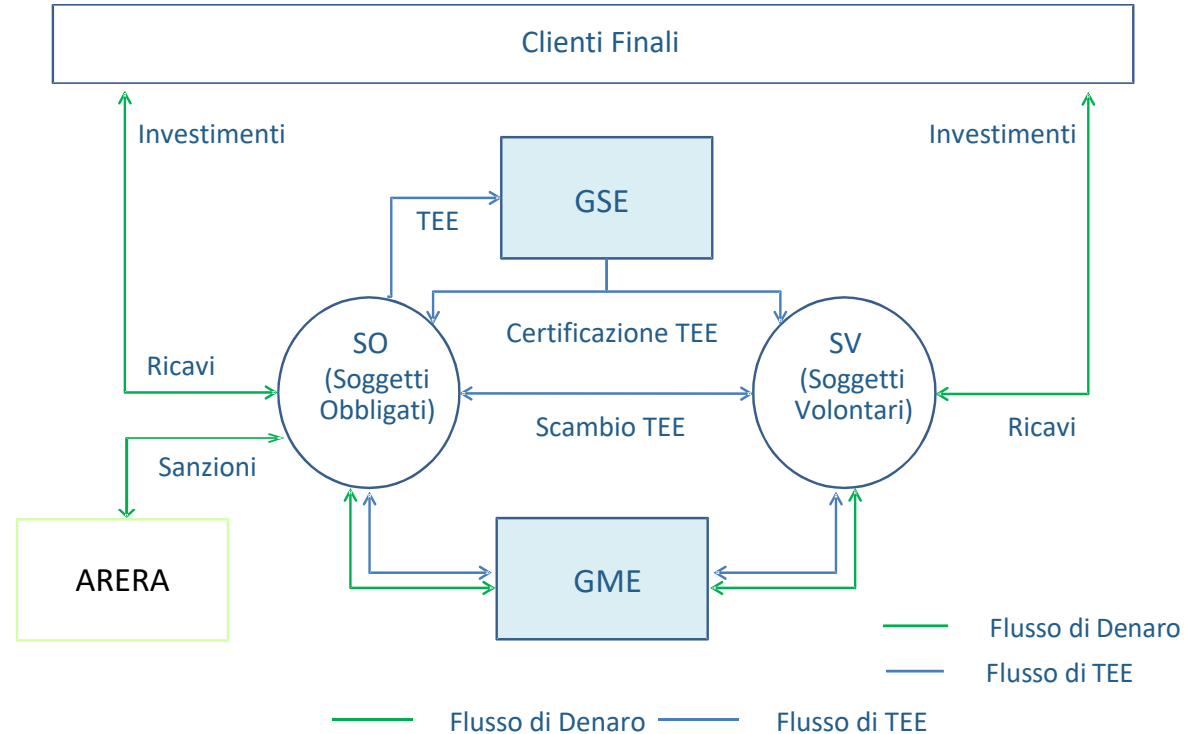
- I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) - anche noti come **Certificati Bianchi (CB)** - sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE, che certificano il conseguimento di risparmi negli usi finali di energia attraverso interventi di efficienza. Un TEE equivale al **risparmio di una Tonnellata Equivalente di Petrolio (TEP)**.
- Il meccanismo indica come **soggetti obbligati** al risparmio di energia primaria i **distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti finali**; essi possono adempiere all'obbligo **realizzando direttamente interventi** oppure **acquistando TEE a mercato**.
- I TEE sono riconosciuti per i risparmi calcolati come differenza «fra il consumo di baseline e il consumo energetico conseguente alla realizzazione di un progetto».

*Consumo di energia primaria del sistema tecnologico assunto come punto di riferimento ai fini del calcolo dei risparmi addizionali per i quali sono riconosciuti i Certificati Bianchi. Il consumo di baseline è **pari al valore del consumo antecedente alla realizzazione del progetto di efficienza energetica**. Nel caso di nuovi impianti, edifici o siti comunque denominati per i quali non esistono valore di consumi energetici antecedenti all'intervento, il consumo di baseline è pari al consumo di riferimento.*

# Il meccanismo di funzionamento dei TEE



- I titoli di efficienza energetica sono scambiabili:
  - mediante **contratti bilaterali**;
  - sul **mercato organizzato gestito dal GME**, in cui la domanda sarà costituita dai distributori che hanno l'obbligo di presentare all'Autorità titoli corrispondenti agli obiettivi di risparmio energetico loro assegnati.



- ▶ È inoltre possibile guadagnare **vendendo i titoli in eccesso** grazie al raggiungimento di un risparmio superiore rispetto a quello annualmente prestabilito.
- ▶ Di contro, coloro i quali non riescono ad ottemperare agli obblighi minimi assunti vengono conseguentemente **sanzionati** e dovranno acquistare sul mercato ulteriori titoli necessari al raggiungimento dell'obiettivo minimo prefissato.

# Il meccanismo di funzionamento dei TEE : tecnologie ammissibili ed ambiti applicativi



- I progetti di efficienza energetica ammissibili al meccanismo afferiscono a **quattro settori**:
  - **Settore industriale**, che comprende interventi quali l'installazione di sistemi per l'illuminazione, recuperi termici
  - **Settore reti, servizi e trasporti** (es. teleriscaldamento/teleraffrescamento)
  - **Settore civile**, che comprende interventi quali l'isolamento termico di superfici disperdenti opache degli edifici
  - **Misure comportamentali**, che comprende interventi quali l'adozione iniziative finalizzate all'utilizzo di veicoli a basse emissioni
- Il più recente **aggiornamento delle tecnologie ammissibili** è avvenuto con un Decreto interministeriale del MiSE, datato **11 Luglio 2019**, che ha introdotto **ulteriori interventi afferenti ai settori industriale e trasporti** quali l'efficientamento energetico delle centrali frigorifere e l'acquisto flotte di mezzi di trasporto non a trazione elettrica.

## Metodi di valutazione standardizzata

Questo metodo quantifica il risparmio energetico aggiuntivo conseguito attraverso la realizzazione del progetto standardizzato (PS) ed è rendicontato sulla base di un algoritmo di calcolo e della misura diretta di un idoneo campione rappresentativo dei parametri di funzionamento che caratterizzano il progetto sia nella configurazione ex ante sia in quella ex post. Ai fini dell'accesso al meccanismo, il PS deve aver generato una quota di risparmio aggiuntivo non inferiore a 5 TEP nel corso dei primi 12 mesi del periodo di monitoraggio.

## Metodi di valutazione a consuntivo

Il metodo di valutazione a consuntivo quantifica il risparmio energetico aggiuntivo conseguito attraverso la realizzazione del **progetto a consuntivo** (PC) tramite una **misurazione puntuale** delle grandezze caratteristiche, sia nella configurazione ex ante sia in quella ex post. Ai fini dell'accesso al meccanismo, i PC devono aver generato **una quota** di risparmio aggiuntivo **non inferiore a 10 TEP** nel corso dei primi 12 mesi del periodo di monitoraggio.

## Box: Linee Guida di supporto al meccanismo dei TEE



- Il **Decreto Certificati Bianchi del 2018** prevedeva inoltre la **pubblicazione di Linee Guida** di supporto al meccanismo dei TEE.
- Il **GSE, in collaborazione con ENEA e RSE**, ha **pubblicato le Linee Guida** (approvate dal **Decreto Direttoriale del 30 aprile 2019**) relative a sei settori:
  - carta
  - vetro
  - lavorazione materie plastiche
  - ceramica
  - produzione di energia termica e frigorifera
  - servizio idrico integrato
- Le **Linee Guida** approvate si compongono di **due parti**. La **prima**, composta dall'Allegato 1, ha l'**obiettivo di promuovere l'individuazione, la definizione e la presentazione di progetti** nell'ambito del meccanismo dei **Certificati Bianchi**; la seconda parte, composta dall'Allegato 2, individua le **tipologie di progetti di efficienza energetica ammissibili** (elenco non esaustivo).

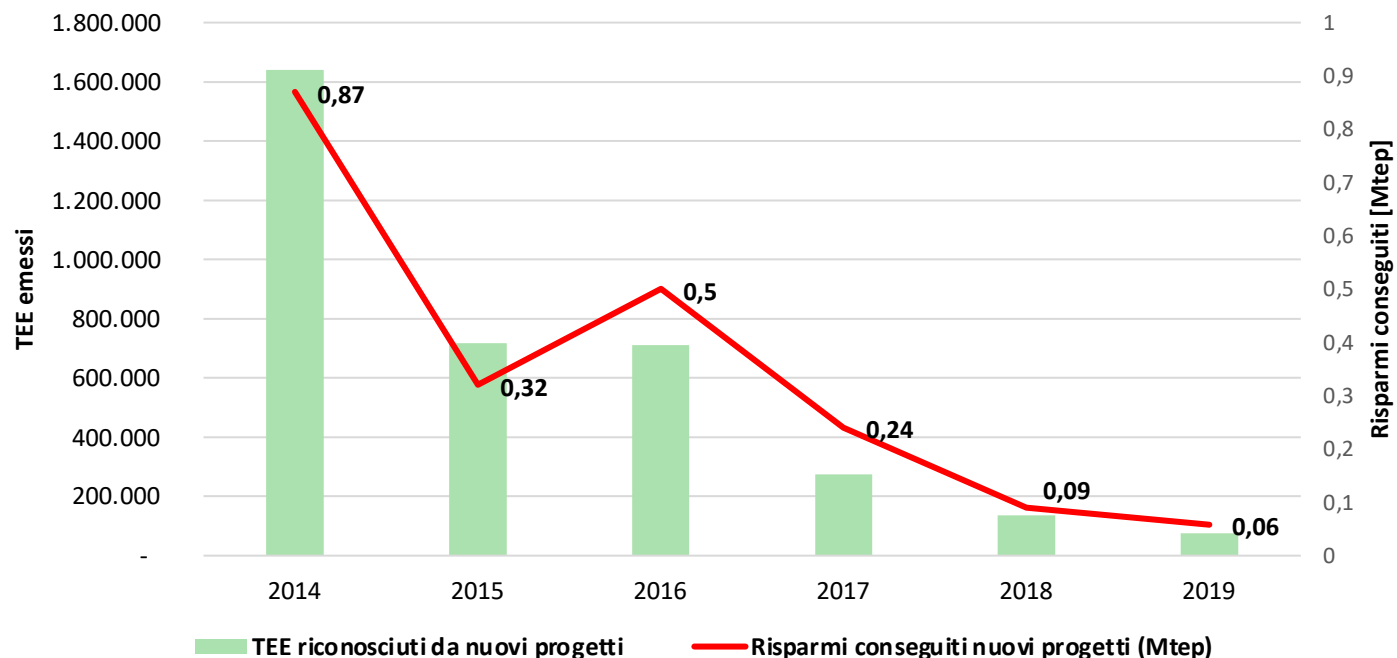
# Il meccanismo dei Certificati Bianchi

## Situazione attuale e obiettivi del PNIEC: il confronto



- Ai fini del raggiungimento degli obiettivi del PNIEC, si riscontrano 2 principali problematiche. Innanzitutto si evince come i risparmi conseguiti da nuovi progetti sono in continuo calo dal 2016, **facendo registrare un risparmio di 0,06 Mtep nel 2019**, circa un quarto del valore previsto nel 2021. Calo che è derivante dal numero di TEE riconosciuti da nuovi progetti.

Trend TEE e tep riconosciuti da nuovi progetti



Risparmi conseguiti

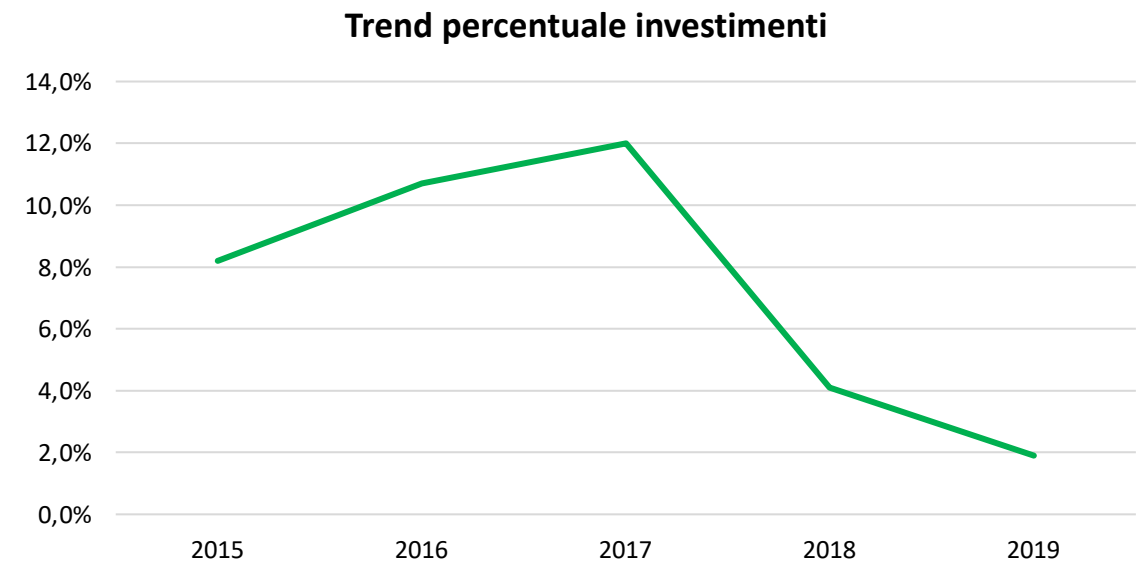
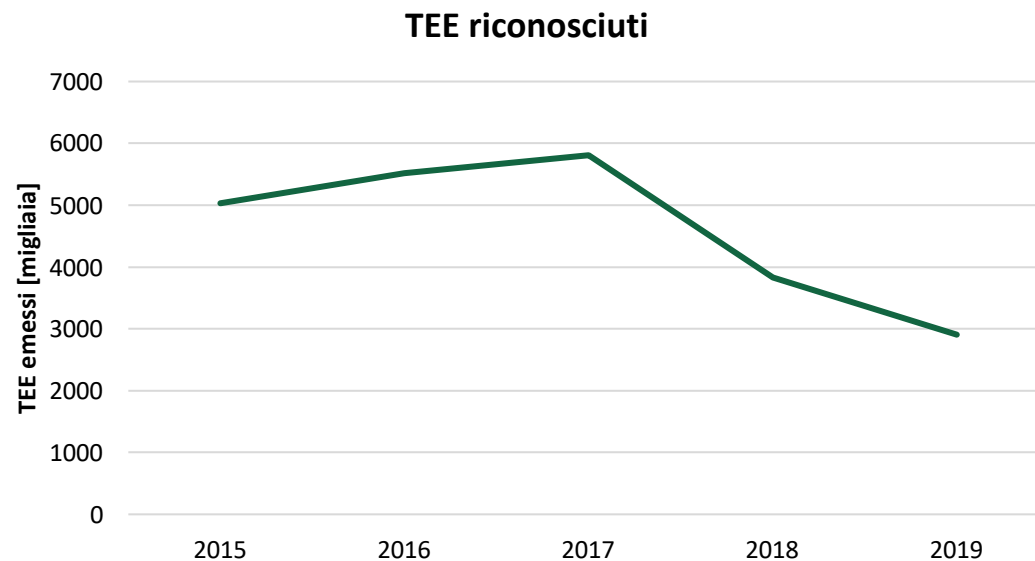
Nuovi progetti (Mtep)	Totali (Mtep)	% nuovi progetti
0,87	2,7	32,2%
0,32	1,73	18,5%
0,5	1,93	25,9%
0,24	1,92	12,5%
0,09	1,31	6,9%
0,06*	0,96	6%

- Preoccupante anche la **continua diminuzione** del peso dei nuovi progetti rispetto al totale di risparmi conseguiti

# Investimenti in efficienza energetica industriale e Certificati Bianchi



- Seppur le cause che hanno portato ad un rallentamento degli investimenti in efficienza energetica in ambito industriale siano molteplici, **non si può negare come la crisi del meccanismo dei certificati bianchi abbia avuto una forte influenza negativa.**
- Comparando infatti il trend percentuali degli investimenti nell'ultimo quinquennio, con il numero di TEE riconosciuti nello stesso periodo, **si osserva un andamento molto simile**, con una forte crescita nel triennio 2015-17 seguita da una contrazione nel biennio successivo.

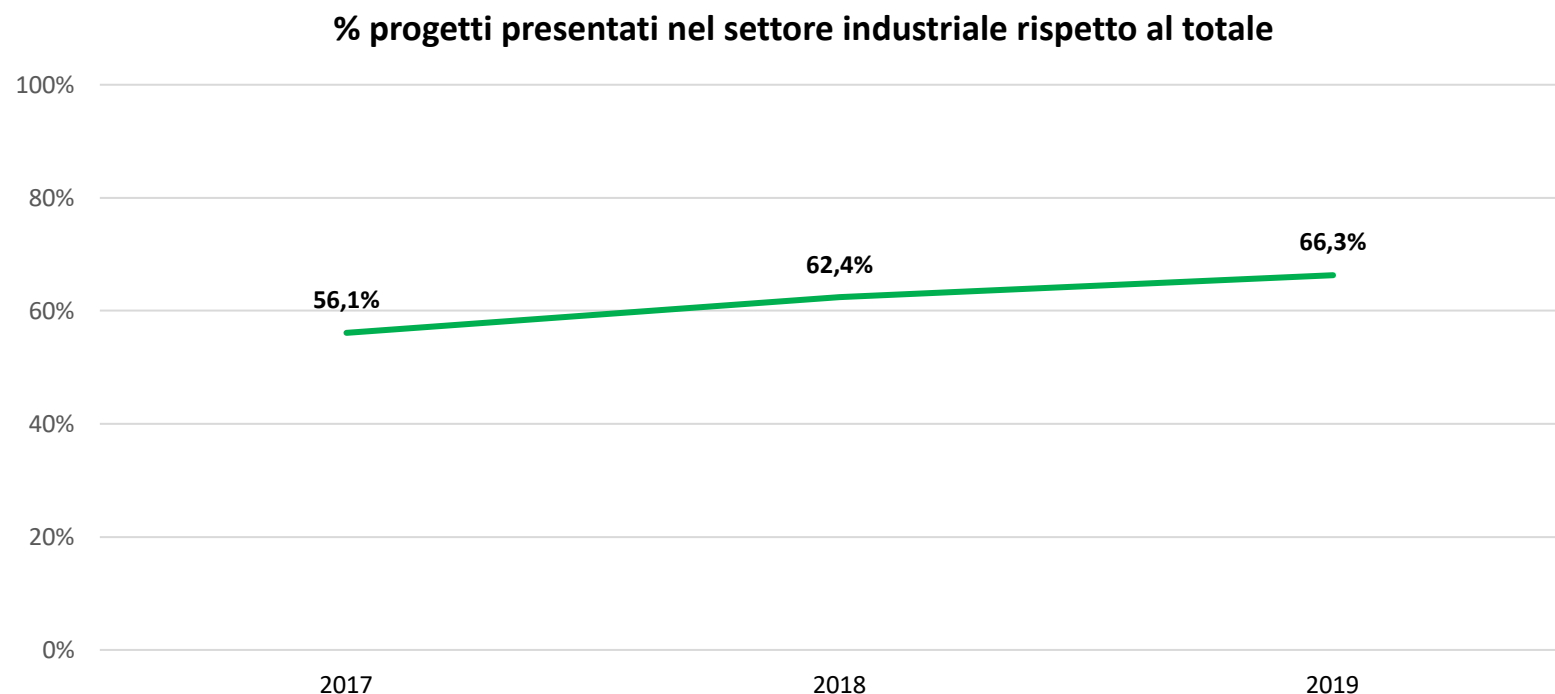


# Il meccanismo dei Certificati Bianchi

## Situazione attuale e obiettivi del PNIEC: confronto



- In seconda istanza, il PNIEC prevede per il 2030, un risparmio derivante da certificati bianchi di 12,3 Mtep. Allo stesso tempo, prevede però un risparmio, sempre per l'anno 2030, **derivante dal settore industriale pari solamente a 5,5 Mtep.**
- Ciò sottende, anche presupponendo che l'intero risparmio del settore industriale derivi dal meccanismo dei certificati bianchi (ipotesi non veritiera in quanto anche il piano industria 4.0 è indirizzato verso il settore industriale), **che più del 50% dei risparmi ottenuti dai certificati bianchi non derivi dal settore industriale.**



- Il trend degli ultimi 3 anni, tuttavia, mostra come la percentuale dei progetti presentati in ambito industriale rispetto al totale **sia maggioritaria ed in continua crescita.**



**1**

**Green New Deal – Next Generation EU e PNRR**

**2**

**I Titoli di Efficienza Energetica (TEE)**

**3**

**Le Energy Community**

**4**

**Lo scambio sul posto e l'autoconsumo**

**5**

**Le Unità Virtuali Abilitate (UVA)**



# Le direttive a livello comunitario

## Il percorso avviato dal Clean Energy Package



- Il ***Clean Energy for all Europeans Package*** (CEP), presentato dalla Commissione europea a **novembre 2016**, comprende diverse misure legislative nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica.
- Tra gli obiettivi del Pacchetto di norme, vi è quello di porre le basi per la **promozione del ruolo attivo dei consumatori nell'ambito della transizione energetica**. Uno degli «**strumenti abilitanti**» più rilevanti in quest'ambito riguarda la definizione delle «**Energy Community**» come un **nuovo attore del settore energetico**.
- Le «**Energy community**» sono state infatti introdotte per la prima volta nel quadro normativo europeo attraverso due Direttive previste dal *Clean Energy for all Europeans Package*:
  - La ***Renewable Energy Directive 2018/2001*** (meglio conosciuta come **RED II**), pubblicata a **dicembre 2018**, che **definisce le «Renewable Energy Community» (REC**, comunità di energia rinnovabile) e i «**jointly-acting renewable self-consumers**» (autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente);
  - La ***Directive on common rules for the internal market for electricity 2019/944*** (cosiddetta Direttiva **IEM**), pubblicata a **giugno 2019**, in cui viene fornita la definizione di «**Citizen Energy Community**» (**CEC**, comunità energetica di cittadini) e di «**jointly-acting active customer**» (clienti attivi consorziati).

# Le direttive a livello comunitario

## Il percorso avviato dal Clean Energy Package



- Le quattro nuove configurazioni definite dalle Direttive RED II e IEM nascono con il comune obiettivo di **superare alcuni limiti posti dalle legislazioni nazionali** relativi al **ruolo delle utenze energetiche** e di **stabilire le linee guida** che ciascuno degli Stati membri dovrà recepire.
- Le direttive comunitarie presentano** alcune sostanziali differenze, dettate in primo luogo dal contesto all'interno del quale sono state sviluppate:



La **direttiva RED II** contiene norme volte a **promuovere la diffusione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili** ed **aumentare l'accettazione da parte dei cittadini verso i progetti di nuovi impianti rinnovabili**. Altro obiettivo cardine della direttiva è quello di affrontare il problema della **povertà energetica**, incentivando **l'inclusione dei clienti vulnerabili** nel percorso verso la transizione energetica.



La **direttiva IEM**, invece, si pone come scopo principale quello di **adattare il mercato elettrico dell'UE ai cambiamenti tecnologici e strutturali in atto**. Le configurazioni introdotte, pertanto, si riferiscono solo alla produzione e scambio di **energia elettrica**, prodotta **da fonti rinnovabili o tradizionali**, e sono costituite come nuovi attori del mercato elettrico, autorizzati ad intraprendere attività quali ad esempio la distribuzione e fornitura di energia.



# Le direttive a livello comunitario

## Le definizioni – overview



### RED II

#### Focus

#### «Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente»

Gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile\* che agiscono collettivamente e si trovano **nello stesso edificio o condominio**.

\*Un autoconsumatore di energia rinnovabile è un **cliente finale** che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e **può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale.**

#### «REC» Renewable Energy Community

**Soggetto giuridico** che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da **azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili** che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione; gli azionisti o membri sono **persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali**; **l'obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali** a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

### IEM

#### «Clienti attivi consorziati»

Un **cliente finale** o un gruppo di clienti finali consorziati che **consuma od accumula l'energia elettrica prodotta** nei propri locali situati **all'interno di un'area delimitata** o, se consentito da uno Stato Membro, in altri locali, oppure **vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica**, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale.

#### «CEC» Citizen Energy Community

**Soggetto giuridico** che è fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o soci che **sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese.**

Ha lo **scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali** a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari; può partecipare alla **generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci.**

# Il quadro normativo-regolatorio a livello nazionale

## La timeline dell'evoluzione normativa



- **A inizio 2020 l'Italia ha avviato il processo di recepimento della direttiva RED II** e, inserendo nel quadro normativo nazionale le nuove configurazioni da essa definite, ha avviato una fase pilota, propedeutica al definitivo recepimento della Direttiva, previsto per Giugno 2021.
- Il percorso è cominciato con il **Decreto Milleproroghe**, entrato in vigore a **febbraio 2020**, con cui sono state **introdotte per la prima volta nella legislazione italiana le definizioni di «Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» e «Comunità di Energia Rinnovabile»**. Il percorso è proseguito poi con la pubblicazione della **Delibera ARERA 318/2020** (agosto 2020) del **Decreto attuativo del MiSE** (settembre 2020) e delle **regole tecniche del GSE** (dicembre 2020).

Clean Energy Package  
Renewable Energy Directive  
Electricity Market Directive



Decreto Milleproroghe 2020



Delibera 318/20 ARERA

Decreto attuativo MiSE

Regole tecniche GSE  
Termine recepimento IEM



Termine recepimento RED II

Legenda

- Direttive Europee
- Legislazione Italiana

# Il quadro normativo-regolatorio a livello nazionale

## Decreto Milleproroghe 2020



- In data **28 febbraio 2020** è stato approvato in via definitiva il **decreto Milleproroghe 2020**, che al suo interno include l'Art. 42-bis con cui sono state **attivate le configurazioni di «Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» e di «Comunità di Energia Rinnovabile»**; le definizioni sono introdotte nel Decreto citando direttamente le definizioni date dalla Direttiva RED II, **senza introdurre sostanziali modifiche** rispetto ad essa.
- Le attività permesse alle due configurazioni sono quelle di **produzione, vendita, accumulo e condivisione, internamente alla comunità, dell'energia prodotta**. La condivisione dell'energia prodotta avviene **utilizzando la rete di distribuzione esistente**; il decreto non prevede perciò la creazione di nuovi tratti di rete né la cessione di parte della rete pubblica esistente per uso privato della comunità. Il concetto di energia condivisa è definito, infatti, secondo un **approccio «virtuale»**: è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia prodotta dagli impianti della comunità ed immessa in rete, e l'energia prelevata dalla rete dall'insieme dei clienti finali associati alla comunità.
- È da sottolineare il fatto che **quanto definito dal Milleproroghe non sia definitivo**, bensì sia **propedeutico alla definizione dell'assetto definitivo di entrambe le configurazioni**, che sarà sancito con il completo recepimento della direttiva RED II previsto per giugno 2021.

# Il quadro normativo-regolatorio a livello nazionale

Decreto Milleproroghe 2020



		Autoconsumatori collettivi	«REC» Renewable Energy Community
<b>Membri</b>		Clienti finali con il vincolo, per i soggetti diversi dai nuclei familiari, che le attività legate all'autoconsumo non costituiscono l'attività commerciale o professionale principale.	Persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che la partecipazione non costituisca l'attività professionale principale.
<b>Impianti</b>	<b>Fonte energetica</b>	Impianti di <b>generazione da fonti rinnovabili</b> , di potenza complessiva <b>non superiore a 200 kW</b> , entrati in esercizio <b>tra il 28 febbraio 2020 e i 60 giorni successivi al recepimento della Direttiva RED II</b> .	
	<b>Vettore energetico</b>	Solo impianti di generazione di <b>energia elettrica</b> .	
	<b>Proprietà e gestione</b>	Non citata	
<b>Perimetro</b>		Appartenenza al <b><u>medesimo edificio o condominio</u></b> .	<b><u>Ubicazione su reti elettriche di bassa tensione sottese, alla data della creazione dell'associazione, alla medesima cabina secondaria (MT/BT).</u></b>
<b>Attività</b>	<b>Produzione, vendita, accumulo</b>	Consentito; consentita anche la condivisione <b>all'interno della comunità</b> dell'energia prodotta.	
	<b>Proprietà e gestione della rete</b>	La condivisione dell'energia prodotta avviene utilizzando la <b>rete pubblica di distribuzione esistente</b> . Il decreto non prevede perciò la creazione di nuovi tratti di rete né la cessione di parte della rete pubblica esistente per uso privato della comunità. <b>APPROCCIO «VIRTUALE»</b>	
	<b>Efficienza energetica e altri servizi</b>	Non sono previste altre attività da parte delle configurazioni definite.	

# Il quadro normativo-regolatorio a livello nazionale

## Delibera ARERA 318/2020



- La **Delibera 318 del 4 agosto 2020** disciplina le modalità e la regolazione economica relative all'energia elettrica **condivisa** internamente alle configurazioni introdotte dal decreto Milleproroghe. La Delibera è stata preceduta dal **documento di Consultazione 112/2020** e da un periodo di consultazione, tra aprile e maggio 2020. Nella prossima slide riportiamo i **principali chiarimenti e novità introdotti**, seguendo la medesima struttura mostrata in precedenza.
- All'interno della Delibera vengono inoltre definite alcune **figure di player terzi** e i possibili rapporti che essi hanno con la comunità, ossia:
  - il **«referente»** della configurazione, responsabile dei rapporti con il GSE per la costituzione della configurazione e per la richiesta di accesso alla valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa (**incentivi**);
  - il **«produttore»**, responsabile dell'esercizio degli impianti di produzione interni alla comunità.
- Sulla base di quanto definito dal Decreto Milleproroghe 2020, la Delibera ARERA definisce inoltre il **valore delle componenti tariffarie non applicabili all'energia condivisa all'interno delle due configurazioni**, «in quanto istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete di bassa tensione (equiparabile all'autoconsumo fisico *in situ*)» e che sono di conseguenza oggetto di restituzione da parte del GSE.



# Il quadro normativo-regolatorio a livello nazionale

Delibera ARERA 318/2020 – referente



- Il «referente» della configurazione, **responsabile dei rapporti con il GSE** per la costituzione della configurazione e per la richiesta di accesso alla valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, è:

Autoconsumatori di energia rinnovabile  
che agiscono collettivamente

- il legale rappresentante dell'edificio o condominio, oppure
- un produttore di energia elettrica che gestisce uno o più impianti di produzione che appartengono alla configurazione (eventualmente il produttore può non fare parte della configurazione).

«REC» Renewable Energy Community

- la **comunità stessa**, in qualità di **soggetto giuridico**.

- I membri della configurazione danno mandato al referente per la richiesta al GSE di accesso alla valorizzazione ed incentivazione dell'energia elettrica condivisa.
- Il **GSE** verifica che siano rispettati tutti i requisiti necessari per l'ammissibilità e **stipula con il referente della configurazione un apposito contratto**. Il contratto è oggetto di aggiornamento ogni volta che subentrano modifiche che hanno effetti sul calcolo dei contributi spettanti, quindi anche in ogni caso di inserimento e/o fuoriuscita di clienti finali e/o produttori.

# Il quadro normativo-regolatorio a livello nazionale

## Delibera ARERA 318/2020 – produttore



- Il «**produttore**», responsabile dell'esercizio degli impianti di produzione interni alla comunità, è una **persona fisica o giuridica** che **produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di produzione**. È **l'intestatario dell'officina elettrica di produzione e delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione**. In particolare:

Autoconsumatori di energia rinnovabile  
che agiscono collettivamente

- l'impianto può essere di proprietà di un soggetto terzo e/o gestito da un soggetto terzo, purché esso resti soggetto alle istruzioni del gruppo di autoconsumatori.**

«REC» Renewable Energy Community

- gli impianti di produzione possono essere gestiti dalla comunità medesima o da un suo membro o da un produttore terzo, ma devono essere detenuti dalla comunità di energia rinnovabile** (cioè essa ne ha la **proprietà** o la **piena disponibilità** sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà, quale ad esempio l'usufrutto o il comodato d'uso)

# Il quadro normativo-regolatorio a livello nazionale

## Delibera ARERA 318/2020 – valorizzazione energia condivisa



- Il valore delle componenti tariffarie oggetto di restituzione fissato da ARERA differisce per le due configurazioni secondo lo schema seguente:

Autoconsumatore  
collettivo da FER

Comunità di  
energia  
rinnovabile

Restituzione, per la quota di energia condivisa, delle **parti unitarie variabili** legate a:

- trasmissione ( $TRAS_E$ )<sup>1</sup> e
- distribuzione (BTAU)<sup>2</sup>

Autoconsumatore  
collettivo da FER

Restituzione che rispecchia la **riduzione di perdite di rete associata al consumo di energia nel medesimo sito in cui questa è prodotta, pari:**

- nel caso di impianti connessi in **bassa tensione**, al **2,6% del prezzo zonale orario** (che nell'anno 2019 è stato mediamente pari a 52,345 €/MWh) **per la quota di energia condivisa.**
- nel caso di impianti connessi in **media tensione**, al **1,2% del prezzo zonale orario per la quota di energia condivisa.**

<sup>1</sup> nel 2020 pari a 0,761 c€/kWh

<sup>2</sup> nel 2020 pari a 0,061 c€/kWh

# Il quadro normativo-regolatorio a livello nazionale

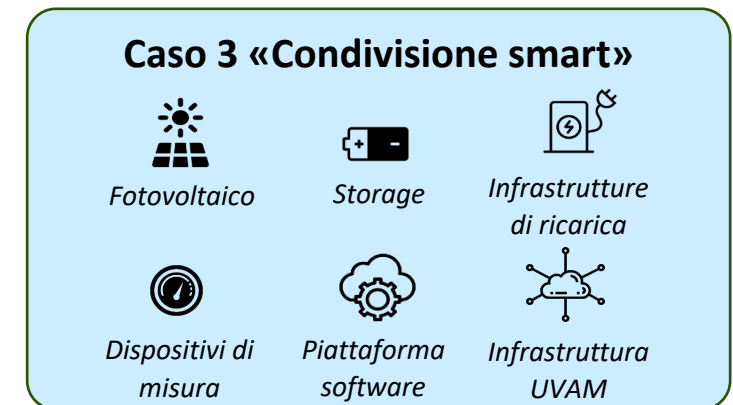
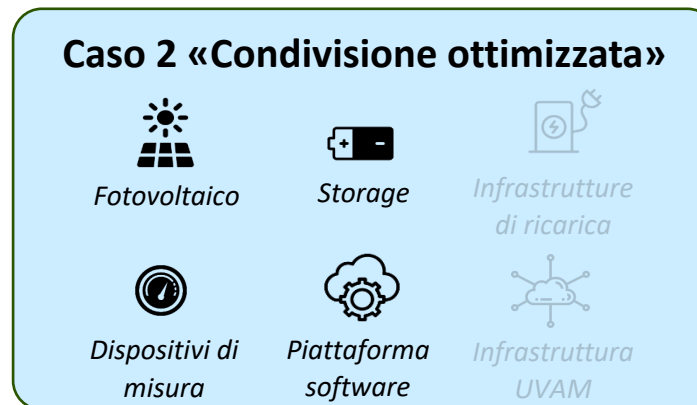
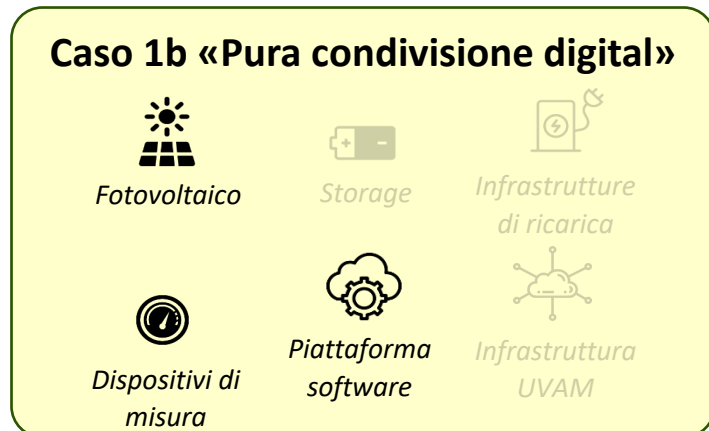
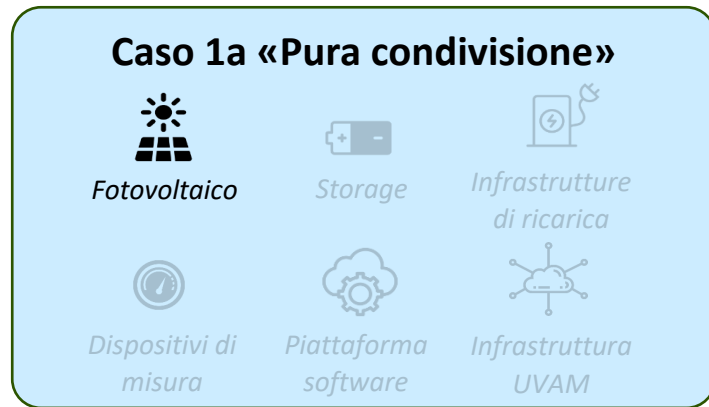
## Decreto attuativo MiSE – incentivo energia condivisa



- Il **Decreto attuativo pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico** il 15 settembre 2020 individua la tariffa incentivante per la remunerazione dell'**energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni** di Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e Comunità di energia rinnovabile, **e che risulti condivisa, secondo la definizione riportata precedentemente, internamente ad esse.**
- Questa risulta essere, in forma di **tariffa premio per un periodo di 20 anni**, pari a:
  - **100 €/MWh** nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una configurazione di **autoconsumo collettivo**;
  - **110 €/MWh** nel caso in cui l'impianto faccia parte di una **comunità energetica rinnovabile**.
- Inoltre, **l'intera energia prodotta dagli impianti della configurazione ed immessa in rete resta nella disponibilità del referente della configurazione, con facoltà di cessione al GSE.**

# Le configurazioni tecnologiche abilitanti

- Ciascuna configurazione può assumere molteplici «fisionomie», dal punto di vista tecnologico, in quanto **non sussiste un'associazione «univoca»** tra configurazione ed architettura tecnologica.
- Le configurazioni tecnologiche oggetto d'analisi (sia per **autoconsumatori collettivi** che **comunità energetiche**).



# Le configurazioni tecnologiche oggetto d'analisi



«Pura condivisione»



- Configurazione in cui è esclusivamente prevista l'installazione un **impianto di generazione FER** (es. **fotovoltaico**), con l'obiettivo di **condividere virtualmente l'energia prodotta dall'impianto tra i membri della configurazione**.

«Pura condivisione digital»



- Configurazione in cui è prevista l'installazione, oltre che dell'**impianto fotovoltaico**, di **dispositivi di misura** installati presso ciascun POD e di una **piattaforma software di monitoraggio**, al fine di garantire **visibilità sui dati di misura** delle utenze di consumo e produzione.

No investimenti tecnologici relativi all'infrastruttura di misura strettamente necessari per abilitare le configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche.

«Condivisione ottimizzata»



- Configurazione che prevede anche la presenza del **sistema di storage**, al fine di **aumentare la quantità di energia prodotta dall'impianto FER e condivisa all'interno della configurazione** (oltre ad essere una **risorsa «flessibile»** potenzialmente utilizzabile per la fornitura di **servizi ancillari**).

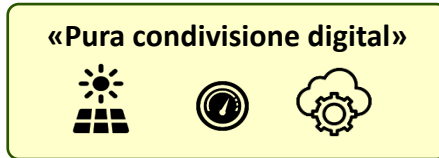
«Condivisione smart»



- Configurazione che prevede anche la presenza dell'infrastruttura tecnologica che abilita la **partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento** da parte delle risorse «flessibili» disponibili all'interno della configurazione e dell'**infrastruttura per la ricarica dei veicoli elettrici**.

# La piattaforma di gestione

- La **piattaforma software** può presentare **diversi gradi di complessità**, in base alle **funzioni svolte** ed alle **capacità di calcolo ed elaborazione dati**, in coerenza con le caratteristiche della configurazione tecnologica dell'aggregato.



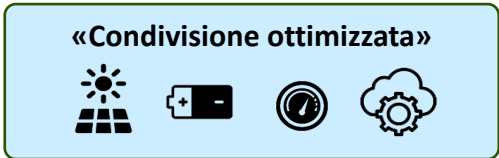
**«Pura condivisione digital»**  
**Piattaforma di**  
**«Energy monitoring»**

**Aggrega** i dati raccolti dai dispositivi di misura e li rende **fruibili al gestore della configurazione** ed alle **utenze** tramite un'interfaccia grafica.

**Benefici attesi:**

- **criterio più «robusto»** per la ripartizione dei benefici tra i membri
- **incremento «awareness»** dei membri

**50-60%**



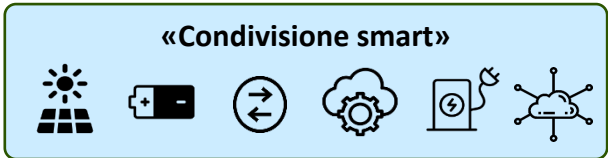
**«Condivisione ottimizzata»**  
**Piattaforma di**  
**«Energy management»**

**Aggrega** i dati raccolti dai dispositivi di misura (eventualmente integrati con altri dati «di contesto» – es. meteo, mercati elettrici) al fine di **massimizzare l'energia condivisa all'interno della configurazione**.

▪ **Benefici attesi (incrementali):**

- **massimizzazione energia condivisa**
- **gestione ottimizzata** del sistema di accumulo

**30%**



**«Condivisione smart»**  
**Piattaforma di**  
**«Dispatching management»**

**Aggrega** i dati raccolti dai dispositivi di misura (eventualmente integrati con altri dati «di contesto») al fine di **massimizzare l'energia condivisa all'interno della configurazione** ed **abilitare la fornitura di servizi ancillari (MSD)**.

▪ **Benefici attesi (incrementali):**

- **Abilitazione delle risorse «flessibili»** alla partecipazione al MSD

**10%**

# Comunità energetiche rinnovabili

## Comunità energetica con 45 famiglie e 1 industria – profili di consumo



- Il caso riguarda un quartiere residenziale che comprende **45 utenze residenziali** e **1 industria**, con quest'ultima **che funge da catalizzatore per la costituzione della comunità, coinvolgendo gli utenti residenziali presenti nelle sue prossimità.**
- In questa configurazione **l'industria effettua autonomamente l'investimento**, beneficia dell'**autoconsumo fisico dell'energia prodotta** dall'impianto installato sul tetto e condivide l'eccedenza con le utenze domestiche.

Dettaglio utenti domestici ed industriali			
Numerosità	Tipologia di utenti	Dotazione tecnologica o attività	Consumi annui/utenza
15	1 persona (occupato)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	2.400 kWh
15	2 persone (entrambi occupati)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	3.130 kWh
15	4 persone (entrambi occupati)	Riscaldamento a gas, raffrescamento elettrico	3.880 kWh
1	Industria	Un turno giornaliero escluso il weekend	280.000 kWh



# Business case IND I.A: Comunità energetica con 45 famiglie e 1 industria – FV da 180 kW



- Il Business case IND I.A prevede le seguenti ipotesi:
  - Installazione di un **impianto fotovoltaico a tetto da 180 kW**;
  - Investimento autonomo** da parte dell'utente industriale. Gli utenti residenziali non prendono parte all'investimento ma beneficiano dell'energia condivisa virtualmente e di una quota degli incentivi annessi.

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	<b>180 kW</b>
Ore equivalenti	<b>1.250 h</b>
Energia autoconsumata (da utenza industriale)	<b>131 MWh/anno</b>
% Energia autoconsumata	<b>58%</b>
Energia condivisa	<b>27 MWh/anno</b>
% Energia condivisa	<b>12%</b>
% En. Condivisa sui consumi	<b>20%</b>
% Investimento utenti	<b>100%</b>
k utenti (full-equity)	<b>7%</b>

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	<b>148.000 €</b>
	OPEX	Manutenzione impianto FV	<b>2.160 €/anno</b>
		Spese amministrative	<b>400 €/anno</b>

Ipotesi di calcolo - ricavi		
Ricavi	Valore energia autoconsumata	<b>140 €/MWh</b>
	Valore energia immessa in rete (Pz)	<b>50 €/MWh</b>
	Incentivo sull'energia condivisa	<b>110 €/MWh</b>
	Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa	<b>8,22 €/MWh</b>
	Detrazione fiscale	-

# Business case IND I.A: Comunità energetica con 45 famiglie e 1 industria – FV da 180 kW



- I valori di **IRR** e **PBT** per l'utente industriale (che effettua l'investimento) sono pari a circa **l'11% di IRR** ed **12 anni di PBT**.
- Al di là della mera convenienza economica, questo schema beneficia di **ricadute «sociali» positive sulla comunità locale**, che verosimilmente si possono riverberare in ricadute positive d'immagine per l'utente industriale.

Investimento autonomo da parte del soggetto industriale		
<b>Ricavi</b>	Restituzione componenti tariffarie	89 €/anno
	Risparmio energia autoconsumata	18.320 €/anno
	Incentivo su energia condivisa	1.190 €/anno
	Cessione energia alla rete	4.710 €/anno
	<b>TOTALE</b>	<b>24.309 €/anno</b>

## UTENTE INDUSTRIALE

IRR  
**11%**

Pay Back Time  
**12 anni**

Utenti residenziali	
Tipologia di famiglia	Margine operativo annuo (ricavi – costi annui)
1 persona (occupato)	31 €/anno
2 persone (entrambi occupati)	41 €/anno
4 persone (entrambi occupati)	50 €/anno

# Comunità energetiche rinnovabili

## Comunità energetica con 14 PMI – profili di consumo

- Il terzo caso di comunità energetica rinnovabile riguarda un'area industriale che comprende **14 industrie di tipo PMI**, che condividono l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico installato a terra.
- Non viene previsto l'autoconsumo diretto da parte delle PMI ma la condivisione dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, per il quale vengono valutate diverse taglie e diverse modalità di finanziamento.
- In tabella si riportano i dettagli dei profili di consumo delle PMI considerate.

Dettaglio utenze industriali			
Numerosità	Tipologia di utenti	Attività	Consumi annui/utenza
5	PMI 1	Un turno giornaliero dal lunedì al venerdì	228 MWh
3	PMI 2	Un turno giornaliero dal lunedì al venerdì	273 MWh
4	PMI 3	Un turno giornaliero dal lunedì al venerdì	205 MWh
2	PMI 4	Un turno giornaliero compreso il weekend	365 MWh



# Business case PMI I.D: Comunità energetica con 14 PMI – FV da 200 kW

- Il Business case **PMI I.D** prevede le seguenti ipotesi:
  - Installazione di un **impianto fotovoltaico da 200 kW e infrastruttura HW/SW di gestione degli asset;**

Impianto FV – CENTRO ITALIA	
Taglia impianto	<b>200 kW</b>
Ore equivalenti	<b>1.250</b>
Energia condivisa	<b>243 MWh/anno</b>
% Energia condivisa	<b>97%</b>
% En. Condivisa sui consumi	<b>7%</b>
% Investimento developer	<b>100%</b>
k developer (full-equity)	<b>7%</b>

Ipotesi di calcolo - costi			
Costi	CAPEX	Impianto FV	<b>153.000 €</b>
		Dispositivi di misura	<b>200 €/unità</b>
		Attivazione piattaforma	<b>5.000 €</b>
	OPEX	Manutenzione impianto FV	<b>2.000 €/anno</b>
		Spese amministrative	<b>400 €/anno</b>

Ipotesi di calcolo - ricavi		
Ricavi	Valore energia immessa in rete (Pz)	<b>50 €/MWh</b>
	Incentivo sull'energia condivisa	<b>110 €/MWh</b>
	Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa	<b>8,22 €/MWh</b>
	Detrazione fiscale	-

# Business case Autoconsumo Comunità di energia rinnovabile in ambito urbano:

## Quadro sinottico della sostenibilità economica

Ottica developer  
Ottica utenze energetiche



### COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI



**Distretto industriale:** la configurazione comprende **14 PMI** che condividono l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico.

Ambito	Codice Business case	Investimento «developer»	Investimento «autonomo»
Distretto industriale	PMI I	14%	18%
	PMI III	15%	19%*

(\* ) Ipotizzando la partecipazione al MSD tramite un BSP

- Il **distretto industriale**, che vede l'esclusiva presenza di utenze (PMI) di tipo industriale, **mostra un IRR elevato**, pari al **14-15%** nel caso di investimento a carico del developer, e circa il **19%** nel caso di investimento sostenuto dalle utenze energetiche.
- Ciò è dovuto *in primis* agli **elevati livelli di condivisione dell'energia prodotta dagli impianti di generazione** che si stima possano essere conseguiti.

1

Green New Deal – Next Generation EU e PNRR

2

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

3

Le energy Community

4

Lo scambio sul posto e l'autoconsumo

5

Le Unità Virtuali Abilitate (UVA)



# Lo Scambio Sul Posto

## Impianti ammessi



- Il meccanismo dello Scambio sul Posto (SSP) è una **particolare forma di valorizzazione dell'energia prodotta da impianti FER ed immessa in rete** che consente di compensare l'energia elettrica **prodotta e immessa in rete** in un certo momento con quella **prelevata in un momento differente** da quello in cui avviene la produzione.
- La **compensazione** che l'utente dello SSP può ricevere dal GSE si configura come **rimborso di una parte degli oneri** riferiti al prelievo dell'energia elettrica dalla rete da parte dell'utente.
- **Condizione necessaria** per l'erogazione del servizio è la presenza di **impianti per il consumo** e per la **produzione** di energia elettrica **sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica**.

### Possono accedere allo SSP gli impianti:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, se entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW, se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza **fino a 500 kW**, se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2014;
- CAR di potenza fino a 200 kW.

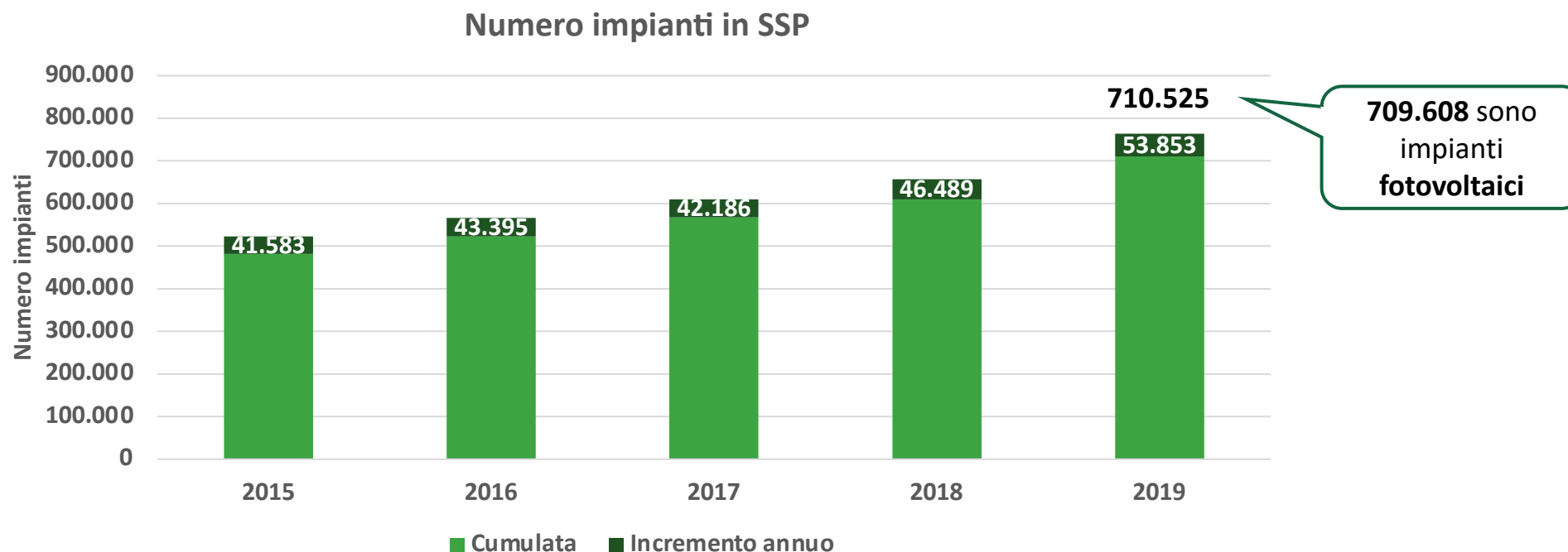
- L'accesso allo SSP è **alternativo ai meccanismi di incentivazione previsti dal Decreto FER 1 ed a quelli previsti per le comunità energetiche**.

# Lo Scambio Sul Posto

## Impianti ammessi



- A fine **2019** il totale degli **impianti** che beneficiano del meccanismo dello SSP sono pari a **710.525**, per una **potenza complessiva** di circa **6 GW**. Come indicato in precedenza, il limite massimo di potenza per gli impianti a fonti rinnovabili è 500 kW, tuttavia la **maggior parte** degli impianti ricade nella **fascia di potenza tra 3 e 20 kW** (oltre 420.000 impianti per una potenza di 2,9 GW).



- Inoltre, si può affermare che la **quasi totalità** degli impianti in SSP siano **impianti fotovoltaici**, in quanto coprono oltre il 99% del totale, in numero e potenza.

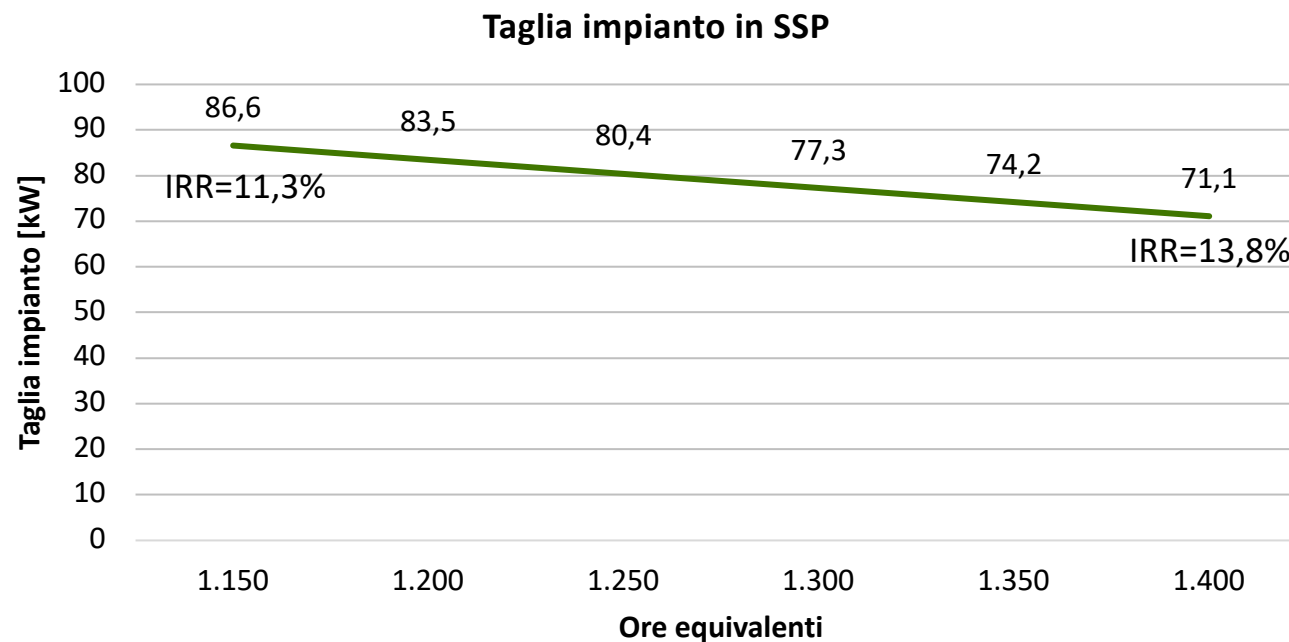


# La sostenibilità economica del nuovo installato

## Fotovoltaico – Autoconsumo e Scambio Sul Posto



- Nel seguente caso studio si esamina il caso di **impianti di piccola taglia in autoconsumo che accedono al meccanismo dello Scambio Sul Posto**.
- Si considera un **utente** che registra consumi pari a **100 MWh/anno** e si valuta la **taglia ottimale dell'impianto** che l'utente dovrebbe installare per **massimizzare i benefici derivanti dall'autoconsumo e dallo SSP**. La taglia ottimale dell'impianto varia al variare delle **ore equivalenti** (influenzate dalla localizzazione geografica dell'impianto).



Ipotesi fotovoltaico	PMI
CAPEX [€/kW]	1.100
Ore annue equivalenti [h/anno]	1.150 – 1.400
Tasso di autoconsumo (su energia prodotta) [%]	50%
Valorizzazione dell'autoconsumo [€/MW]	160
Costo O&M [€/kW]	20
Costo del capitale proprio (k <sub>e</sub> )	7%

1

Green New Deal – Next Generation EU e PNRR

2

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

3

Le energy Community

4

Lo scambio sul posto e l'autoconsumo

5

Le Unità Virtuali Abilitate (UVA)



# Mercato dei Servizi di Dispacciamento in Italia: situazione attuale



- Fatto salvo quanto previsto dalla Delibera 300/2017/R/eel, ad oggi la partecipazione al MSD è consentita a soli «impianti abilitati», che comprendono i **grandi impianti di generazione** (cosiddetti «**impianti rilevanti**», di taglia non inferiore a 10 MVA) **programmabili**, come le centrali termoelettriche ed il grande idroelettrico. Risultano quindi **esclusi** gli **impianti di produzione rilevante non programmabile**, gli **impianti di produzione non rilevanti** e le **unità di consumo**.

«Impianti abilitati»

Unità di produzione				Unità di consumo
Rilevante		Non rilevante		✗
Programmabile	Non programmabile	Programmabile	Non programmabile	
✓	✗	✗	✗	

# Mercato dei Servizi di Dispacciamento in Italia: situazione attuale



- **Principali fattori** che hanno determinato **impatti significativi sulla gestione del sistema elettrico italiano** negli ultimi anni, e che saranno **ancora più significativi nello scenario atteso**

Diffusione FER  
(soprattutto fonti «non  
programmabili»)

Riduzione generazione  
da termoelettrico

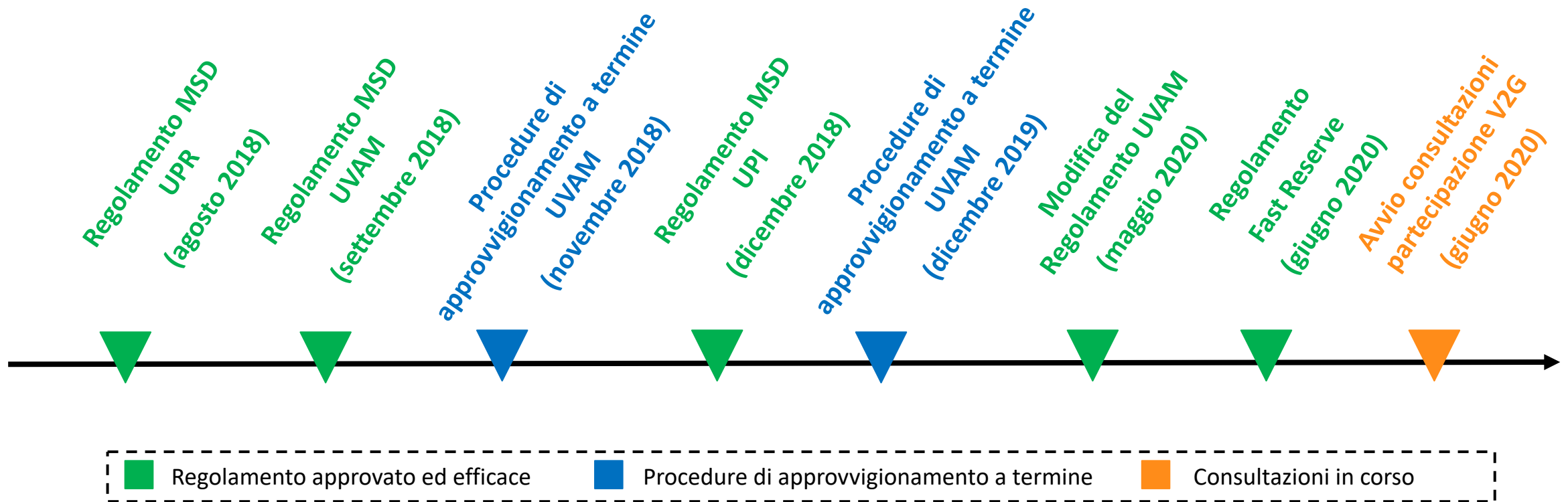
Elettrificazione  
dei consumi

# I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico



## L'apertura del MSD

- Negli ultimi anni sono stati introdotti diversi **provvedimenti** volti a dare una risposta alle esigenze sorte a seguito dell'evoluzione del sistema elettrico, tra cui l'**apertura del MSD**, abilitata dalla delibera 300/2017/r/eel e successivi provvedimenti.
- In seguito all'approvazione della **Delibera 300/2017** (e s.m.i.) sono stati avviati una serie di **Progetti Pilota**, con l'obiettivo di raccogliere risultati ed evidenze utili per la **stesura del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico**.



# I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico

## Il progetto pilota UVAM

- Il **progetto pilota UVAM**, nel quale sono confluiti i **precedenti progetti UVAC e UVAP**, introduce la **possibilità di inserire in un unico aggregato sia unità di consumo (UC) che di produzione (UP)**. Viene prevista, inoltre, l'apertura ai **sistemi di accumulo e alle auto elettriche**.
- Le UVAM possono essere **abilitate per uno o più dei seguenti servizi**, e per ognuno di essi può essere richiesta l'abilitazione nella modalità «a salire» e/o a «scendere».
  - **Risoluzione delle congestioni;**
  - **Riserva terziaria rotante;**
  - **Riserva terziaria di sostituzione;**
  - **Bilanciamento.**

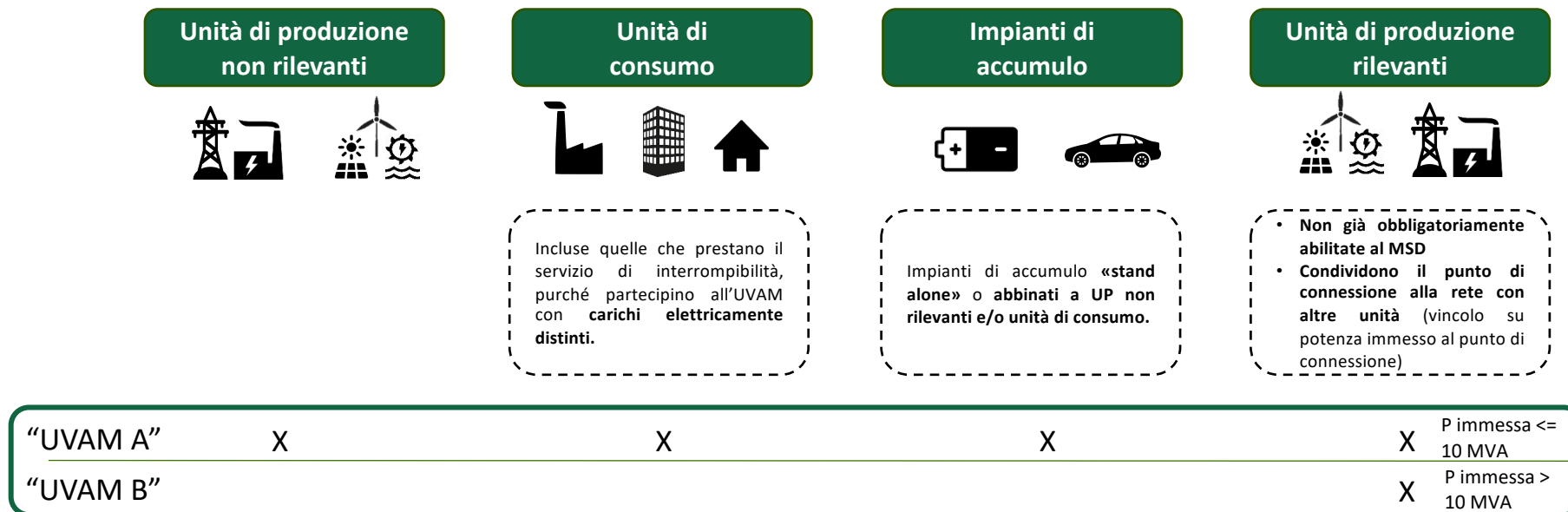
(\*) Unità con potenza superiore a 10 MVA, se non già obbligatoriamente abilitate, possono partecipare al progetto pilota secondo le regole previste per le UVAM di tipo B.

# I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico

## Il progetto pilota UVAM



- Il progetto pilota UVAM, nel quale sono confluiti i precedenti progetti UVAC e UVAP da novembre 2018, introduce la possibilità di inserire in un unico aggregato diversi «nuovi» soggetti.



Sono esclusi dalla partecipazione alle UVAM:

- I carichi elettrici impegnati nella fornitura del servizio di interrompibilità
- Le unità che partecipano al Capacity Market

# Il progetto pilota UVAM – Regolamento

## Abilitazione di una UVAM



- Il **processo di abilitazione** di una UVAM prevede i seguenti passaggi:





# I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico



## Il progetto pilota UVAM

- Oltre all'avvio del progetto pilota, per le UVAM sono state predisposte delle **aste di approvvigionamento a termine delle risorse**, tramite le quali Terna si assicura una determinata capacità disponibile a fornire servizi di dispacciamento (con particolare riferimento ad offerte a salire per il bilanciamento – si veda slide successiva).
- Il contratto consiste nel garantire un **premio fisso** alle risorse rese disponibili, a fronte dell'**impegno ad offrire sul mercato a prezzi inferiori ad un determinato valore** (*Strike Price*).
- Per l'anno 2019 è stato individuato un **contingente pari a 1.000 MW, confermato anche per il 2020**, e diviso in due aree:
  - **800 MW per l'Area di Assegnazione A**, che comprende le zone di mercato Nord e Centro-Nord;
  - **200 MW per l'Area di Assegnazione B**, che comprende le zone di mercato Sud, Centro-Sud, Sicilia e Sardegna.
- Lo *Strike Price* è stato fissato a **400 €/MWh** e le assegnazioni sono effettuate tramite aste al ribasso, di tipo *pay as bid*, a partire da un corrispettivo fisso annuale pari a **30.000 €/MW/anno**.
- Le sessioni d'asta sono così suddivise:
  - Un'asta annuale;
  - Tre aste «infrannuali», per i periodi aprile-dicembre, luglio-dicembre e ottobre-dicembre;
  - Dodici aste mensili.

# I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico



## Il progetto pilota UVAM – le recenti modifiche

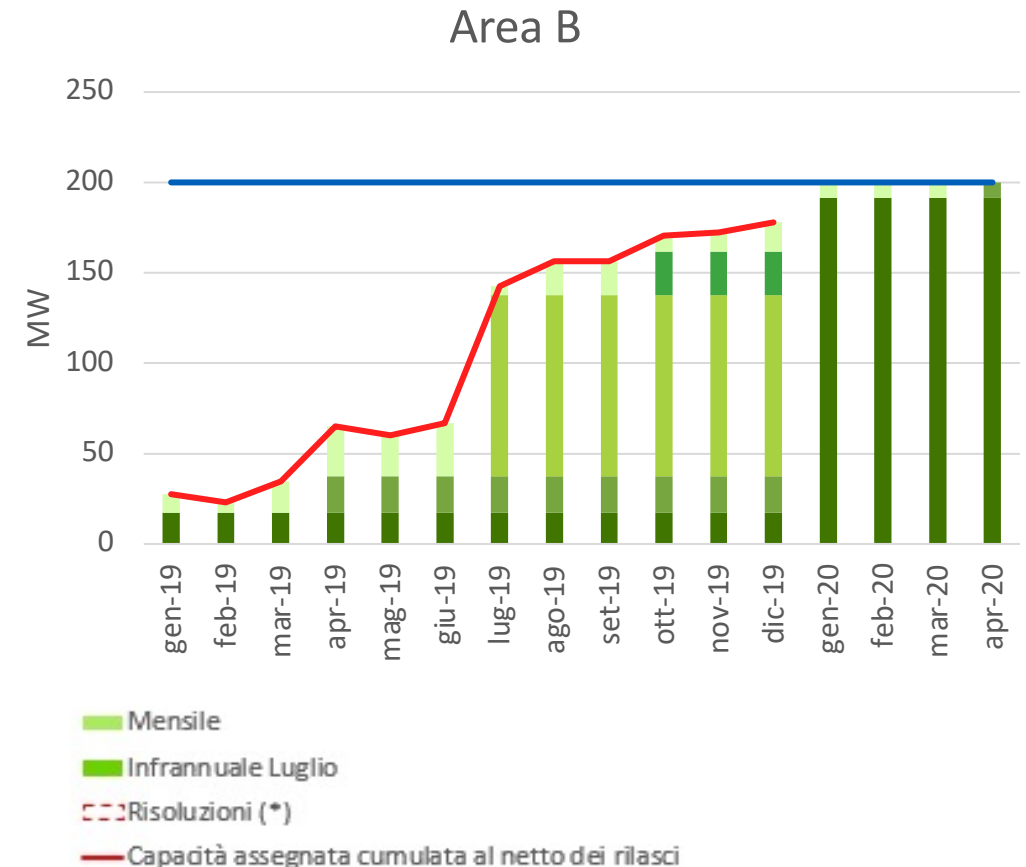
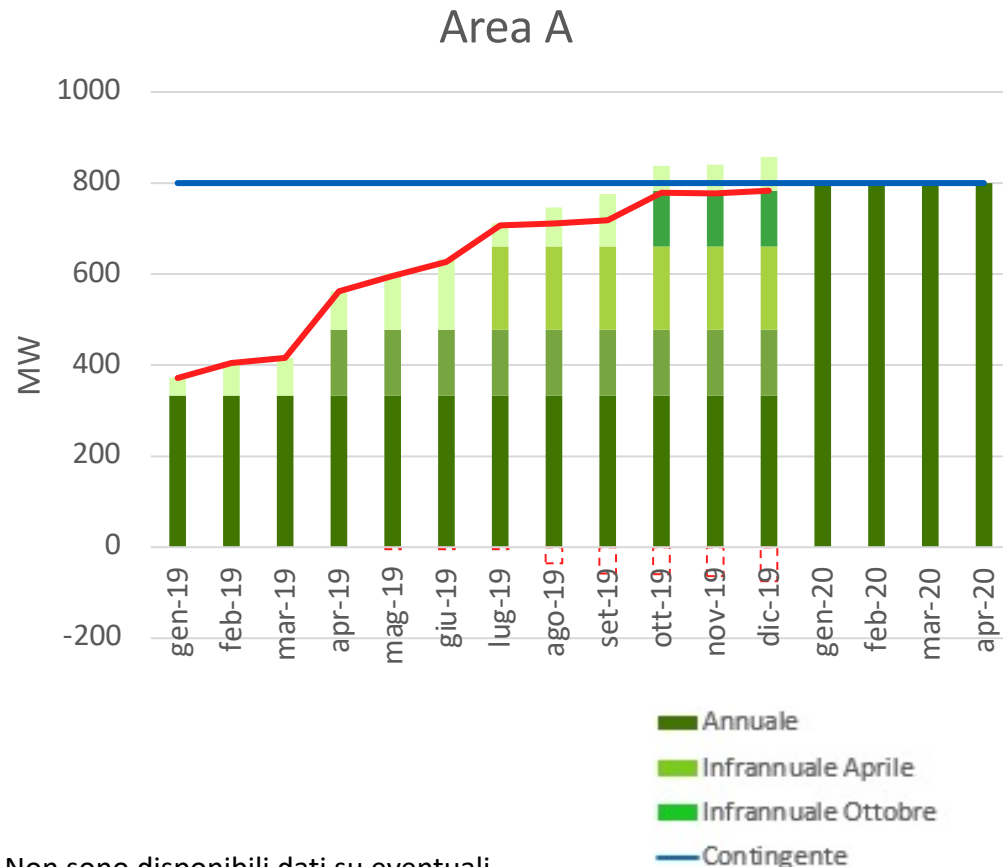
- Le novità introdotte dalla delibera 70/2021 di ARERA riguardano:
  - definizione di un'asta annuale e di aste mensili con fabbisogni dedicati
  - definizione di **due fasce di disponibilità** (pomeridiano e serale)
  - introduzione di **tre nuovi prodotti**:
    - **Pomeridiano** (tutti i giorni tra lunedì e venerdì dalle 15 alle 17:59), con corrispettivo fisso annuale pari a 22.500 €/MW/anno e *strike price* pari a 200 €/MWh
    - **Serale** (tutti i giorni tra lunedì e venerdì dalle 18 alle 21:59), corrispettivo fisso annuale pari a **30.000 €/MW/anno** e *strike price* pari a 400 €/MWh
    - **Serale** (tutti i giorni tra lunedì e venerdì dalle 18 alle 21:59), corrispettivo fisso annuale pari a **30.000 €/MW/anno** e *strike price* pari a 200 €/MWh
  - introduzione di un massimo di **4 test per ogni UVAM** nel corso dell'anno
  - **possibilità** da parte del **BSP di ridurre**, una volta entro l'anno solare e per una quota pari al 50%, **il proprio impegno contrattuale**

# I «meccanismi» atti ad abilitare l'evoluzione attesa del sistema elettrico



## I risultati del progetto pilota UVAM

- La sperimentazione ha visto una partecipazione crescente nel corso del **2019** ed una **saturatione dell'Area A** nella **prima asta del 2020**, mentre si è assistito ad una **saturatione dell'Area B** nell'asta **infrannuale di aprile 2020** (96% del contingente disponibile già saturo a Gennaio).



Non sono disponibili dati su eventuali risoluzioni contrattuali avvenute nel 2020

# Procedura di approvvigionamento a termine

## Operatori coinvolti



- La tabella mostra i **20 operatori (BSP)** che hanno partecipato alle procedure di approvvigionamento a termine nel corso dei primi 8 mesi del 2020 (\*).

MW aggiudicati nelle aste di approvvigionamento a termine	Numero BSP	Ragione sociale BSP			
0 - 10 MW	8			<b>ALPIQ</b>	
				gruppo <b>cura</b>	
10 – 20 MW	3				
20 – 50 MW	4				
50 – 100 MW	1				
> 100 MW	4				

(\* ) Al lordo della perdita di diritto del prodotto a termine, rispetto alla quale non è noto a quale operatore faccia riferimento.

# Procedura di approvvigionamento a termine

## Operatori coinvolti

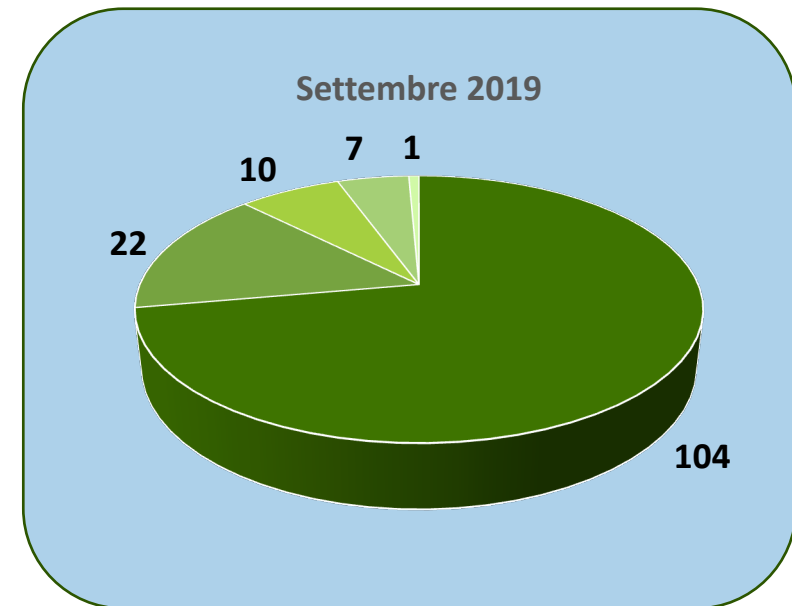
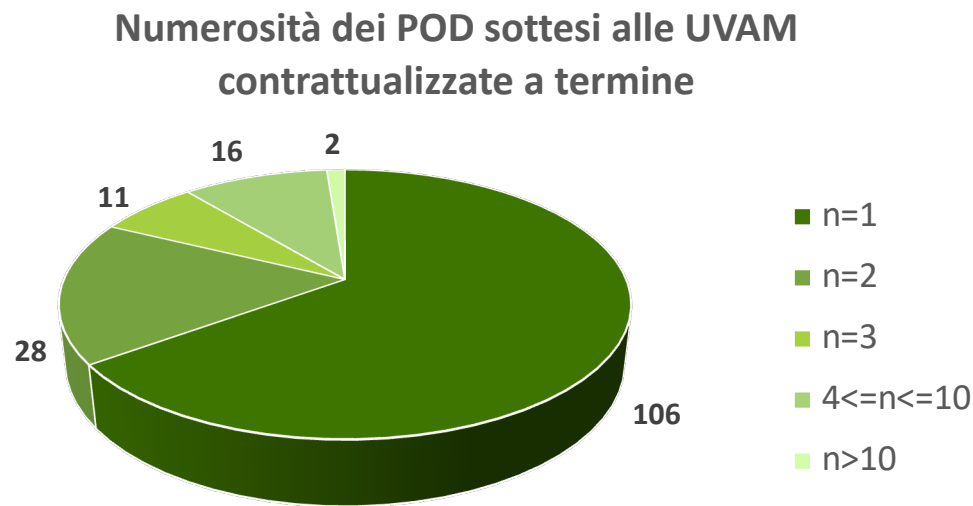


- Rispetto alla rilevazione di ottobre 2019, si registra un **primo processo di “consolidamento”** del comparto:
  - Il numero di **BSP titolari di contratto di approvvigionamento a termine è passato da 27 a 20 (-26%)**
  - I **“big player”** (intesi come i BSP aventi un portafoglio di MW aggiudicati nelle aste di approvvigionamento a termine pari ad oltre 50 MW) **hanno confermato in toto il loro posizionamento;**
  - I **“medium player”** (intesi come i BSP aventi un portafoglio di MW aggiudicati nelle aste di approvvigionamento a termine compreso tra 10 e 50 MW) registrano lievi variazioni rispetto all’anno precedente;
  - Gli **“small player”** (intesi come i BSP aventi un portafoglio di MW aggiudicati nelle aste di approvvigionamento a termine inferiore a 10 MW) hanno subito lo **“scossone”** maggiore, considerato che **quasi la metà dei 15 player rilevati lo scorso anno non ha rinnovato la partecipazione al meccanismo nel 2020** o (molto più di rado) hanno aumentato il loro portafoglio gestito.

# Caratteristiche costitutive delle UVAM contrattualizzate a termine: composizione



- Il **numero totale di UVAM contrattualizzate** al mese di agosto 2020 (**163**) è **cresciuto del 13%** rispetto al corrispondente valore registrato a settembre 2019.
- Due terzi del campione include all'interno dell'aggregato un unico POD**; seguono le UVAM composte da **2 POD (28 in valore assoluto, pari al 17% del totale)**. Complessivamente, il **numero di POD coinvolti tra settembre 2019 e agosto 2020 è pari a 317** (in aumento del 39% rispetto a settembre 2019).

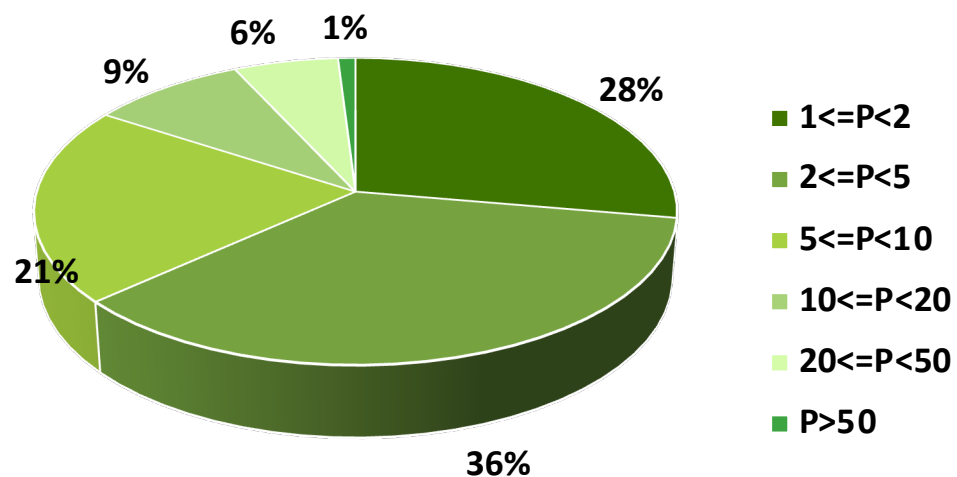


# Caratteristiche costitutive delle UVAM contrattualizzate a termine: potenze contrattualizzate e localizzazione

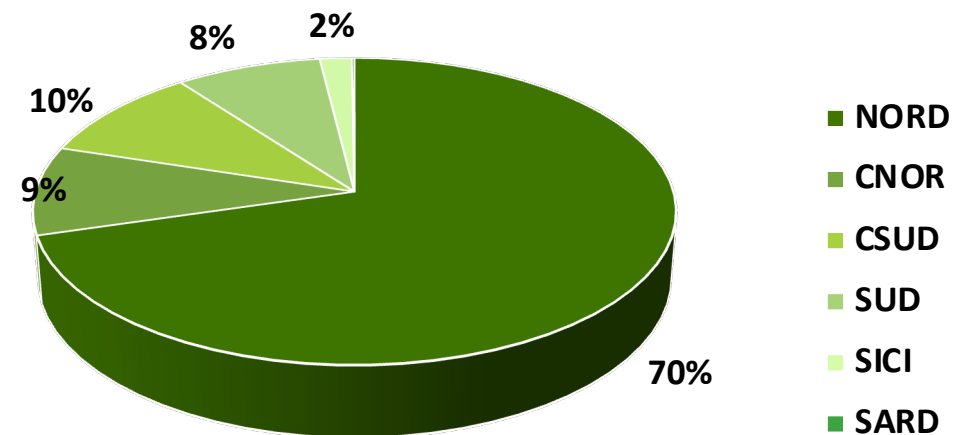


- Sul totale di UVAM che hanno partecipato alla **contrattualizzazione a termine** (con aggiornamento a periodo di consegna agosto 2020) ed aventi una **potenza totale** («a salire») di **991 MW**:
  - 791 MW (80%) fanno riferimento all'Area A, soprattutto alla zona di mercato «nord» (70% del totale);
  - 200 MW (20%) all'Area B, soprattutto alla zona di mercato «centro-sud» (10% del totale).
- Rispetto alle UVAM abilitate, si nota che:
  - poco più del 30% della potenza massima abilitata non risulta contrattualizzata a termine;
  - il «mix» tra le due aree è sostanzialmente invariato.

Numerosità UVAM per potenza contrattualizzata a termine



Distribuzione geografica della potenza contrattualizzata a termine



Fonte: Rielaborazione su dati Terna

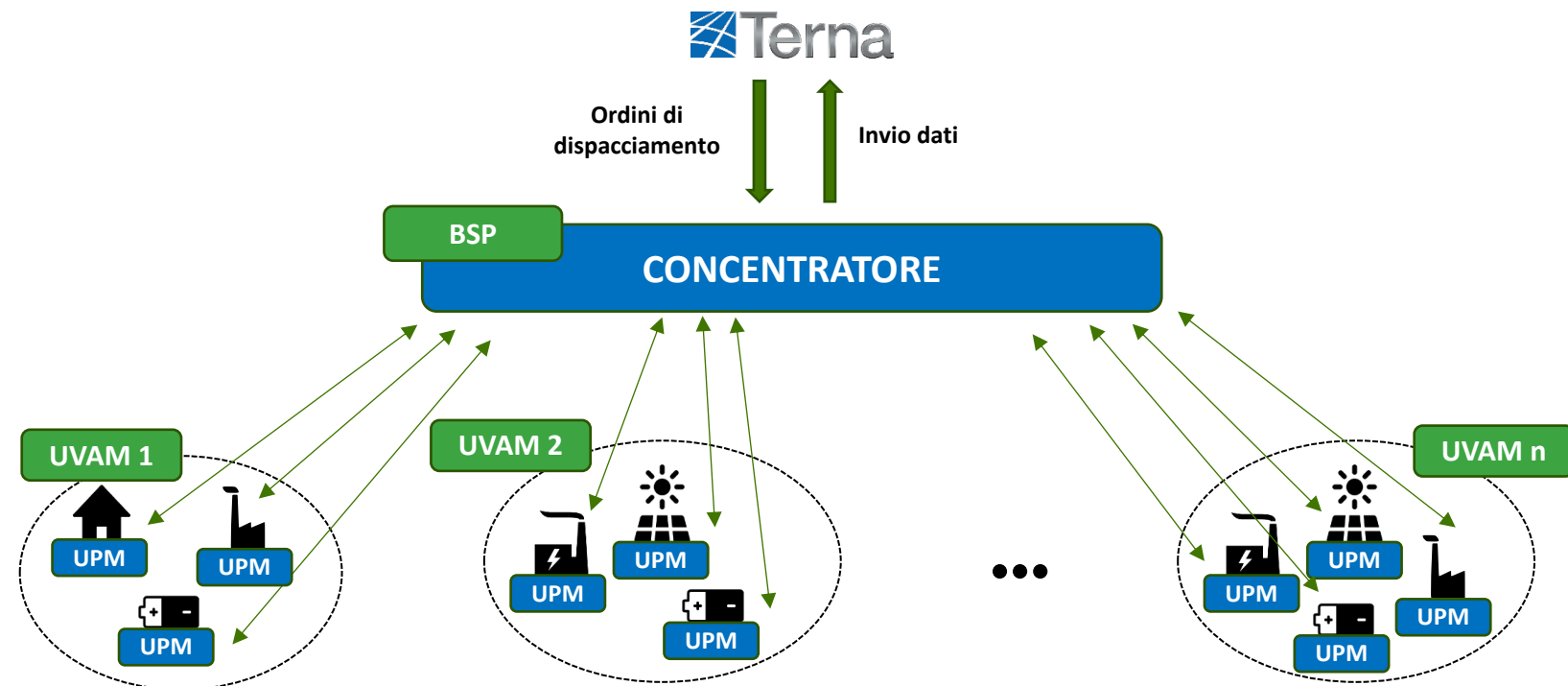
28/05/21

# L'architettura tecnologica di una UVAM:

## Overview



- L'architettura tecnologica per la creazione di una UVAM, a fronte di quanto previsto dal Regolamento UVAM, vede la presenza di 4 «elementi»:
  - Unità Periferica di Monitoraggio (UPM);
  - Concentratore;
  - Comunicazione tra UPM e Concentratore;
  - Comunicazione tra Concentratore e Sistemi Terna.





# L'architettura tecnologica di una UVAM:

## Overview

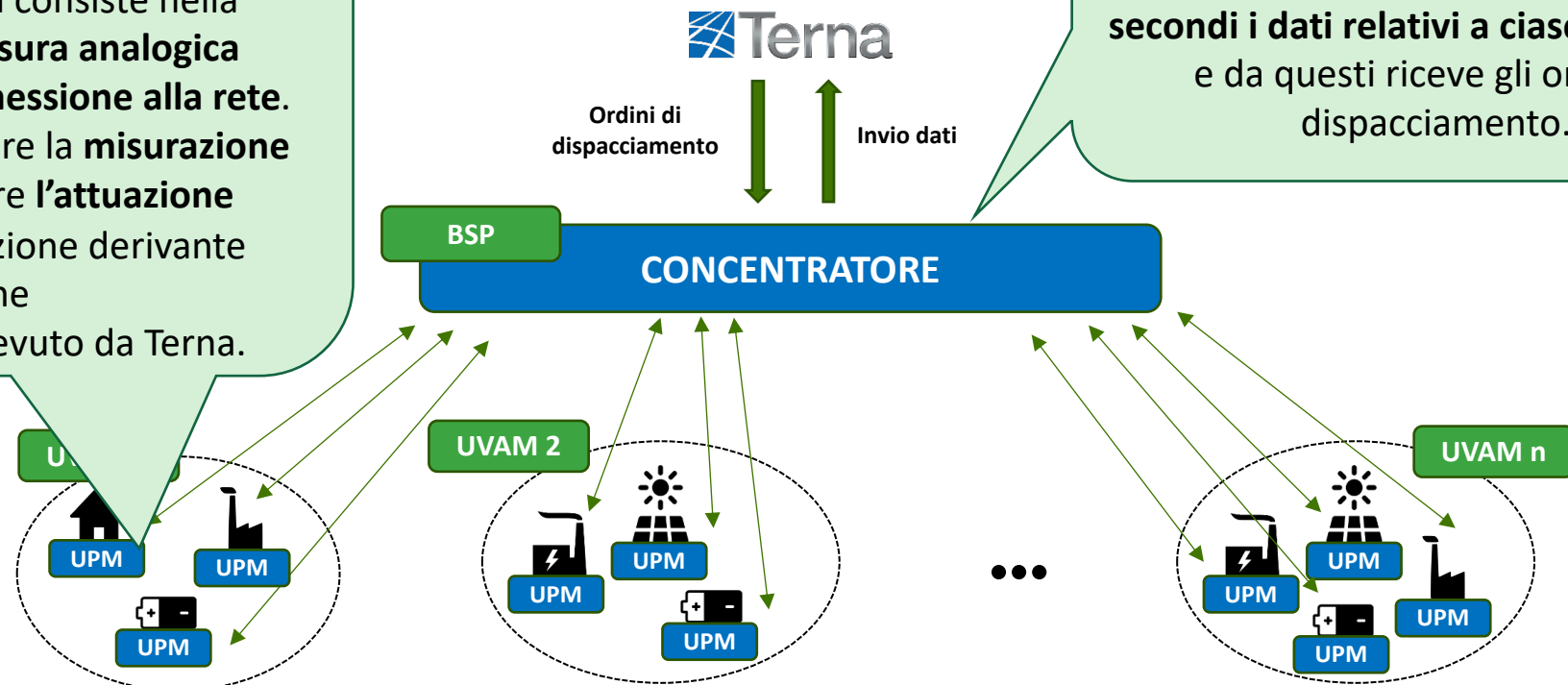


- L'architettura tecnologica per la creazione di una UVAM, a fronte di quanto previsto dal Regolamento UVAM, vede la presenza di 4 «elementi»:
  - Unità Periferica di Monitoraggio (UPM);

L'UPM è il dispositivo di cui ciascuno dei punti associati ad una UVAM deve essere dotato.

La funzione dell'UPM consiste nella rilevazione di una misura analogica relativa al punto di connessione alla rete. Non è richiesto di svolgere la misurazione del dato né di svolgere l'attuazione dell'ordine di modulazione derivante dall'ordine di dispacciamento ricevuto da Terna.

Il concentratore è il server che comunica con le UPM sottese e con i Sistemi Terna, ai quali invia ogni 4 secondi i dati relativi a ciascuna UVAM e da questi riceve gli ordini di dispacciamento.



# L'architettura tecnologica di una UVAM:

## Overview

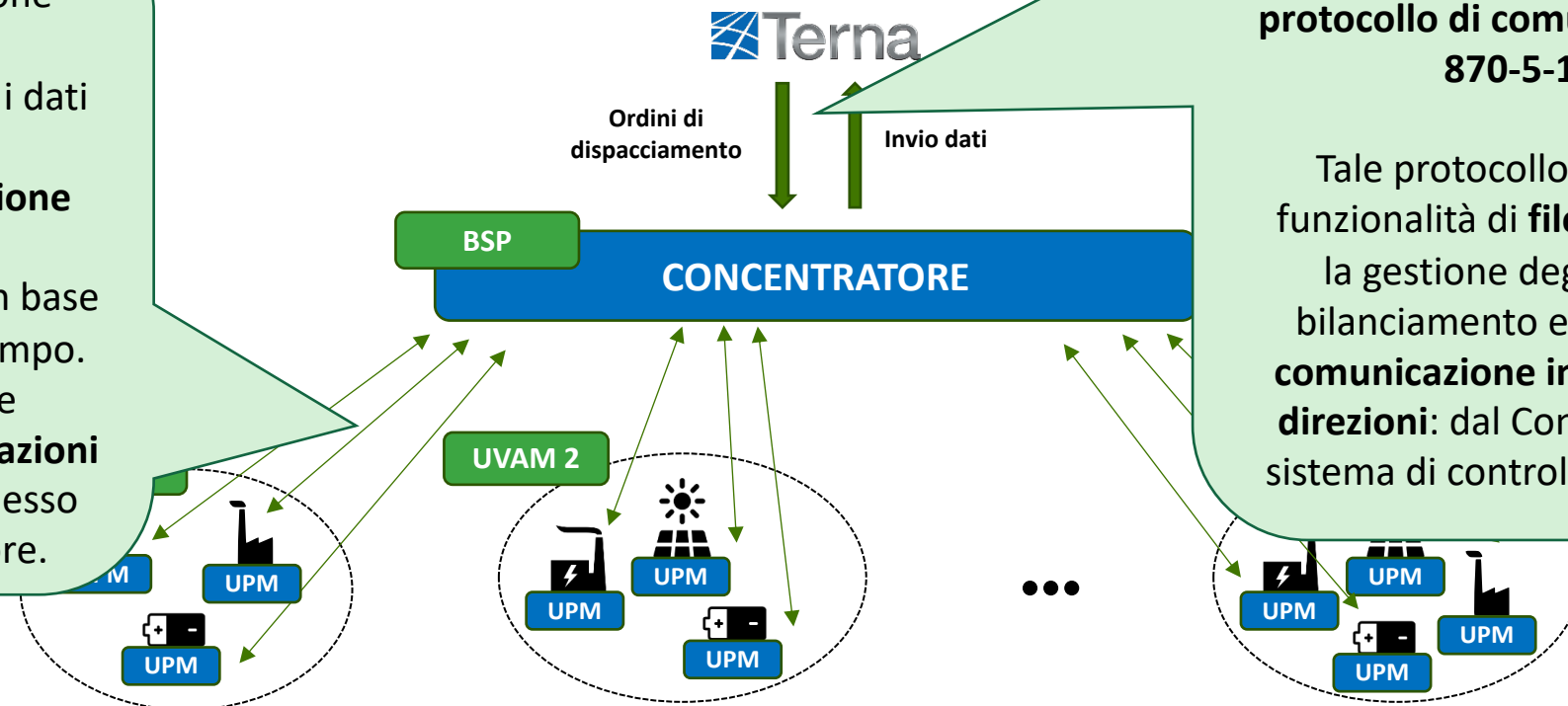


- L'architettura tecnologica per la creazione di una UVAM, a fronte di quanto previsto dal Regolamento UVAM, vede la presenza di 4 «elementi»:
  - Unità Periferica di Monitoraggio (UPM);
  - Concentratore;
  - Comunicazione tra UPM e Concentratore;

atore e Sistemi Terna.

Il Regolamento non fornisce indicazioni circa la soluzione tecnologica da predisporre per raccogliere i dati dal campo.

Il protocollo di comunicazione utilizzato tra campo e concentratore può variare in base ai dispositivi presenti sul campo. Devono essere garantite affidabilità, sicurezza, prestazioni ed integrità del dato trasmesso dalle UPM al concentratore.

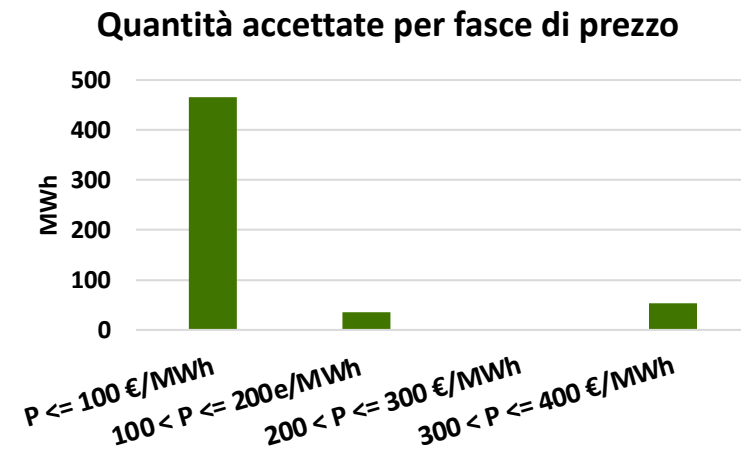
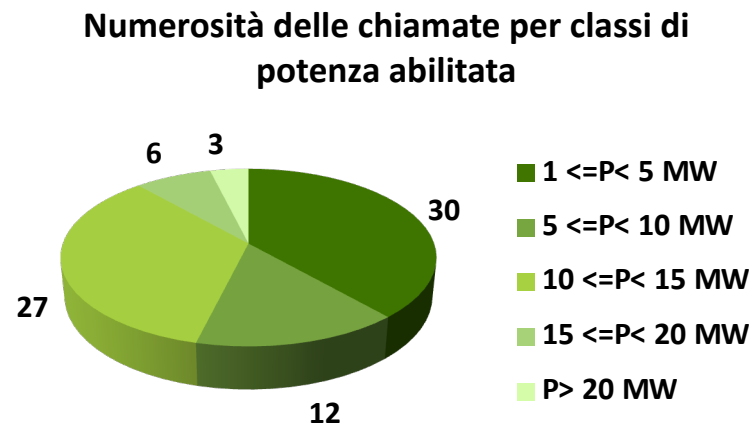


La comunicazione tra l'UVAM ed il Sistema di Controllo Terna prevede l'utilizzo del protocollo di comunicazione IEC 870-5-104.

Tale protocollo prevede la funzionalità di file transfer per la gestione degli ordini di bilanciamento e permette la comunicazione in entrambe le direzioni: dal Concentratore al sistema di controllo e viceversa.

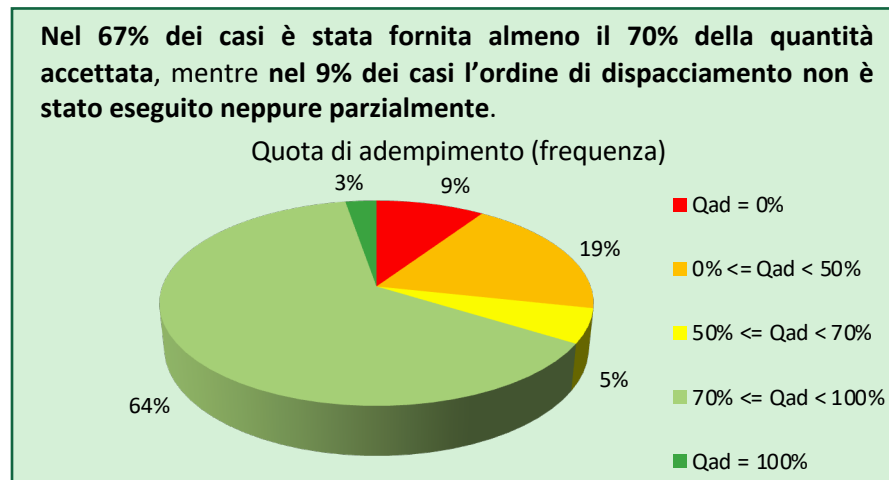
## Le «performance» in esercizio delle UVAM: Ordini di dispacciamento inviati da Terna

- A seguito degli ordini di dispacciamento inviati da Terna nel corso del 2019, sono stati movimentati 556,5 MWh a salire nei primi sette mesi di sperimentazione, divisi in 76 diverse attivazioni. Le attivazioni hanno interessato 25 UVAM di titolarità di 10 diversi BSP. Sono state inoltre accettate 2 offerte a scendere per 36,5 MWh, entrambe provenienti dal medesimo aggregato.
- Non si registra una chiara «polarizzazione» su una specifica classe dimensionale di UVAM oggetto di chiamata.
- L'85% delle quantità accettate è associato a offerte ad un prezzo offerto inferiore a 100 €/MWh.

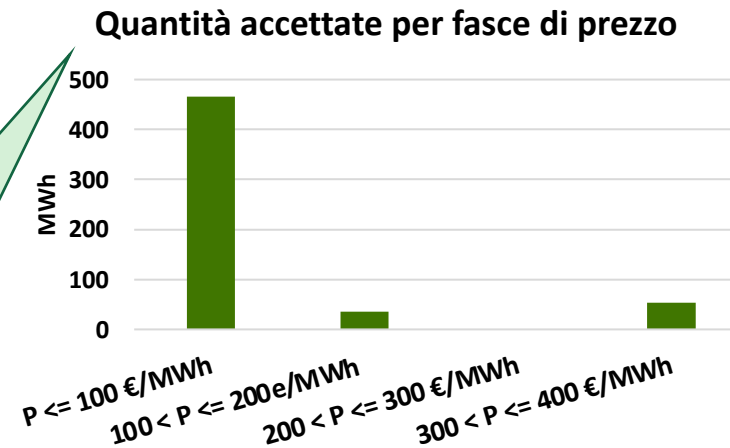


# Le «performance» in esercizio delle UVAM: Ordini di dispacciamento inviati da Terna

- A seguito degli ordini di dispacciamento inviati da Terna nel corso del 2019, sono stati movimentati 556,5 MWh a salire nei primi sette mesi di sperimentazione, divisi in 76 diverse attivazioni. Le attivazioni hanno interessato 25 UVAM di titolarità di 10 diversi BSP. Sono state inoltre accettate 2 offerte a scendere per 36,5 MWh, entrambe provenienti dal medesimo aggregato.
- Non si registra una chiara «polarizzazione» su una specifica classe dimensionale di UVAM oggetto di chiamata.
- L'85% delle quantità accettate è associato a offerte ad un prezzo offerto inferiore a 100 €/MWh.



Fonte: Rielaborazione su dati Terna



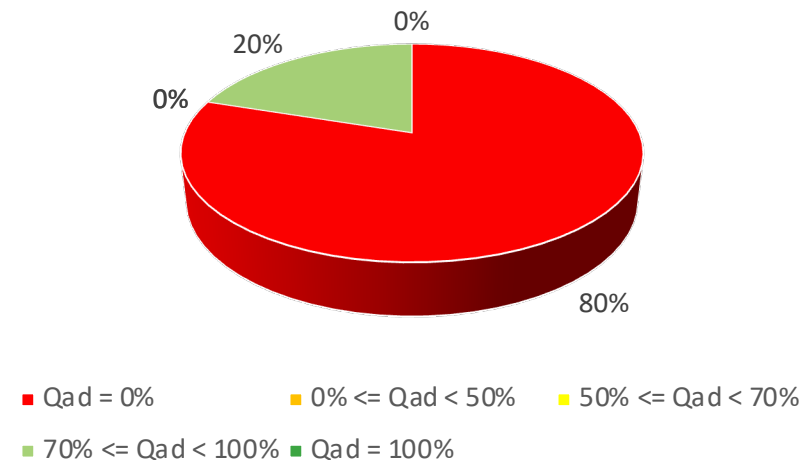
# Le «performance» in esercizio delle UVAM: Ordini di dispacciamento «a salire» inviati da Terna



- Tra gennaio e agosto 2020 sono stati inviati da Terna **5 ordini di dispacciamento a salire per complessivi 82 MWh**, riferiti alla fascia oraria soggetta ad obbligo di offerta.
- In 4 casi su 5, l'ordine di dispacciamento non è stato eseguito neppure parzialmente, mentre in una delle 5 chiamate è stato erogato il **75% della quantità richiesta**.

Ordini di dispacciamento «a salire»	
Numero di ordini di dispacciamento	5
Quantità accettata totale	82 MWh
Quantità accettata media	16,3 MWh
Prezzo accettato	400 €/MWh in 4 occasioni, 60 €/MWh in una occasione

Quota di adempimento (frequenza) -  
Chiamate «a salire»



Fonte: Rielaborazione su dati Terna

# Le «performance» in esercizio delle UVAM: Ordini di dispacciamento inviati da Terna non compresi nell'obbligo di offerta

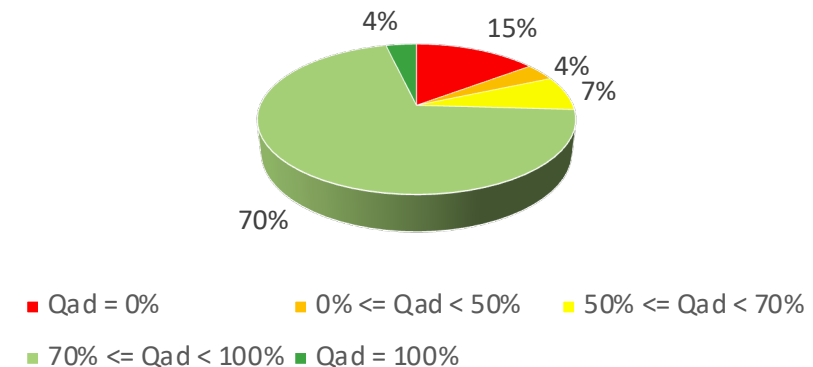


- Tra gennaio e agosto 2020, sono stati inviati da Terna **27 ordini di dispacciamento a scendere, per complessivi 772 MWh** (relativi allo stesso BSP, su due differenti UVAM).
- Gli esiti delle **attivazioni a scendere** mostrano **inadempimenti totali** in soli **4 casi su 27**, mentre le altre 23 «chiamate» presentano una **quota di adempimento media dell'84%**.

Ordini di dispacciamento «a scendere»	
Numero di ordini di dispacciamento	27
Quantità accettata totale	772 MWh
Quantità accettata totale	28,6 MWh
Prezzo medio accettato	30 €/MWh in tutti i casi registrati

Fonte: Rielaborazione su dati Terna

Quota di adempimento (frequenza) -  
Chiamate «a scendere»



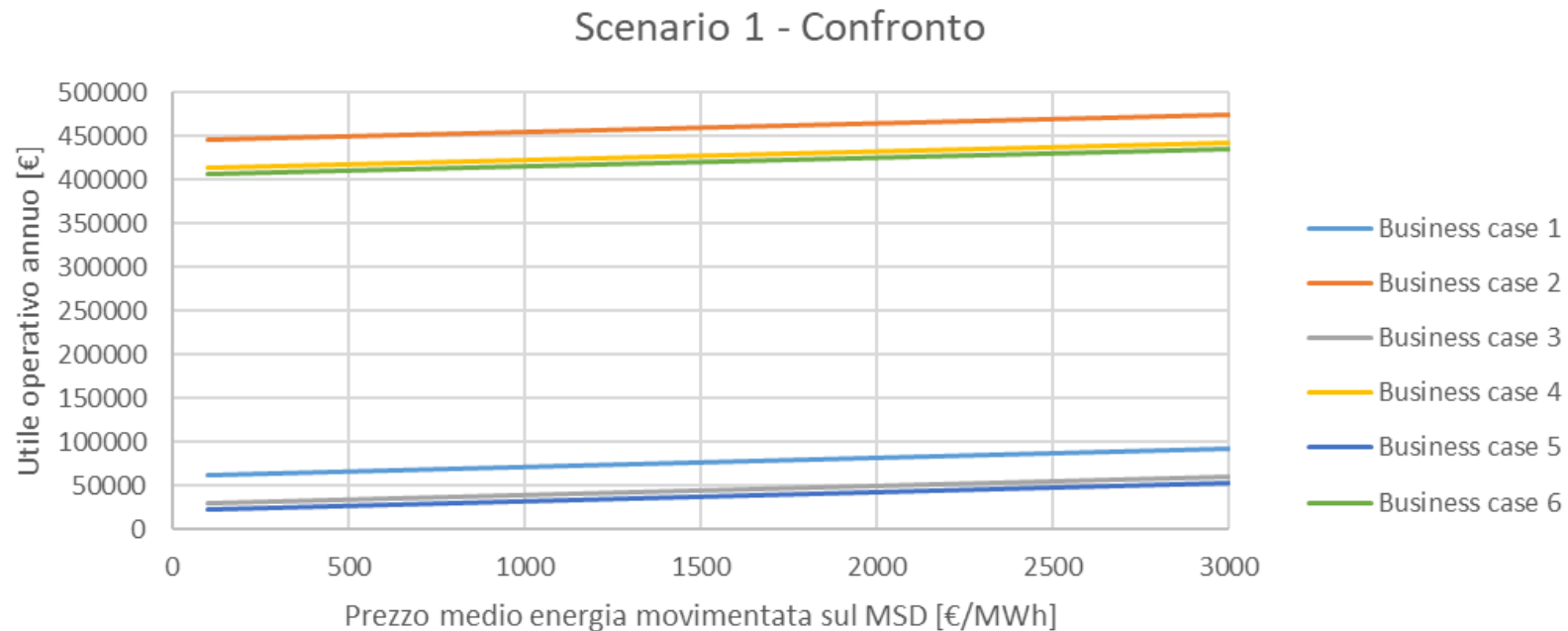
- **Analizzando al progetto pilota su un orizzonte temporale più ampio, emerge una buona affidabilità delle UVAM, che hanno garantito la fornitura dell'85,5% delle quantità accettate (con riferimento al periodo maggio 2019 – marzo 2020) (\*)**

\*Fonte: ARERA

# La sostenibilità economica delle UVAM: una visione d'assieme (visione BSP)



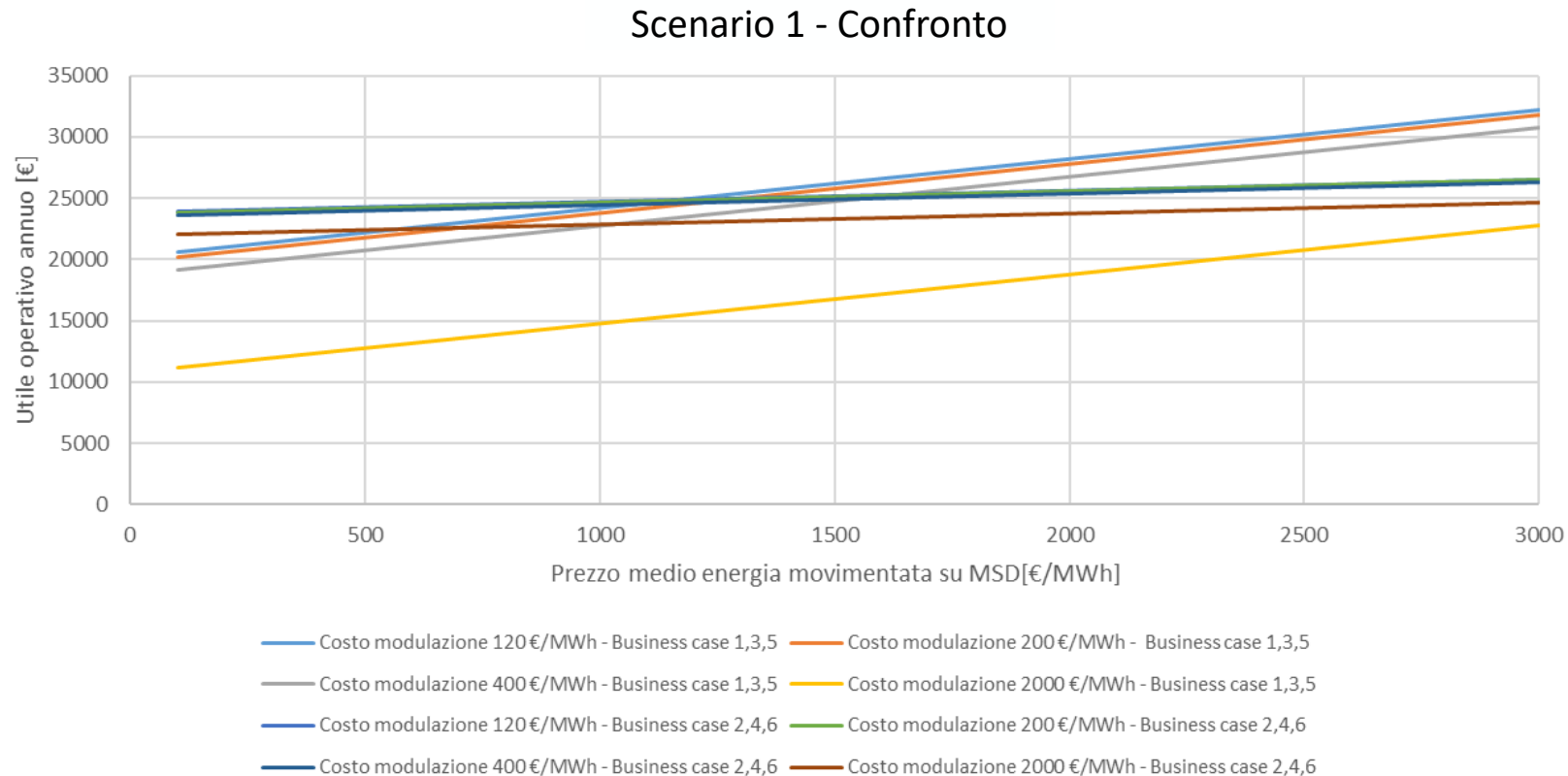
- Grazie alla **presenza del corrispettivo fisso**, il BSP ottiene un **utile operativo positivo** sia che gestisca un **portafoglio di piccole dimensioni che di grandi dimensioni**.
- Nel **secondo caso** (business case 2, 4 e 6), il BSP ottiene un **utile maggiore** in quanto l'investimento necessario per dotarsi dell'infrastruttura tecnologica (o, in alternativa, il canone da versare ad un provider tecnologico) non è proporzionale alla capacità di modulazione gestita, come invece accade per il corrispettivo fisso.
- La **scelta di una specifica configurazione tecnologica non determina un cambiamento significativo dei risultati**.



# La sostenibilità economica delle UVAM: una visione d'assieme (visione asset owner)



- La presenza del corrispettivo fisso consente agli *asset owner* di ottenere un utile positivo anche in caso di sfruttamento di fonti di flessibilità che presentano costi di modulazione nell'ordine delle migliaia di euro per MWh fornito (in virtù del numero ridotto di chiamate ipotizzato).







# TRANSFORMATION TALK

## Sostenibilità e PMI: l'efficiamento energetico nel mercato italiano

Simone Franzò, PhD

Energy & Strategy, Politecnico di Milano

[simone.franzo@polimi.it](mailto:simone.franzo@polimi.it)

Intervento per



Milano, 27 Maggio 2021