



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

Aggregati di risorse distribuite come risorsa per il bilanciamento
di rete. Analisi del comportamento e delle opportunità di
operatori del progetto UVAM

Massimiliano Coppo

Krizia L.A.Nobile - 2011641

Anno Accademico 2021/2022

*Ai miei genitori che hanno sempre dato l'anima per sorreggermi e riportarmi sù,
ad Andrea che è sempre stato lì pronto per accogliermi,
e a me...che ho sempre sorriso dinanzi alle difficoltà.*

Sommario

Introduzione	1
1. Inizio e sviluppi della transizione energetica	4
1.1 Conferenze e normative per la decarbonizzazione.....	4
1.2 Evoluzione degli obiettivi durante le COP.....	4
1.2.1 Paris Agreement.....	5
1.3 Risultati COP26	6
1.4 Introduzione del Clean Energy Package (CEP)	7
1.5 Energy Price tools	8
2. La decentralizzazione dei mercati dell'energia	9
2.1 Obiettivi fondamentali del Sistema Elettrico e del mercato elettrico.....	9
2.1.1 Integrazione del Demand Response	10
2.1.2 Generazione distribuita	11
2.1.3 Decentralizzazione dei mercati	11
2.2 La nuova figura del Prosumer	12
3. Demand Response.....	14
3.1 Demand Response implicito ed esplicito	14
3.1.1 Demand Response esplicito.....	14
3.1.2 Demand Response implicito.....	14
3.2 Principi di funzionamento del Demand Response	14
3.3 Programmi di Demand Response.....	16
3.3.1 Differenziazione sulla base del mercato:.....	16
3.3.2 Differenziazione sulla base del prezzo:	17
3.3 Ipotesi di riduzione e aumento rispetto a diversi tipi di carico.....	17
3.4 Approfondimento su variazione dei carichi DER	18
4. Framework Europeo.....	23
4.1 Principali mercati Europei.....	23

4.2	Principali mercati ai quali possono partecipare i carichi aggregati:.....	26
4.3	Pionieri Europei del DR:.....	27
4.4	Posizione Eu nei confronti del DR.....	27
4.4	Demand Response in alcuni paesi Europei	28
4.4.1	Francia.....	28
4.4.2	Belgio	29
4.4.3	Grecia	32
4.5	Sintesi Europea per l'integrazione della flessibilità	35
4.5	Nuovi progetti pilota di DM in ambio Europeo:	37
4.5.1	Platone project.....	37
4.5.2	Serving Project	38
4.5.3	Progetto Linear:.....	39
4.5.4	Quartierstrom	40
5.	Panorama Italiano.....	42
5.1	Novità introdotte durante il 2021	42
5.1.1	Cambiamenti delle Zone del Mercato	42
5.2	Riforme al regolamento del progetto pilota UVAM	43
6.	Nuovi risultati ottenuti dall'analisi dei risultati del progetto UVAM	45
6.1	Materiali e metodi	45
6.2.1	Analisi parte 1: sviluppo dell'asta del progetto.....	46
6.2.2	Analisi parte 2: comportamento individuale dell'operatore nell'asta e strategie adottate	55
6.2.3	Analisi parte 3: heatmaps dei prezzi medi ponderati e della somma della quantità offerte nell'MSD.	63
6.2.4	Analisi parte 4: partecipazione delle UVAM e quantità accettate.....	65
	Conclusioni	68
	Bibliografia	69
	Appendice	73

Abbreviazioni

aFRR, automatic Frequency Restoration Reserve

mFRR manual Frequency Restoration Reserve

ARERA Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

AS Ancillary Service

ASM Ancillary Service Market

BM Balancing Market

BRP Balancing Responsible Party

BS Balancing Service

BSP Balancing Service Provider

CEP Clean Energy Package

CR Concentration Ratio

DER Distributed Energy Resource

DG Distributed Generation

DR Demand Response

DSO Distribution System Operator

ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity

EM Electricity Market

FCR Frequency Containment Reserve

GME Gestore dei Mercati Energetici, i.e., the Italian energy market operator

HHI Herfindahl-Hirschman Index

MB Mercato del Bilanciamento,

MSD Mercato dei Servizi di Dispacciamento, i.e., the Italian ASM

MSD ex-ante submarket of Italian ASM for programming purpose

RES Renewable Energy Source

RR Replacement Reserve

DSO Distribution System Operator

TSO Transmission System Operator

UVAC Unità Virtuali Abilitate di Consumo

UVAM Unità Virtuali Abilitate Miste

UVAP Unità Virtuali Abilitate di Produzione,

VOLL Value Of Lost Load

DSM Gestione della domanda

ACER Agency for the Cooperation of Energy Regulators (*EU*)

CACM Central American Control Market

FCAS Frequency Control Ancillary Service

CPP Critical Peak Pricing

ToU, Time of Use

RTP Real Time Pricing

IBR Inclined Block Rate

ESS Energy Storage System

EV Electrical vehicle

IBP Integrated Business Planning

ISO International organization for standardization

DAM Digital Asset Management

FRR Frequency Restoration Reserve

AS Ancillary Services

DAM Day-Ahead Market

IDM Intra-day Market

BM Balancing Market

Elenco delle figure

Fig. 1. Andamento delle emissioni di CO ₂ dal 1900 ad oggi.	1
Fig. 2. Andamento globale dell'installazione di generazione rinnovabile.	2
Fig. 3. Scenari delle emissioni rispetto a diversi accordi e obiettivi [7]	6
Fig. 4. Principali sviluppi all'interno dei quattro energy package	7
Fig. 5. Obiettivi del Mercato Elettrico	10
Fig. 6. Flusso di energia da parte del Prosumer[12].....	13
Fig. 8. Classificazione dei programmi di Demand Response.[14]	16
Fig. 9. Potenziale riduzione del carico, suddivisa per consumatori	18
Fig. 10. Potenziale incremento del carico, suddiviso per consumatori [16].....	18
Fig. 11. Carichi DER con rispettive caratteristiche.....	19
Fig. 12. Distribuzione dei consumi medi	20
Fig. 13. Potenza con carico originale e spostato (rispettivamente linea blu e rosso)[17]	20
Fig. 14. Andamento domanda-prezzo con DR e senza DR.....	21
Fig. 15. Curva prezzo-domanda linearizzata attorno all'equilibrio prezzo domanda iniziale.....	22
Fig. 16. Separazione Europea della zona di vendita.....	23
Fig. 17. Sequenza, con tempi, dei mercati Europei	25
Fig. 18. Mercati nei quali possono offrire i carichi aggregati	26
Fig. 19. Tabella dei compensi Greci per la remunerazione ai servizi di Demand Response	29
Fig. 20. Alfa component rispetto all'equilibrio del sistema. Vecchio e nuovo meccanismo di calcolo.	32
Fig. 21. Panoramica Europea con valutazione di vari aspetti.....	35
Fig. 22. Panoramica Europea con valutazione di vari aspetti	36
Fig. 23. Schema di funzionamento del Protone Project	38
Fig. 24. Schema di funzionamento del Serving Project	39
Fig. 25. Panoramica generale della struttura del progetto e delle due componenti principali che mirano a una svolta tecnologica oltre che implementativa.	40
Fig. 26. Pipeline applicativa del progetto pilota "Quartierstrom"	41
Fig. 27. Suddivisione delle vecchie e nuove zone del mercato elettrico	42
Fig. 28. Quantità per i prodotti pomeridiani.....	44
Fig. 29. Quantità per i prodotti relativi alla fascia serale I e II	44
Fig. 30. andamenti nella fascia pomeridiana, rispetto al premio di riserva pari a 30.000 €/mw/anno	47
Fig. 31. andamenti nella fascia serale 1, rispetto al premio di riserva pari a 30.000 €/mw/anno	48

Fig. 32. andamenti nella fascia serale 2, rispetto al premio di riserva pari a 30.000 €/MW/anno	49
Fig. 33. Pomeridiano. sviluppo delle capacità mensili, zona a e b, con rispettivo avg clearing price.	50
Fig. 34. Serale 1. Sviluppo delle capacità mensili, con rispettivo avg clearing price.	50
Fig. 35. Serale 2. Sviluppo delle capacità mensili, zona A e B, con rispettivo Avg Clearing Price.	51
Fig. 36. Market share pomeridiano	52
Fig. 37. Market Share Serale 1	52
Fig. 38. Market share serale 2	52
Fig. 39. HHI (Herfindahl-Hirschman Index) della fascia pomeridiana)	53
Fig.40.HHI (Herfindahl-Hirschman Index) della fascia Serale I).....	54
Fig. 41. Assegnazione capacità pomeridiana relativa all'operatore "Enel X"	56
Fig. 42. Assegnazione capacità pomeridiana relativa all'operatore "Engie"	56
Fig. 43. Assegnazione capacità pomeridiana relativa all'operatore "Burgo energia"	57
Fig. 44. Assegnazione capacità serale 1 relativa all'operatore "Enel X"	58
Fig. 45. Assegnazione capacità serale 1 relativa all'operatore "Edelweiss"	58
Fig. 46. Assegnazione capacità serale 1 relativa all'operatore "Ego Energy"	59
Fig. 47. Assegnazione capacità serale 2 relativa all'operatore "Enel X"	59
Fig. 49. Assegnazione capacità serale 2 relativa all'operatore "Edelweiss"	60
Fig. 50. Tab delle strategie adottate dalle UVAM nel 2021	62
Fig. 51. Heatmap delle offerte a salire in termini di prezzo medio offerto da Maggio a Dicembre 2021.....	64
Fig. 52. Heatmap delle offerte a salire della quantità sommata offerta da Maggio a Dicembre 2021	64
Fig. 53. Heatmap del prezzo medio pesato focalizzato sulla fascia oraria obbligatoria.....	64
Fig. 54. Quantità di offerte UVAM all'interno dell'MSD	66
Fig. 55. Quantità di offerte UVAM accettate nell'MB	66
Fig. 56. Quantità di offerte totali accettate nell'MSD	67

Abstract

All'interno di questo elaborato si andrà ad analizzare l'evoluzione del progetto UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste, ovvero unità miste virtualmente aggregate), nella fascia temporale che si estende da maggio a Dicembre 2021 (focalizzandoci dai possibili cambiamenti indotti dal momento dell'introduzione della nuova procedura per l'approvvigionamento).

Prima di fare ciò, cercheremo di avere un quadro completo che comprenderà tutte le conoscenze necessarie per la comprensione dei meccanismi sia a livello Europeo (per permette una contestualizzazione del caso) che Italiano.

Dopo aver definito il background, perciò, verrà condotto uno studio nella sua totalità: sia a livello globale che del singolo partecipante. Questo verrà fatto suddividendo l'analisi in quattro parti fondamentali: sviluppo delle aste del progetto, comportamento nell'asta del singolo operatore, strategie di partecipazione dell'UVAM all'MSD, partecipazione all'MSD del progetto UVAM. Tramite questi passaggi, riusciremo ad avere un quadro completo che ci permetterà di avere delle informazioni complete relative agli sviluppi del progetto.

Introduzione

Sicuramente, tutti noi siamo a conoscenza della tragica situazione ambientale nella quale ci troviamo, che sta portando ad un graduale cambiamento climatico. Per far fronte e cercare di porre rimedio a quest'emergenza, la transizione energetica punta alla riduzione delle emissioni di gas serra. Questa richiede inevitabilmente un percorso verso la trasformazione del settore energetico globale, per raggiungere l'obiettivo di zero emissioni di carbonio (in continua crescita dal 1900, Fig.1) entro la metà di questo secolo. Sicuramente per raggiungere gli obiettivi prefissati saranno necessarie più azioni combinate, ma tramite le misure di efficienza energetica insieme maggior sfruttamento delle fonti di energia rinnovabile, si prevede il raggiungimento del 90% delle riduzioni di carbonio richieste. A tal proposito, l'andamento mondiale dello sviluppo della generazione rinnovabile, lo vediamo rappresentato in Fig.2 ha visto un'impennata di installazioni a partire dal 2003, con una quantità variabile rispetto alle diverse fonti di generazione pulita (nonostante ciò, per raggiungere gli obiettivi europei in materia di transizione energetica e decarbonizzazione, l'Italia dovrebbe installare almeno 8 GW l'anno). Affinché siano raggiunti gli obiettivi prefissati, sarà necessario un notevole sforzo che dovrà derivare dalla sinergia di vari aspetti e settori: strumenti di mercato, tecnologia dell'informazione, tecnologia intelligente per la coordinazione e quadri politici.

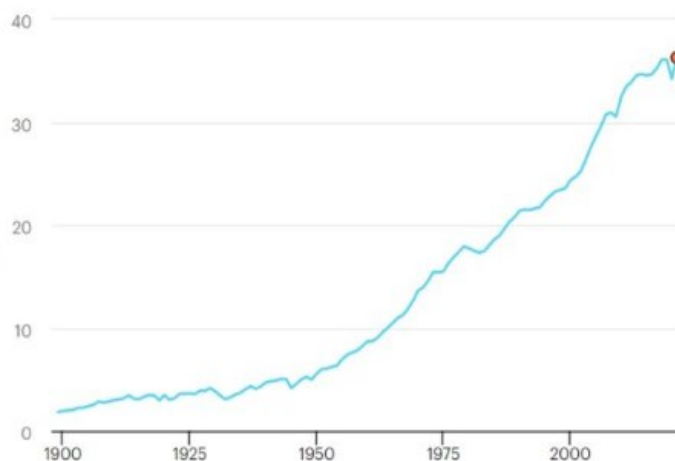


Fig. 1. Andamento delle emissioni di CO2 dal 1900 ad oggi.

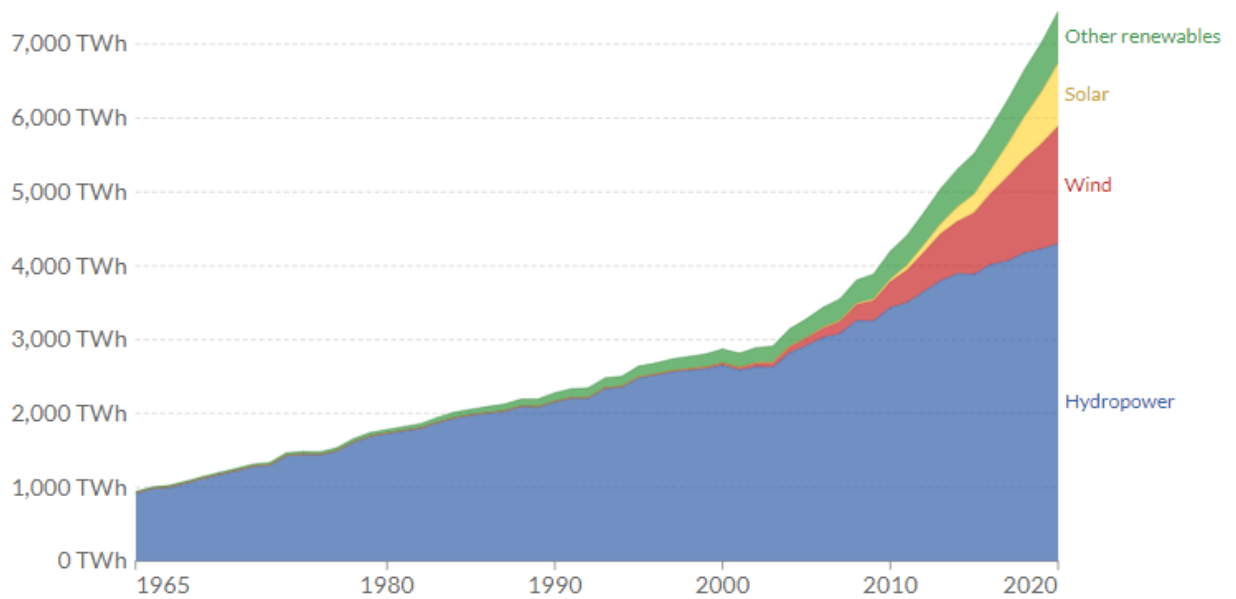


Fig. 2. Andamento globale dell'installazione di generazione rinnovabile.

Nel 2005 è stato attivato il sistema EU ETS che funziona secondo il principio "cap and trade": viene prefissata una quantità limite relativa ai gas serra, di modo da controllarle e ridurle; è importante dire che questo limite si prefigge di andare diminuendo durante il tempo, fino ad arrivare ad una quantità nulla. [1]

In queste condizioni, per procedere rapidi verso l'obiettivo è necessario andare nella direzione di un sistema elettrico più flessibile, questo perché rispetto a queste necessità si va verso una diversa struttura sia del sistema elettrico che, di conseguenza, del mercato elettrico. Questo sta avvenendo per diversi motivi:

La quota di rinnovabile intermittente è in continua crescita;

La produzione di elettricità rinnovabile viene iniettata sempre più in modo decentralizzato.

Si prevede un aumento del carico elettrico, causato dal passaggio dai sistemi a combustibili fossili verso apparecchiature elettriche ad alta efficienza per il trasporto e il riscaldamento (in aumento del 5% nel 2021).

A causa di ciò, il mantenimento dell'equilibrio di potenza elettrica rispettando i vincoli della rete elettrica sta diventando sempre più difficile. Per questo motivo, l'introduzione della tecnica di demand response, con l'introduzione della figura del Prosumer (che verrà approfondita meglio nei paragrafi successivi) risulta necessaria per far fronte al sistema elettrico in continua evoluzione.

1. Inizio e sviluppi della transizione energetica

1.1 Conferenze e normative per la decarbonizzazione

L'organismo che dal 1995 si è occupato di guidare e coordinare gli interventi in relazione alle politiche di contrasto al cambiamento climatico è la Conference Of Parties (COP), la quale, tra le altre cose, monitora le emissioni di ogni paese; sulla base di queste informazioni, la COP valuta gli effetti delle misure adottate dalle Parti e i progressi compiuti nel raggiungimento dell'obiettivo finale della Convenzione; l'organismo si riunisce ogni anno al fine di mantenere un continuo e costante sviluppo tramite innovazioni proporzionali alle necessità della Sistema Elettrico Nazionale. [2]

1.2 Evoluzione degli obiettivi durante le COP

Dal momento in cui si è tenuta la prima COP, a Berlino nel 1995, c'è stata una presa di coscienza dell'emergenza climatica in atto e, da lì in poi, sono stati tenuti costantemente degli incontri per lavorare su sviluppi globali per limitare il riscaldamento globale. In questo paragrafo, si presenta un excursus dove verranno evidenziati i risultati principali ottenuti dalle conferenze.

Durante il primo incontro, è stato prodotto il Kyoto Protocol che stabiliva impegni di riduzione delle emissioni per i soli Paesi sviluppati, in linea con il principio delle *“responsabilità comuni ma differenziate”* fra gli Stati. Successivamente, vengono emessi degli accordi basati su tre meccanismi:

- Emission Trading;
- Clean Development Mechanism ;
- Joint Implementation ;

Con la COP14 avvengono importanti sviluppi riguardo i paesi in via di sviluppo con il Fondo di adattamento” e lo “Strategic Program on Technology Transfer”.

Nel 2009, a Copenaghen, si fa riferimento per la prima volta al fatto di evitare il superamento della soglia dei 2 °C nell'aumento delle temperature del pianeta e viene prodotto il Fondo Verde per il clima (30 miliardi di dollari l'anno tra il 2010 e il 2012 e 100 miliardi di dollari a partire dal 2020) [3].

Scarsi successi vengono raccolti nei successivi incontri, nonostante venga stipulata una integrazione del Kyoto Protocol, che, tuttavia, non riceve l'adesione da parte di tutti. Arrivando

alla COP18 , viene stipulato una parte successiva al precedente protocollo, chiamata “Doha Climate Gate” .

Nel 2014, con la COP20, per la prima volta Stati Uniti e Cina hanno annunciato un loro impegno per la riduzione delle emissioni al fine di non eccedere un aumento di temperatura oltre i 2 °C (successivamente modificato in 1.5 °C).

Si arriva finalmente alla COP21, a Parigi, dove nasce il “Paris Agreement” (approfondito nel paragrafo successivo.). Nella COP25, tenutasi infine a Madrid, sono stati affrontati diversi punti chiave, quali: problemi sulle ambizioni di alcuni paesi che ci sono rifiutati di diminuire la produzione di combustibile fossile, mercati del carbone e uso del suolo e degli oceani. Tutto questo fino ad arrivare all’ultima conferenza , tenutasi a Glasgow, dove sono state seguite delle linee guida per al fine di : monitorare i progressi, rafforzare le collaborazioni e aumentare il coinvolgimento dei non state-actors. In fine, altro punto molto importante, è relativo agli aiuti da fornire a paesi meno sviluppati che non riuscirebbero a contrastare l’emergenza senza aiuti esterni [4-5].

1.2.1 Paris Agreement

L'accordo di Parigi è il traguardo più importante al fine di stimolare i partecipanti al raggiungimento degli obiettivi, cioè alla limitazione dell’innalzamento delle temperature al di sotto dei 2°C e perseguendo gli sforzi per limitarlo a 1,5°C. Mira inoltre a rafforzare la capacità dei paesi di affrontare gli impatti dei cambiamenti climatici e di sostenerli nei loro sforzi. L'accordo di Parigi è il primo accordo globale sui cambiamenti climatici, giuridicamente vincolante, stipulato nel Dicembre 2015. L'UE e i suoi Stati membri sono tra le quasi 190 parti dell'accordo di Parigi. L'UE ha formalmente ratificato l'accordo il 5 ottobre 2016, consentendone così l'entrata in vigore il 4 novembre 2016. Per l'entrata in vigore dell'accordo, un minimo di 55 paesi che rappresentano almeno il 55% delle emissioni globali hanno dovuto depositare i propri strumenti di ratifica. Sono stati affrontati vari punti di vista che hanno anche riconosciuto l'importanza di ridurre al minimo e affrontare le perdite e i danni associati agli effetti negativi dei cambiamenti climatici. Si è fatto riferimento anche all’essere trasparenti riguardo gli obiettivi, condividendo gli obiettivi raggiunti con gli altri membri.

Durante la COP24, inoltre, è stato adottato il pacchetto di Katowice che contiene tutte le procedure, linee guida comuni e dettagliate che rendono operativo l'accordo di Parigi. [6]

1.3 Risultati COP26

L'ultima conferenza, molto attesa, vista la crescente esigenza di vincoli, è stata la COP26 dove i paesi hanno perseguito audaci impegni collettivi per ridurre le emissioni di metano:

- Fermare e invertire la perdita di foreste;
- Allineare il settore finanziario al “net zero” entro il 2050;
- Abbandonare il motore a combustione interna;
- Accelerare l'eliminazione graduale del carbone;
- Porre fine ai finanziamenti internazionali per i combustibili fossili;

A tal proposito, sono stati studiati degli ipotetici scenari che dovrebbero essere attuati nel settore energetico globale, al fine di allinearsi con gli obiettivi definiti alla fine della conferenza, per decarbonizzare completamente il settore energetico. Facendo riferimento alla Fig.3 vediamo chiaramente come la quantità di emissioni che ci si è preposti di raggiungere entro il 2050 è chiaramente molto ambiziosa rispetto poi agli effettivi step da compiere.

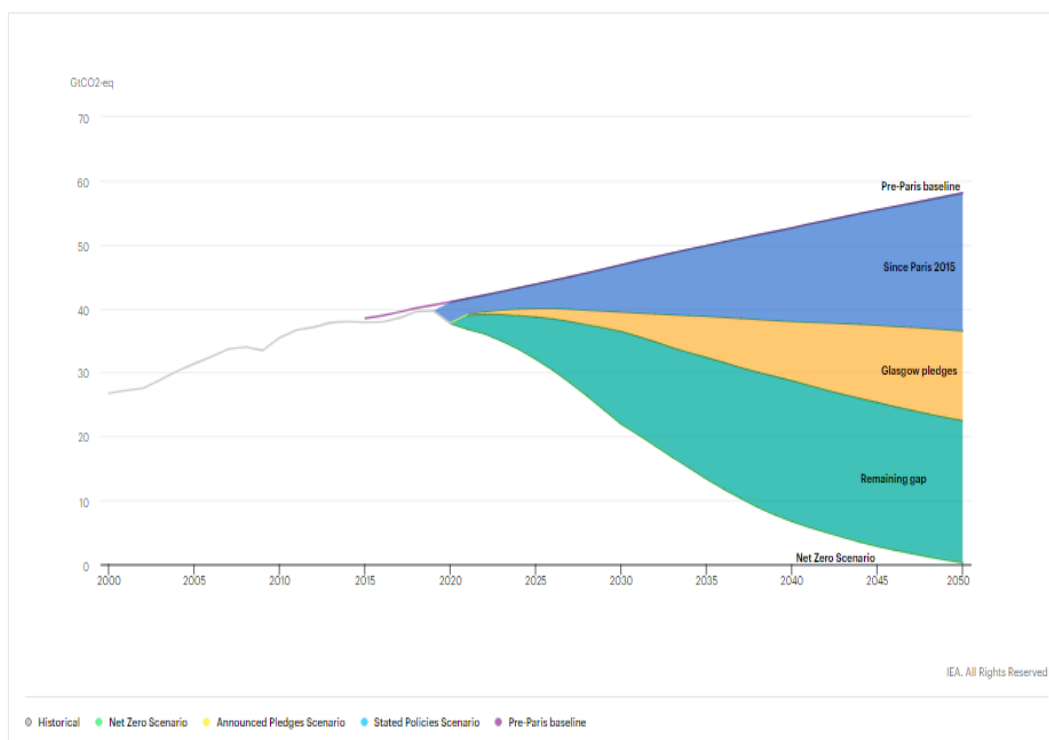


Fig. 3. Scenari delle emissioni rispetto a diversi accordi e obiettivi [7]

1.4 Introduzione del Clean Energy Package (CEP)

I mercati energetici europei sono stati liberalizzati dalla seconda metà degli anni '90. I regolamenti e le direttive europee forniscono il quadro normativo per il mercato interno dell'energia, che viene poi recepito dagli Stati membri. Questo è stato trattato anche all'interno del Clean Energy Package (CEP), che è un insieme di otto atti legislativi sulla prestazione energetica degli edifici, le energie rinnovabili, l'efficienza energetica e la progettazione del mercato elettrico. I principali cambiamenti sono rappresentati in Fig.4.

L'obiettivo di quest'insieme di norme riguarda anche l'ambito della flessibilità e, in particolare, in relazione all'introduzione della concorrenza nell'ambito dell'approvvigionamento, facendo in modo che questo possa avvenire in maniera non discriminatoria nelle reti di distribuzione e trasmissione. Il consumatore è visto come partecipante attivo al mercato, nonostante ancora nel secondo pacchetto ciò non era stato definito in maniera abbastanza chiara; nonostante ciò, erano già stati introdotte misure per la gestione della domanda (DSM). Questi ultimi esistevano già in una fase precedente all'inizio della liberalizzazione, ma adesso sono più sposati verso il DSO. È stato definito (art. 2.29) come un approccio globale o integrato volto ad influenzare "l'ammontare e la tempistica del consumo di energia elettrica, a ridurre il consumo di energia primaria e i picchi di carico dando precedenza all'efficienza energetica, o ad altre misure".^[8]

Si può descrivere il CEP come l'insieme di quattro direttive sull'energia composto da quattro direttive e quattro regolamenti. Quelli che influenzano maggiormente lo sviluppo del DR sono:

- (1) La direttiva di modifica sull'efficienza energetica (2018)
- (2) Il nuovo regolamento sull'energia elettrica (2019)
- (3) La direttiva di modifica sull'energia elettrica (2019)

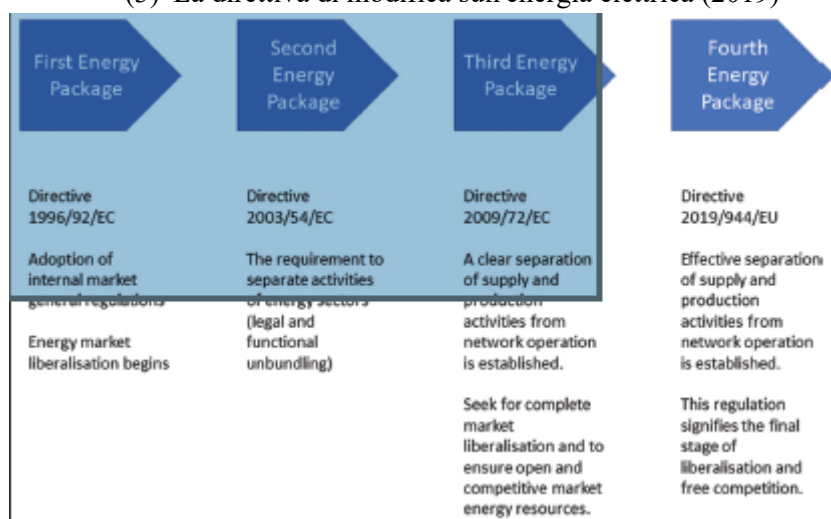


Fig. 4. Principali sviluppi all'interno dei quattro energy package

1.5 Energy Price tools

Le ultime innovazioni in ambito di direttive, sono del 13 ottobre 2021, quando la Commissione Europea (Commissione) ha pubblicato delle misure che vanno ad agevolare, nella situazione di emergenza, sia famiglie che imprese in ambito di costi fiscali per arginare le conseguenze dell'aumento dei prezzi dell'energia. Questo pacchetto deriva anche da una risposta alla richiesta d'aiuto da parte di alcuni Stati membri.

La Commissione si è anche impegnata al fine di creare degli strumenti per l'efficiamento della struttura del mercato elettrico e, soprattutto, per cercare di limitare l'estrema dipendenza dai combustibili fossili russi; questi aiuti sono stati pensati in riferimento ad un'analisi di mercato e sulla valutazione del funzionamento della concezione del mercato elettrico dell'UE, recentemente completato dall'Agenzia per la cooperazione dei regolatori europei dell'energia (ACER). Alcuni dei principali strumenti sono elencati sotto (tra i quali mettiamo in risalto un'incentivazione per la flessibilità nell'approvvigionamento):

- Rafforzare la diffusione internazionale dell'energia per garantire la trasparenza, la liquidità e la flessibilità dei mercati internazionali;
- Intensificare gli investimenti in energie rinnovabili, ristrutturazioni ed efficienza energetica e accelerare le aste per le rinnovabili e le procedure di autorizzazione;
- La possibilità di riallocare ricavi intramarginali, incanalandoli sui consumatori;
- Un'estensione temporanea dei prezzi al dettaglio regolamentati per coprire le piccole e medie imprese.
- Per le regioni con interconnessione molto limitata, la possibilità di introdurre sussidi per i costi dei combustibili.^[11]

L'insieme di questi provvedimenti, correttamente messi in atto, si pensa potrà produrre un aumento dell'1% del PIL nell'arco del prossimo decennio, oltre a creare 900.000 nuovi posti di lavoro, mobilitando fino a 177 miliardi di euro di investimenti pubblici e privati ogni anno a partire dal 2021.^[60]

2. La decentralizzazione dei mercati dell'energia

Fin dall'origine della liberalizzazione dei mercati elettrici, questi sono stati gestiti a livello nazionale, data la sostanziale centralizzazione della produzione in pochi grossi impianti. Come effetto della transizione discussa nei precedenti paragrafi, si sta assistendo a una progressiva decentralizzazione del mercato, da un lato riducendo il pool di partecipanti, ma dall'altro cercando di adattare la selezione delle risorse agli effettivi vincoli locali.

Gli obiettivi che si vogliono raggiungere con questo tipo di gestione dell'energia sono diversi, tra i quali principalmente vediamo:

- Poter gestire la domanda, sempre crescente, tramite l'ottimizzazione delle strutture di generazione già esistenti, semplicemente operando sulla flessibilità di questi;
- Mantenere l'equilibrio tra domanda e offerta in real-time, così da andare immediatamente a compensare le variazioni dovute all'incertezza associata alle crescenti della quantità di produzione elettrica da fonti rinnovabili all'interno del sistema (basti pensare che nel 2021 la quota è stata stimata al 38,6%, rispetto ad un 26,2% del 2012);
- Gestire le possibili congestioni e i vincoli di trasmissione/distribuzione su linee e trasformatori.

Per le ragioni sopra citate, la sfida maggiore è garantire un funzionamento ottimale delle reti di distribuzione. Questo, talvolta, risulta complicato per diverse ragioni, tra le quali il fatto che coordinare i gestori delle reti di trasmissione e distribuzione è un processo molto complesso. Un altro dei problemi fondamentali è identificabile con l'ancora elevato costo dello storage, che porterebbe inevitabilmente ad aumentare il costo della gestione della distribuzione; a tal proposito urge una migliore distribuzione della generazione, al fine di minimizzare i costi. Perciò ci sono vari obiettivi da dover raggiungere al fine di ottenere un sistema ottimizzato e integrato. [9]

Tutto ciò presuppone anche un cambiamento da vari punti di vista (dei sistemi di alimentazione, generazione, elasticità della domanda) che ha portato alla nascita della figura del Prosumer (questa figura verrà approfondita nei paragrafi successivi).

2.1 Obiettivi fondamentali del Sistema Elettrico e del mercato elettrico

Rispetto ai problemi e alle nuove sfide descritte nel paragrafo precedente, è chiaro che il sistema elettrico dovrà procedere verso un'evoluzione. In Fig.5 vediamo a quali funzioni dovrà principalmente integrare



Fig. 5. Obiettivi del Mercato Elettrico

2.1.1 Integrazione del Demand Response

Si tratta di una tecnica di gestione della domanda in modo da renderla maggiormente reattiva alle effettive opportunità di mercato. Solitamente, questa viene integrata alla generazione elettrica nei casi in cui l'utente sia anche un produttore, e viene gestita in piccoli pool di partecipanti (organizzati insieme tramite la figura dell'aggregatore). Questo in modo da ridurre al minimo gli eventuali errori, considerando che i consumatori finali possono essere ampiamente disomogenei. Sicuramente, segnali di prezzo centralizzati possono portare a problemi di controllo a livello di rete di distribuzione, soprattutto considerando il controllo dei carichi differibili.

Invece l'utilizzo di segnali di prezzo dipendenti dal tempo o incentivi speciali (ad esempio tariffe) è uno strumento comune per implementare segnali di prezzo decentralizzati. Tuttavia, regole diverse nelle varie reti di distribuzione possono portare a problemi di coordinamento all'interno della trasmissione. Inoltre, considerando gli effetti di risposta alla domanda molto diversificata, i mercati elettrici locali devono essere progettati tenendo conto della velocità operativa.

Possiamo quindi dire che sicuramente, l'integrazione a livello globale risulterà difficoltosa a causa di complessità computazionale, soprattutto in relazione al fatto che diverse forme di risposta alla domanda richiedono misure diverse [9].

2.1.2 Generazione distribuita

Con questo termine ci si riferisce a unità di generazione di piccola taglia, solitamente connesse alla rete di distribuzione, le quali possono potenzialmente permettere di contenere i costi di distribuzione, purché debitamente gestite. Chiaramente questo potrà avvenire non prima dello sviluppo di alcuni punti, quali: la liberalizzazione dei mercati elettrici, supporto per la qualità dell'alimentazione, supporto per servizi accessori. A livello tecnico tutto ciò ha degli impatti significativi come:

Cambiamenti nelle perdite di linea, cambiamenti nei livelli di tensione;

- Cambiamenti nella qualità dell'energia (alterazione di tensione e armoniche);
- Cambiamenti nei livelli di corrente di guasto
- Cambiamenti nei requisiti dei sistemi di protezione e una potenziale riduzione dell'affidabilità del sistema.

Sicuramente, uno degli effetti a cui si dovrà inevitabilmente far fronte, relativi alla sicurezza energetica, riguarda la minore diversificazione delle risorse di generazione.

Inoltre, la qualità dell'alimentazione può essere influenzata negativamente in vari modi, ad esempio: gli effetti sulla frequenza derivanti dai flussi di potenza dai diversi livelli di rete (tradizionalmente, il flusso è unidirezionale dalla rete di trasmissione verso la rete di distribuzione e poi verso gli utenti finali ma con la generazione distribuita questo sarebbe bidirezionale e cambia continuamente).

Riguardo a questi fenomeni, sarà fondamentale l'implementazione dell'ICT al fine di garantire un coordinamento tra trasmissione, elaborazione e memorizzazione di informazioni e segnali di mercato. Tutto ciò, gestito simultaneamente permetterà ai generatori di reagire in maniera adeguata. [10-11]

2.1.3 Decentralizzazione dei mercati

Progettare mercati elettrici locali funzionali non solo richiede complessità di calcolo e modellazione, ma anche un'interazione funzionale di questi componenti. Componenti chiave di un mercato elettrico locale sono: la configurazione della micro-rete, la connessione alla rete, l'ICT del sistema, il mercato e il meccanismo dei prezzi. Tra tutte queste componenti deve esserci una coordinazione e, inoltre, tutto ciò deve essere regolamentato.

A causa della complessità computazionale di tali mercati, sono necessari algoritmi di trading avanzati per gestire e coordinare la conduzione sia degli scambi che della gestione della domanda.

Un problema da non sottovalutare, che potrebbe scoraggiare, è relativo ai costi per un'infrastruttura di comunicazione bidirezionale.

Ci sono altre componenti a cui bisogna fare riferimento quando si parla di decentralizzazione del mercato, uno di questi è la distribuzione di tasse e commissioni per il commercio locale di energia; infatti ci si pone la domanda se le tasse o canoni debbano essere ancora a carico del fornitore o piuttosto della stessa comunità energetica. Questo incorpora anche il rischio di aumento del costo marginale, ovvero costo aggiuntivo per kWh.

La negoziazione nei mercati locali dell'energia elettrica avviene di solito in tempi più brevi: giorno prima (intervalli di un'ora) o in tempo reale (intervalli da 5 a 15 minuti), questo comporta una maggiore volatilità dei prezzi che va a causare incertezza sui consumatori.

In sintesi, possiamo dire che sarebbero sicuramente necessarie alcune componenti, quali:

- Condivisione delle misurazioni e previsioni;
- Coordinamento in situazioni di emergenza;
- Coordinato supporto della qualità dell'energia e coordinamento del bilanciamento servizi;

Chiaramente l'implementazione di queste fasi dovrebbe seguire degli iter di attuazione condivisi a livello Europeo, quindi il primo step sarebbe il miglioramento delle linee guida esistenti del regolamento CACM. Il regolamento CACM rappresenta un documento chiave per l'integrazione europea dei mercati elettrici locali; tuttavia, i principi di calcolo e allocazione della capacità in esso descritti rappresentano solo il primo passo e non forniscono una soluzione univoca al problema del calcolo della capacità dell'Europa.]

2.2 La nuova figura del Prosumer

I prosumer sono generalmente definiti come consumatori di energia elettrica che producono parte del proprio fabbisogno di energia elettrica dal proprio impianto e utilizzano la rete di distribuzione per immettere la produzione in eccesso e per prelevare energia elettrica quando l'autoproduzione non è sufficiente a soddisfare il proprio fabbisogno.

La legislazione dell'UE di per sé non conosce una definizione di "prosumer" ma utilizza piuttosto il termine "autoconsumo" : l'articolo 2, paragrafo 1, della direttiva 2018/2001 definisce un auto consumatore [rinnovabile] come un "consumatore finale cliente operante all'interno di propri stabilimenti situati entro confini ristretti o, ove consentito [da uno Stato membro], all'interno di altri locali, che genera energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e che può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta, a condizione che, per un

autoconsumo di energie rinnovabili non domestiche, tali attività non costituiscono la sua attività commerciale o professionale primaria”.

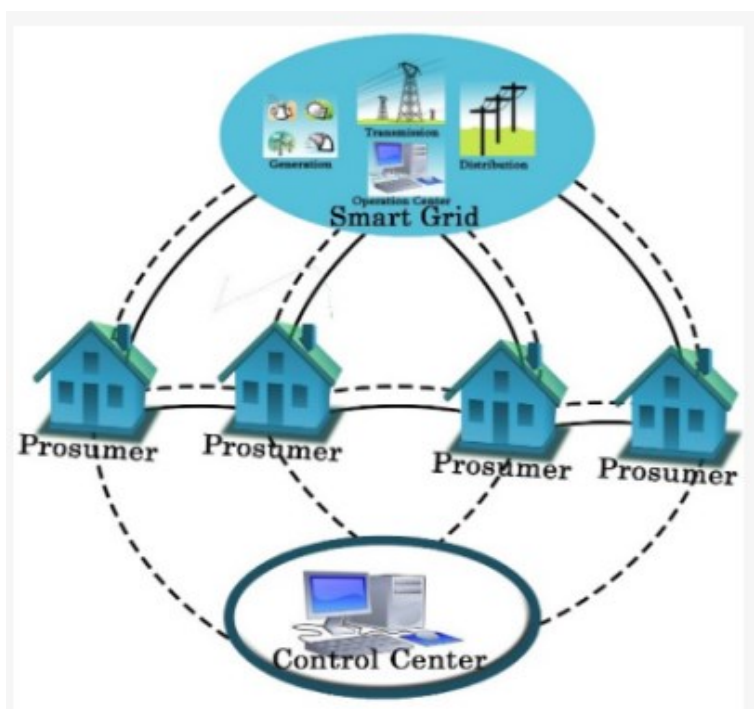


Fig. 6. Flusso di energia da parte del Prosumer[12]

3. Demand Response

Come anticipato nei precedenti paragrafi, il ruolo della Demand Response nella transizione energetica in atto è di grande importanza. È quindi necessario entrare nel vivo del tema focalizzandoci sulle differenze e i meccanismi ad esso connessi.

3.1 Demand Response implicito ed esplicito

3.1.1 Demand Response esplicito

Questa tipologia di Demand Response rappresenta la flessibilità impegnata e discacciabile che può essere scambiata sui diversi mercati dell'energia (vendita all'ingrosso, bilanciamento, supporto del sistema e mercati delle riserve). Questo di solito è facilitato da un aggregatore che può essere un fornitore di servizi indipendente o un fornitore e solitamente questo tipo è stimolato da incentivi.

3.1.2 Demand Response implicito

In questa categoria ricade la tecnica di attribuire dei segnali di prezzo alla domanda elettrica, al fine di stimolare la reazione del consumatore a tali segnali. Laddove i consumatori abbiano la possibilità di conoscere prezzi di mercato a breve termine, che riflettano la variabilità del mercato e le necessità della rete, essi possono adattare il proprio comportamento per risparmiare sulle spese energetiche.

3.2 Principi di funzionamento del Demand Response

Affinché il sistema elettrico funzioni in maniera efficiente è necessario avere un preciso equilibrio tra alimentazione e carico in tempo reale. Negli ultimi tempi, questo obiettivo non è semplice da raggiungere essendo la domanda e l'offerta in continuo cambiamento, in maniera rapida e imprevista, a causa di molte ragioni come: interruzioni forzate delle unità di generazione o variazioni improvvise del carico derivanti dall'introduzione, fortunatamente in continua crescita, di risorse rinnovabili all'interno del sistema di elettricità.

Rispetto al quadro definito precedentemente è indispensabile e urge mettere in atto delle soluzioni che contribuiscano ad un utilizzo più efficiente della produzione di energia. Date questo tipo di necessità, le aziende elettriche e le società di reti elettriche sono state costrette a ristrutturare il loro funzionamento da meccanismi integrati verticalmente verso una gestione più distribuita, poiché essendo l'infrastruttura del sistema elettrico ad alta intensità di capitale, la risposta lato domanda (carico) è una delle risorse più economiche disponibili per far funzionare il sistema

secondo la nuova filosofia. Per questo motivo, con la ristrutturazione e la deregolamentazione del settore della fornitura di energia elettrica, il vecchio approccio sta per cambiare. [13]

È in questo contesto che l'introduzione del meccanismo di Demand Response (DR) si vede necessario, poiché i programmi DR possono ridurre i prezzi dell'elettricità e migliorare l'affidabilità del sistema. Un fattore scoraggiante, nonostante, gli innegabili vantaggi può essere legato al fatto che per aderire ai programmi DR, sia i partecipanti che i proprietari dei programmi devono sostenere costi iniziali e di gestione.

Una pipeline lineare è mostrata in Fig. 7 Questo funzionamento, di tipo esplicito, è promosso da un incentivo finanziario al consumatore:



Fig. 7. Passaggi per l'attuazione del meccanismo di Demand Response

Vengono offerti programmi di risposta alla domanda (DR) che aiutano anche gli utenti finali a ridurre i picchi richiesta di potenza nelle fasce orarie di punta. Il DR è costituito da incentivi e programmi basati sul prezzo. Per stimolare la partecipazione, vengono forniti incentivi monetari a un consumatore agire, programmandolo per tempo, sul proprio carico.

Nel momento in cui viene stipulato un contratto, l'energia del consumatore è offerta ad un prezzo variabile a seconda del modello di consumo che viene scelto (nei paragrafi successivi verrà fatto un focus sui diversi modelli).

Chi può fornire la propria flessibilità per il bene della comunità energetica?

- (1) Industrie;
- (2) Settore residenziale (più avanti analizzeremo alcune delle fonti più comodi di variazione del carico in questo ambito);
- (3) Settore terziario;

3.3 Programmi di Demand Response

Questo meccanismo risulta molto diversificato sotto molti punti di vista e ciò permettere l'adattamento alle varie esigenze; possiamo avere un quadro completo tramite la Fig.8 sottostante

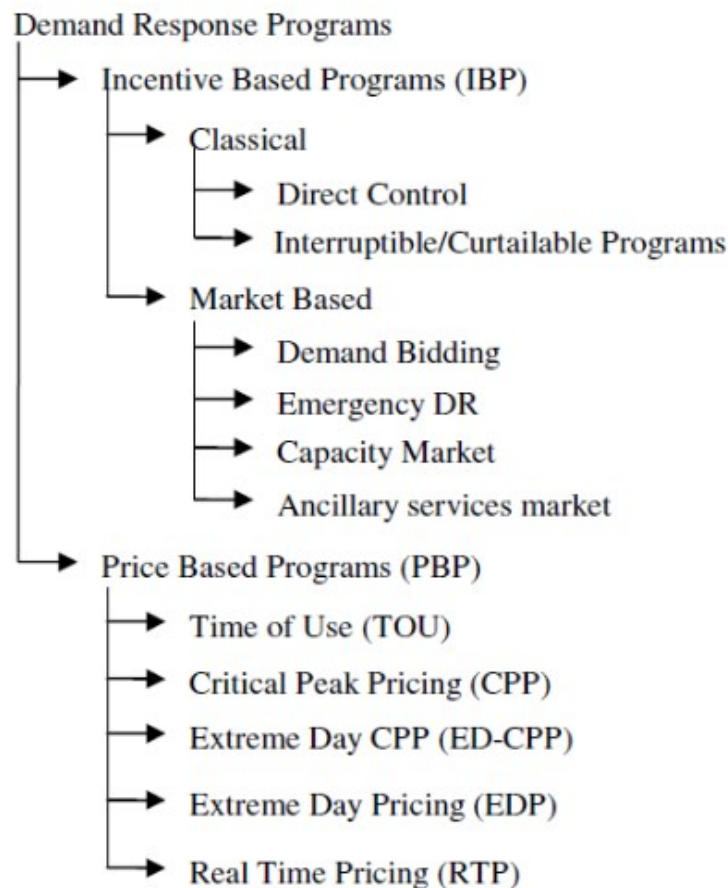


Fig. 8. Classificazione dei programmi di Demand Response. [14]

3.3.1 Differenziazione sulla base del mercato:

- I. **Demand Bidding:** dove il DR all'ingrosso prevede che gli utenti di energia riducano la domanda o aumentino la produzione in base al prezzo dell'elettricità all'ingrosso, che fluttua in risposta alla domanda e all'offerta. Nel mercato instabile dell'elettricità di oggi, i prezzi dell'energia possono salire a \$ 15.100 / MWh.
- II. **Ancillary Services Markert:** DR serve a mantenere stabile la frequenza del sistema elettrico. Gli utenti di energia sono pagati per fornire servizi ausiliari per il controllo della frequenza (FCAS), riducendo la domanda per mantenere la rete in funzione all'interno del suo normale intervallo di frequenza di circa 50 Hertz.

- III. **Emergency DR:** viene utilizzato quando la fornitura di elettricità non è sufficiente per soddisfare le esigenze dei consumatori. Questo di solito è richiesto se un grande generatore si guasta o durante l'estate quando la domanda è molto alta.
- IV. **Capacity market:** Network DR comporta la riduzione del consumo di energia per ridurre lo stress sulla rete elettrica, ad esempio quando le linee stanno raggiungendo la loro capacità. Ciò ha un ulteriore vantaggio di evitare costosi investimenti di nuova rete. Le reti elettriche stanno offrendo maggiori incentivi ai consumatori per ridurre la domanda, in particolare durante i periodi di punta della rete.

3.3.2 Differenziazione sulla base del prezzo:

Diversi schemi tariffari sono utilizzati in modo intercambiabile dal mercato elettrico, compresi Critical Peak Pricing (CPP), Time of Use (ToU), Real Time Pricing (RTP) and Inclined Block Rate (IBR).

Nell'implementazione del CPP, è molto difficile selezionare un giorno critico adatto perché il CPP è un segnale di prezzo dinamico basato su ToU e RTP. Inoltre, questo va ad aumentare il prezzo nel momento in cui il sistema risulta essere sotto stress. Sicuramente, il CPP non è economico in confronto a RTP; tuttavia, riduce il rischio di prezzo associato all'RTP riflettendo il costo a breve termine di periodi critici. Il prezzo dei momenti CPP è doppio rispetto all'RTP del giorno prima (DA-RTP). [15]

3.3 Ipotesi di riduzione e aumento rispetto a diversi tipi di carico

In Fig.9 vengono riportate diverse parti che potrebbe prestare la propria flessibilità per la gestione del sistema riducendo il carico. In figura sono segnati con barra azzurra la riduzione minima del carico, con barra rossa la riduzione massima del carico e, infine, con barra verde l'ipotetica riduzione media del carico. È evidente che, in particolare il "Commercial AC", ha una possibilità di riduzione del carico, nel suo valore massimo, molto elevata, data dal carico significativamente elevato e dalla possibilità di modificare l'assorbimento elettrico pur variando di poco la temperatura prevista in fase di condizionamento.

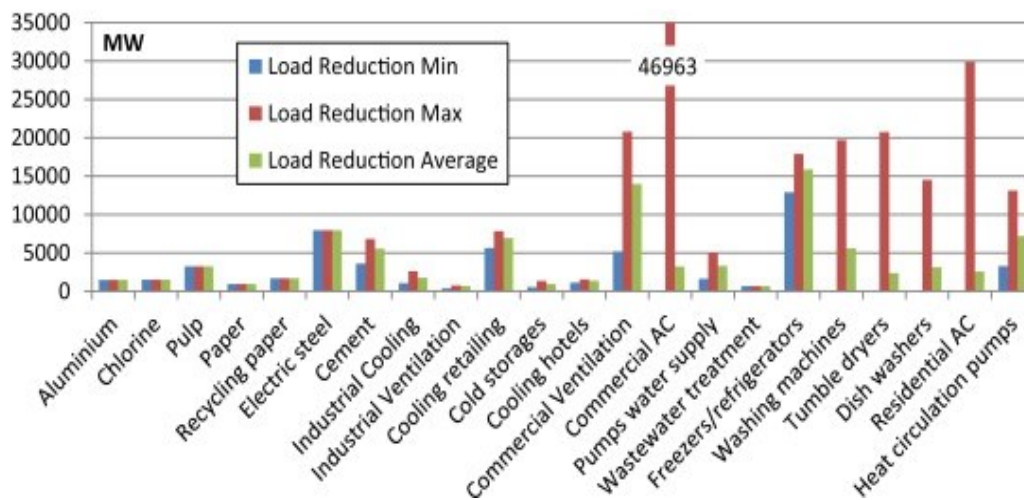


Fig. 9. Potenziale riduzione del carico, suddivisa per consumatori

Nella Fig.10 vediamo la tendenza opposta al grafico precedente, ovvero un potenziale incremento da parte di coloro che mettono a disposizione la loro potenza per fornire flessibilità al sistema. Maggiore variazione in positivo è proveniente da “Residential storage heaters”, che possono sfruttare una maggior differibilità del carico grazie all’inerzia termica degli edifici mentre, al contrario, coloro che non possono offrire molto incremento di carico sono le “Industrial cooling”, in quanto tipologia di carico strettamente legata ai processi produttivi e per questo più difficilmente variabile.

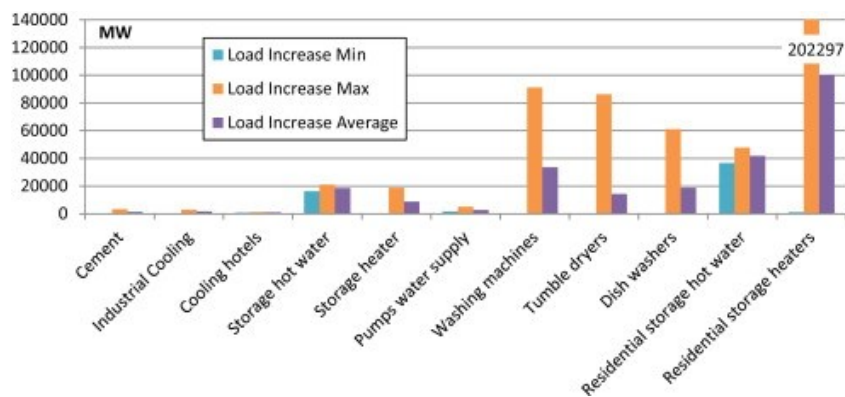


Fig. 10. Potenziale incremento del carico, suddiviso per consumatori [16]

3.4 Approfondimento su variazione dei carichi DER

Il controllo del carico e la partecipazione al mercato dei clienti sono consentiti in particolare dalla flessibilità residenziale (ma anche a centrali elettriche regolari), coordinata da un operatore.

In Fig.11 sono rappresentati i principali carichi residenziali che potrebbero meglio essere riprogrammati, con i rispettivi Availability Ratio e la predicibilità. Da queste caratteristiche,

infatti, emerge che hanno una buona predisposizione all'adattabilità di questo tipo di servizio le i refrigeratori e riscaldatori elettrici.

DER	Flexibility direction	Flexibility characteristic		Predictability	Technical response time	Grid ^a
		(power vs energy)	Availability ratio			
Lighting loads (W)	Unidirectional (downward)	New LED systems: energy types older lightings: power types	$0.2 < a_r < 0.5$ during peak hours	Good	Second	DS
Dispatchable, residential loads (washing machines, dishwasher)	Unidirectional (downward)	Power type $5 s < t_r < 5 \text{ min}$	$a_r < 0.1$ low max power ratios t_r due to max off time	High	Second	DS
Electrical heating/ Cooling (continuous loads)	Unidirectional (downward)	Power type $t_r \approx 15 \text{ min}$	$0.4 < a_r < 1$	High	Second	DS

Fig. 11. Carichi DER con rispettive caratteristiche

Dati questi presupposti possiamo fare un'ulteriore analisi vedendo quale potrebbe essere un'usuale distribuzione media dei carichi residenziali a cui abbiamo fatto riferimento prima, possiamo vederla in Fig.12, insieme ad altri ad altri carichi.

Nella Fig.13 invece, vediamo come sarebbe un andamento qualitativo delle potenza dopo la ridistribuzione originale (rappresentata dalla linea in blu) e con carichi ridistribuiti (linea i rosso).

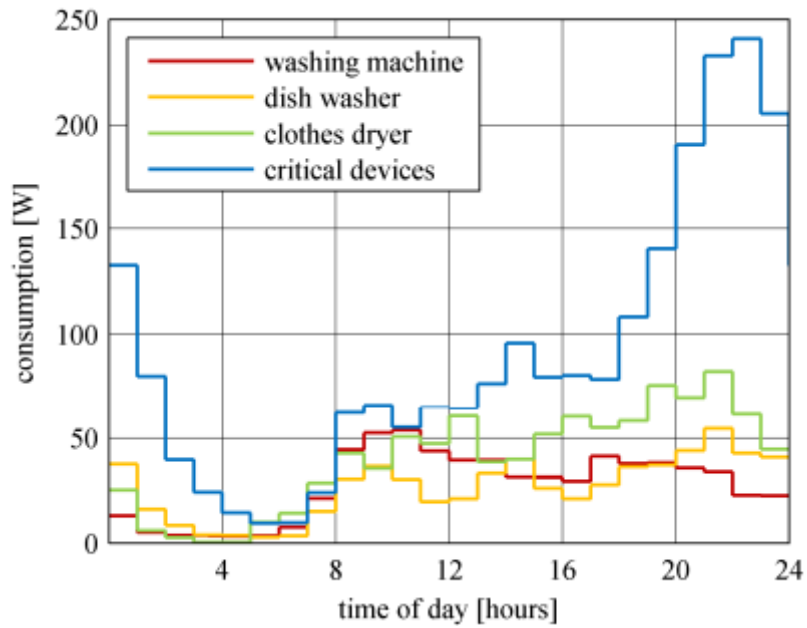


Fig. 12. Distribuzione dei consumi medi

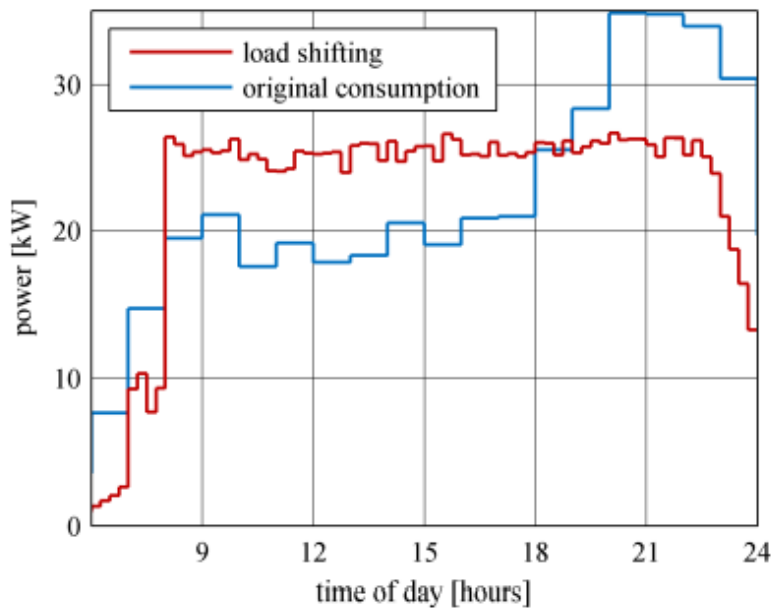


Fig. 13. Potenza con carico originale e spostato (rispettivamente linea blu e rosso) [17]

Il motivo fondamentale per il quale il meccanismo ha riscosso e potrebbe, in futuro, continuare a riscuotere successo è il fatto che i consumatori possano influenzare positivamente i propri consumi poiché possiedono un mezzo per influenzare l'andamento del mercato. In particolar modo questo riguarda i programmi basati sul mercato e i programmi dinamici dei prezzi.

Sono molti altri i motivi, tra i quali :

- **Riduzione della volatilità dei prezzi:** in quanto, la possibilità di avere una risposta più ampia, a livello di fornitura, riduce l'influenza dei principali attori del mercato (è stato riportato che una piccola riduzione della domanda del 5% avrebbe potuto comportare una riduzione del prezzo del 50% durante la crisi elettrica della California nel 2000-2001).

Perciò, una piccola riduzione della domanda comporterà una forte riduzione dei costi di generazione e, a sua volta, una riduzione del prezzo dell'energia elettrica. Questo è descritto tramite la Fig.14 dove è palese che l'introduzione del DR introduce dei chiari benefici in termini di quantità, ma soprattutto di prezzo .

- **I vantaggi ambientali** dei programmi di DR sono numerosi, compreso un migliore utilizzo del suolo a seguito di migliore, e più efficiente utilizzo, delle unità di generazione e le linee di trasmissione/distribuzione. Inoltre risulta anche un miglioramento della qualità dell'aria e dell'acqua, insieme ad una riduzione dell'esaurimento delle risorse naturali.

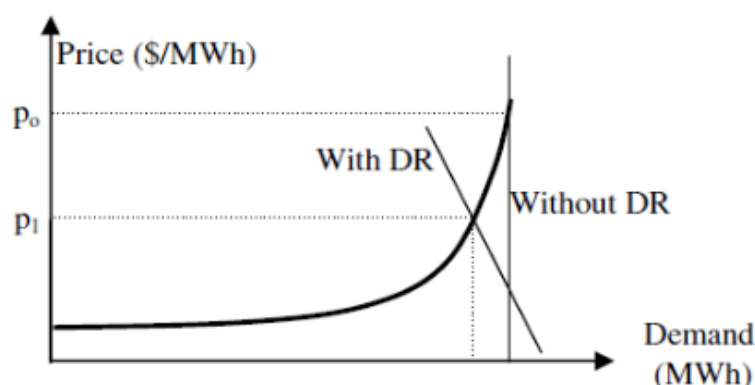


Fig. 14. Andamento domanda-prezzo con DR e senza DR

- **Ridurre il picco di domanda:** questo possiamo valutare facendo riferimento alla richiesta di picco. Utilizzeremo la riduzione percentuale della domanda di picco per normalizzare l'indicatore. La percentuale e la riduzione effettiva della domanda di picco vengono utilizzate per valutare l'IBP. Utilizzeremo anche l'elasticità del prezzo della domanda, per definire l'efficienza dei programmi DR. Questo è facilmente ricavabile calcolando il rapporto tra la variazione percentuale della domanda e la variazione percentuale del prezzo ($E = \Delta Q / \Delta P$). Di solito, la curva prezzo-domanda di qualsiasi merce

non è lineare. Pertanto, l'elasticità è linearizzata attorno all'equilibrio prezzo-domanda iniziale (q_0, p_0); come si vede in Fig.15. [18]

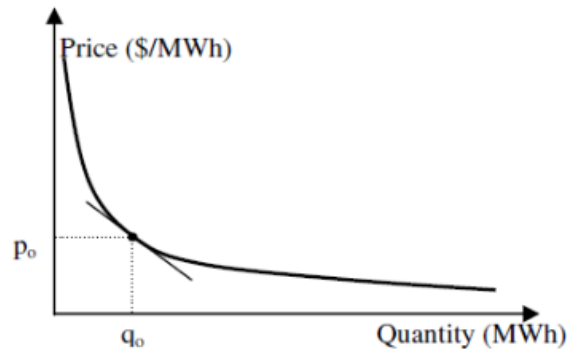


Fig. 15. Curva prezzo-domanda linearizzata attorno all'equilibrio prezzo domanda iniziale

4. Framework Europeo

In Europa esiste una sequenza di mercati dell'elettricità che prende vita anni prima rispetto, alla effettiva e finale consegna. La sequenza unificata è stata raggiunta grazie a un processo normativo guidato dalle istituzioni dell'Unione Europea; infatti dopo l'attuazione di questa, i paesi aderiscono ad una sequenza molto simile. Alla base, però, è quasi sempre presente una differenziazione sui mercati poiché alcuni hanno già compiuto delle evoluzioni uniformandosi ai mercati Europei, mentre altri rimangono ancorati a mercati nazionali o, addirittura regionali.

4.1 Principali mercati Europei

In generale possiamo suddividere i mercati in 4 classi:

1. **Mercati a lungo-termine** quali: forward energy market, forward transmission market and capacity mechanism. Qui i prezzi dell'energia negoziati sono denominati per zona di offerta, che nella maggior parte dei casi si sovrappone ai confini nazionali vedi Fig.16 Nel caso in cui si desideri trattare al di fuori della propria zona, i diritti di trasmissione interzonale a lungo termine devono essere acquisiti in una piattaforma chiamata: Joint Allocation Office (JAO).

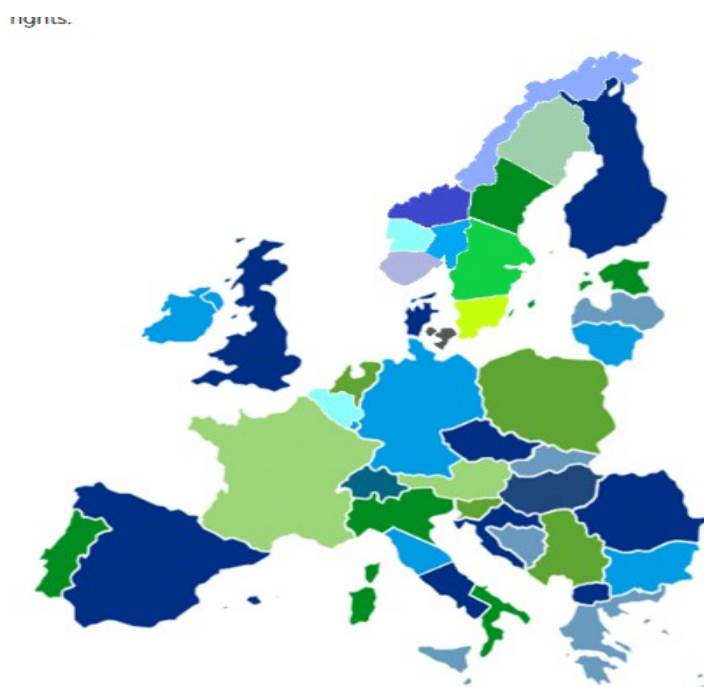


Fig. 16. Separazione Europea della zona di vendita

2. **Mercati all'ingrosso o spot-markets:** day-head e intraday market. I mercati spot sono spesso utilizzati per adeguare le posizioni a lungo termine più vicine alla consegna. Il mercato del giorno prima consiste in un'asta paneuropea a mezzogiorno per le 24 ore del giorno successivo. Gli scambi sono organizzati da una o più borse elettriche (PX) per Stato membro. Dopo che il mercato del giorno prima è stato cancellato, si apre l'intraday market. Attualmente, la negoziazione dell'intraday market avviene tramite negoziazione continua o come aste (come abbiamo prima sottolineato, sussistono ancora molte divergenze tra i mercati europei. Inoltre, da non molto tempo (2020) , è stato deciso che il futuro modello europeo intraday sarà composto da una combinazione di negoziazione continua con tre aste a livello europeo , svolte in orari predefiniti.
3. **Mercati di bilanciamento** (capacità di bilanciamento e mercati energetici di bilanciamento): dopo la chiusura delle negoziazioni nel mercato infra-giornaliero, prende vita il meccanismo di bilanciamento per garantire che l'offerta e la domanda in tempo reale. Ciascun TSO è responsabile del bilancio in tempo reale nella propria area di controllo. A tal fine, ogni TSO organizza mercati di bilanciamento dove procura le risorse necessarie per bilanciare il sistema. Esistono, infatti, i balancing capacity markets and balancing energy markets. Nei mercati della capacità di bilanciamento, ai fornitori di servizi di bilanciamento (BSP) convenzionati viene pagato un pagamento di disponibilità.
4. **Transmission re-dispatch “markets” (Reservation for re-dispatch and re-dispatching markets):** Il ridispacciamento è necessario quando l'esito del mercato (in questo caso il mercato del giorno prima o infra-giornaliero) determina programmi di generazione che porterebbero ad una potenziale violazione dei limiti operativi (es. limiti termici, range di tensione, ecc.) di una determinata rete all'interno di una zona di offerta. Questa condizione si verifica spesso poiché tale situazione si verifica regolarmente, poiché in genere gli elementi della rete di trasmissione all'interno di una zona di offerta non vengono presi in considerazione quando si negozia nei mercati all'ingrosso. Vengono presi in considerazione solo i limiti fisici degli elementi di rete tra le zone di offerta (tariffazione zonale). Tipicamente, per tornare entro i limiti viene predisposto l'aumento o l'uscita di un generatore alle estremità di una linea congestionata Alcuni Stati membri hanno unito i mercati dell'energia di bilanciamento e di rispedizione. [19]

Vediamo nel dettaglio, in Fig.17 i mercati Europei, suddivisi rispetto ai tempi d'azione: ci sono mercati all'ingrosso, tra i quali includono i mercati a termine così come day-ahead and intraday markets. Oltre a questi tipi di mercato il sistema include quelli per fissare i prezzi sulla capacità di trasmissione.

Questi mercati sono integrati con i mercati delle materie prime a breve termine, ma non a lungo termine. Inoltre, esistono anche mercati separati per le riserve o per i servizi di bilanciamento.

Vediamo, sempre nella stessa figura sottostante, la presenza di mercati di capacità con aste che si svolgono l'anno prima, ma anche mercati per il bilanciamento in tempo reale. Infine, ci sono i mercati per correggere gli esiti dei mercati all'ingrosso e di bilanciamento.

Sono necessarie correzioni perché i mercati all'ingrosso e di bilanciamento non tengono ancora pienamente conto dei vincoli della rete di trasmissione e distribuzione [20].

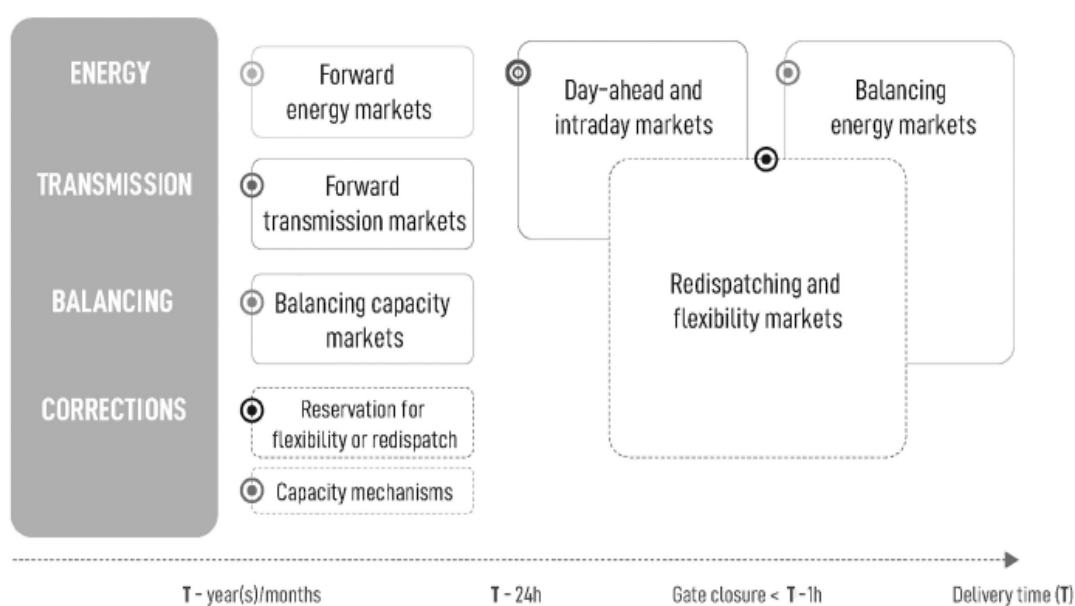


Fig. 17. Sequenza, con tempi, dei mercati Europei

A livello di integrazione globale, mercati del giorno prima sono stati i primi ad essere integrati in un mercato europeo e lo sono stati seguiti dagli intra-day e balancing market.


I mercati dei diritti di trasmissione a termine, invece, sono centralizzati in una piattaforma europea. I mercati della capacità di bilanciamento sono ancora principalmente nazionale o regionale con solo alcuni aspetti europeizzati. C'è ancora poco sforzo per integrare i meccanismi di capacità e non sappiamo ancora cosa accadrà ai mercati di re-dispacciamento e mercati della flessibilità.

4.2 Principali mercati ai quali possono partecipare i carichi aggregati:

I mercati che ammettono gli aggregati di utenze si suddividono principalmente in base al momento della notifica prima dell'operazione. In Fig.18. troviamo i principali mercati con le relative caratteristiche.

L'ISO effettua la compensazione del mercato per le riserve di capacità insieme al DAM, o subito dopo, in modo tale da garantire capacità sufficienti durante il funzionamento RT in caso di grandi deviazioni impreviste dai flussi di energia previsti. Le riserve di contenimento della frequenza (FCR) e di ripristino della frequenza (FRR) rientrano nella categoria dei servizi ancillari (AS). AS potrebbe potenzialmente utilizzare veicoli elettrici, carichi residenziali o continui, ESS, o ulteriore riscaldamento elettrico e Unità di cogenerazione per la flessibilità elettrica. L'IDM e il DAM appartengono al commercio di energia del mercato spot, a cui possono accedere carichi aggregati e generazione.

Il BM, invece, indicato anche come mercato in tempo reale (RTM), consente lo scambio di energia più vicino all'effettiva erogazione di energia, equilibrando la produzione.



	Day-ahead market	Intra-day market	Balancing market
Design	Uniform price auction (24 hour-ahead of real-time delivery)	Uniform price auction (1 hour-ahead of real-time delivery)	Uniform price auction (Real-time market), no capacity payments
Data input	24-hour forecasts (= Day-ahead data profiles) of consumption and renewable infeed	Day-ahead profiles corrected by hour-ahead forecast updates (including forecast errors and plant outages)	Real-time consumption and real-time renewable infeed, first hour of plant outages
Time steps	1 hour	1 hour	5 minutes
Modeled time period	1 year	1 year	1 year
Model approach	Representation of whole time period in 1 model run	1 model run for each hour in the time period (Rolling horizon)	1 model run for each 5min-window in the time period (Rolling horizon)
Results	<ul style="list-style-type: none"> • Day-ahead prices • Storage reservoir levels • Cross-border flows and remaining transmission capacity 	<ul style="list-style-type: none"> • Intra-day prices considering unplanned outages and day-ahead forecast errors • Updated cross-border flows and remaining transmission capacity 	<ul style="list-style-type: none"> • Real-time electricity prices considering unplanned outages (only 1st hour) and intra-day forecast errors • Available cross-border capacity subject to scenario analysis

Fig. 18. Mercati nei quali possono offrire i carichi aggregati

4.3 Pionieri Europei del DR:

I pionieri europei della DR risalgono all'inizio del 21 secolo, ad esempio Flexitricity in UK nel 2004 e Energy Pool in Francia nel 2009 . Questi progetti hanno avuto inizio tramite piccole imprese basate sulla tecnologia, molte delle quali da allora sono state acquisite da attori di mercato più grandi. Attualmente vi è l'intenzione da parte dell'UE di permettere l'accesso da parte del DR a tutti i mercati, con l'intenzione di permettere lo sviluppo per questo tipo di meccanismo (inclusi vendita all'ingrosso, bilanciamento e MSD) nonché il trattamento non discriminatorio del DR tramite aggregatori (DE UE 2019/944).

Inoltre, l'obiettivo è sempre stato di avere un mercato unico europeo dell'energia elettrica (nonostante le rispettive politiche e normative, che andremo ad esaminare successivamente, variano tra gli stati membri dell'UE). Infatti, gli Stati membri dell'UE sono giunti a fasi differenti rispetto alla modifica delle regole; si può dire che i mercati più maturi sono quelli della Francia, Regno Unito, Irlanda e Belgio , tra i primi a vedere la comparsa della figura dell' aggregatore. [21]

4.4 Posizione Eu nei confronti del DR

A livello Europeo, da parte di ricercatori, responsabili politici e vi è una predisposizione positiva sul fatto che il meccanismo di Demand Response sia fondamentale per assicurare l'affidabilità, la sicurezza e l'efficienza del Sistema Elettrico mentre si sta effettuando il passaggio a risorse intermittenti ed essendo in presenza di un situazione di continuo cambiamento.

Infatti, all'interno dell'Unione Europea (UE), l'importanza della risposta alla domanda per il sistema elettrico è enunciata in varie Direttive, tra cui il Terzo Pacchetto Energia (Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea, 2009) e la Direttiva sull'efficienza energetica (Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea, 2012), all'interno dei quali è elogiato come mezzo per il raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici. In particolare, si ritiene che la risposta alla domanda fornisca un mezzo conveniente per bilanciare quote elevate di risorse rinnovabili intermittenti, supportando così la loro integrazione nel sistema elettrico.

4.4 Demand Response in alcuni paesi Europei

Il quadro normativo per la partecipazione degli operatori di mercato alla DR è ancora abbastanza diverso nei paesi europei. Infatti, secondo l'analisi condotta dalla Smart Energy Demand Coalition (SEDC 2017), si dividono in tre gruppi:

1. Paesi avanzati con un mercato **DR attivo**, come Francia, Belgio, Regno Unito e Irlanda. Al di là dell'Europa, gli Stati Uniti fungono da modello per l'attivazione del DR attraverso condizioni appropriate.
2. Paesi intermedi con un mercato **DR parzialmente aperto**, tra cui: Austria, Germania e la maggior parte dei paesi scandinavi;
3. Paesi con mercati **DR chiusi** tra cui, tra l'altro, Grecia, Spagna, Portogallo e Cipro.

Adesso proseguiamo con l'approfondimento di alcune modalità di funzionamento relative ad alcuni mercati Europei:

4.4.1 Francia

In Francia, prima del 1° gennaio 2014, la risposta alla domanda era valutata solo implicitamente come parte del portafoglio di un fornitore, invece, con la legge **Brottes** e la creazione del meccanismo NEBEF (Block Exchange Notification of Demand Response mechanism), le risorse di demand response possono essere negoziate in modo esplicito anche sul mercato elettrico all'ingrosso il meccanismo di Block Exchange Notification of Demand Response, noto come NEBEF1, consente a soggetti terzi (compresi gli aggregatori) di offrire servizi di demand response nei mercati elettrici all'ingrosso. Questo meccanismo è stato creato nel 2013 e definisce i ruoli e gli obblighi per i diversi attori del mercato. Una caratteristica dibattuta del meccanismo è il sistema di compensazione ai fornitori di energia elettrica.

Vi è completo accesso sia nell'ASM (Mercato bilaterale per frequenza primaria e secondaria riserve aperte al DSM (consumo certificato siti, carico industriale e aggregato) nel luglio 2014 che al Meccanismo di bilanciamento, dove i consumatori industriali completamente integrati dal 2003, invece l'Esperimento di bilanciamento del carico aggregato dal 2007.

Infine, vengono seguiti tre meccanismi di compensazione dei fornitori:

- Il primo si applica ai contratti a prezzi regolamentati (viene fissato un prezzo di riferimento che riflette la quota energetica del prezzo di fornitura dell'energia elettrica);
- Il secondo è un modello corretto che si applica in particolare ai siti più grandi;

- Nasce da accordi bilaterali tra il Soggetto responsabile dell'equilibrio/Fornitore e il DRA. [22]

I meccanismi di remunerazione, inoltre, sono associati a dei periodi dell'anno:

Season	WINTER*	WINTER*	SUMMER*	SUMMER*
Time slot	LV**	HV***	LV**	HV***
Compensation payment (€ excl.tax /MWh)	54,79	104,09	45,67	74,41

Fig. 19. Tabella dei compensi Greci per la remunerazione ai servizi di Demand Response

- WINTER *: January, February, March, October, November, December
- SUMMER *: April, May, June, July, August, September
- LV **: Off-Peak Hours for the Remotely-Read consumer
- HV **: Peak-Hours for the Remotely-Read consumer [23]

4.4.2 Belgio

La produzione di elettricità in Belgio è stata coperta per oltre 40 anni principalmente dall'industria nucleare, anche se nell'ultimo decennio l'energia rinnovabile è aumentata considerevolmente e l'energia da fonti rinnovabili ha raggiunto il 10% del consumo finale lordo di energia nel 2019 . Il Belgio fa uso delle riserve dei vicini per sostenere il proprio sistema elettrico, essendo al centro della rete europea interconnessa .Il mercato elettrico è composto dai mercati all'ingrosso (DA e ID) gestiti da EPEX SPOT Belgium, e Nordpool e dal mercato di bilanciamento, gestito dal TSO, Elia. C'è un regolatore federale (CGRE — Commissione per la regolamentazione dell'elettricità e del gas) e tre regolatori regionali (CWaPE — Commissione vallone per l'energia in Vallonia, VREG — Regolatore fiammingo del mercato dell'elettricità e del gas nelle Fiandre e BrUGEL — Bruxelles Gas Electricity nella regione di Bruxelles).

Il Belgio è stato tra i primi paesi a stabilire un quadro normativo adatto ai carichi flessibili . I mercati all'ingrosso dell'energia elettrica (compresi DA e ID) così come il mercato del bilanciamento (riserve primarie e terziarie, programma di contratti interrompibili) sono aperti a DR, che compete equamente con gli altri partecipanti al mercato e i fornitori di servizi di bilanciamento (BSP). Il DR può essere rappresentato individualmente o tramite aggregatori [24].

Per favorire ulteriormente la partecipazione della domanda ai mercati, il TSO propone diversi nuovi modelli di mercato:

- Trasferimento di energia, ToE, con l'obiettivo di consentire al cliente finale di aggirare il proprio fornitore di energia e valutarne la flessibilità da solo o da un intermediario quello sarà di sua scelta. Il quadro ToE consente di valorizzare la flessibilità della domanda tramite un fornitore di servizi di flessibilità (FSP) indipendente, con lo scopo di neutralizzare l'impatto dell'attivazione di energia da parte del FSP sul calcolo dello sbilanciamento della fonte BRP (ovvero il fornitore o il BRP). Inoltre, agli FSP e al fornitore vengono forniti i dati necessari per consentire loro di adeguare correttamente l'impatto finanziario dell'attivazione sul fornitore. Questo nuovo quadro giuridico prevede un'implementazione graduale di ToE ai mercati FRR e DA/ID ed è in vigore nel mercato delle FRR manuali (mFRR) dal 2018. Insieme al ToE, il TSO ha proposto e implementato altri due modelli alternativi.
- Il modello di opt-out, che prevede un accordo tra il FSP, il fornitore di energia elettrica del cliente finale e i loro BRP;
- Pass Through Model (applicato solo per contratti specifici).

Dal punto di vista della distribuzione, invece, abbiamo due meccanismi principali:

- La prima è una nuova stanza di compensazione, nota come **Atrias**, che facilita lo scambio di dati tra i partecipanti al mercato dell'energia.
- Il secondo è un nuovo standard di comunicazione di mercato, denominato **Market Implementation Guide - MIG6**, che supporterà al meglio il nuovo modello di mercato incorporando le ultime tecnologie con il potenziale di integrare contatori intelligenti e produzione distribuita. Tuttavia, l'implementazione dei contatori intelligenti nel Paese è ancora in fase di pianificazione [25] e, dati i diversi contesti regionali, l'implementazione dei sistemi intelligenti sarà progressiva e all'interno di orizzonti temporali diversi tra le tre regioni.

Le principali innovazioni volte al miglioramento nel bilanciamento per consentire l'utilizzo delle fonti di flessibilità disponibili, sono diverse;

1. Nel 2012 sono stati istituiti incentivi tariffari a sostegno di un meccanismo di bilanciamento tariffario unico;
2. Dal 2012 e negli anni successivi il TSO ha compiuto notevoli sforzi per migliorare le pubblicazioni di bilanciamento;

3. Nel 2018 è stato introdotto nel mercato del bilanciamento un price cap dinamico di 13.500 €/MWh. Questo aumento del prezzo massimo dinamico è molto più alto dell'attuale prezzo di compensazione massimo dell'ID [26];

Il Belgio ha introdotto una cosiddetta "alfa component". La tariffa di sbilanciamento in Belgio si basava sulle offerte di bilanciamento attivate in un dato quarto d'ora e include una componente aggiuntiva in caso di squilibri strutturali elevati. Questa componente entra in gioco quando gli squilibri raggiungono i 140 MW (che è più o meno il volume di Riserve automatiche di ripristino della frequenza contrattato). In generale, la componente alfa è a incentivo dissuasivo incorporato nel processo di regolamento dello sbilanciamento per garantire il mantenimento l'equilibrio e in particolare per evitare ampi squilibri strutturali che porterebbero ad un futuro aumento del fabbisogno di riserve.

A tal proposito, sono state introdotte delle modifiche al calcolo e l'applicazione della Alfa Component, proveniente da un'interazione tra TSO E il Working Group Balancing. Questo è avvenuto anche per un motivo specifico, cioè a causa dall'aumento (previsto) delle rinnovabili installate, poiché di conseguenza vi è un aumento del rischio di ingenti squilibri persistenti del sistema .

Le due principali modifiche sono relative a :

1. In primo luogo, il calcolo della componente alfa è cambiato, in modo che gli incentivi siano più ingenti verso i BRP, durante gli squilibri; inoltre, l'alpha risponde più rapidamente ai cambiamenti nello squilibrio. I precedenti cambiamenti sono esposti nel grafico di seguito :

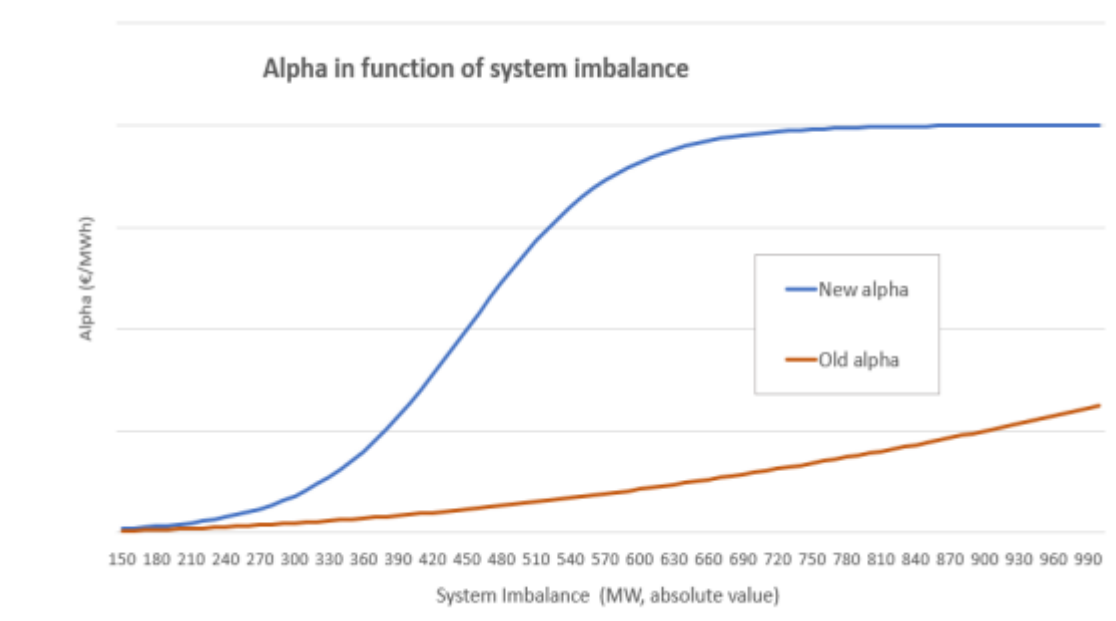


Fig. 20. Alfa component rispetto all'equilibrio del sistema. Vecchio e nuovo meccanismo di calcolo.

2. In secondo luogo, la componente alfa rivista si applica simmetricamente a tutti gli squilibri BRP, quindi che la componente alfa non solo punisce i BRP che agiscono contro il sistema, ma anche premia i BRP che aiutano il sistema.

La tariffa di sbilanciamento è stata conseguentemente definita come segue dal 1/1/2020 [21]

4.4.3 Grecia

Nell'ultimo decennio, il settore energetico greco ha subito riforme che includono, tra l'altro, la liberalizzazione dei mercati all'ingrosso e al dettaglio di elettricità. Inoltre, fortunatamente ci si è spinti verso una direzione più sostenibile, fino a raggiungere il 20 % di rinnovabili nel 2019. E' avvenuto un cambiamento sostanziale della struttura del mercato, verso European Union target model market, , che include:

- Forward, market DA, ID (gestiti dalla Borsa ellenica dell'energia)
- Il mercato del bilanciamento gestito dal Gestore Indipendente di Trasmissione di Potenza (IPTO-ADMIE).

All'interno del mercato, svolge la funzione di DSO, l'Hellenic Electricity Distribution Network Operator (HEDNO). Infine, il mercato dell'energia è vigilato dall'Autorità di regolamentazione per l'energia (RAE).

Il quadro istituzionale esistente ha incorporato disposizioni per la promozione del DR

Sistemi. The Hellenic Distribution Network Code prevede l'attivazione del

DR da parte del DSO stipulando “Contratti di controllo della domanda” con il soggetto

Consumatori di energia elettrica situati in aree di rete congestionate. Tali contratti devono consentire il DSO greco di fissare un tetto massimo ed, eventualmente procedere con l'interruzione della fornitura.

La riduzione del DER da parte del DSO è prevista anche nelle seguenti circostanze:

- Su richiesta del TSO;
- In situazioni di emergenza;
- Nel caso risultino necessarie delle operazioni sull'impianto;
- Infine potrebbe avvenire, nel caso in cui sia stata sottoscritta nel contratto di connessione e/o vendita

Consumatori connessi alla rete di trasmissione elettrica di bassa del sistema interconnesso, può offrire al TSO il servizio di carico interrompibile partecipando ad aste.

Il TSO ha quindi il diritto di diminuire temporaneamente, fino ad un valore prestabilito, la potenza attiva delle controparti interrompibili, che sono compensate finanziariamente per i loro servizi.

Inoltre, i clienti ,allacciati alla rete di media e bassa tensione del sistema interconnesso e nelle isole non interconnesse (NIIES), possono anche optare per la richiesta di partecipazione installando strumenti per la telemisurazione .

I clienti residenziali possono anche partecipare stipulando dei contratti notturni con prezzi inferiori e contratti con interrompibilità del carico per clienti agricoli. Questi tipi di partecipazioni fanno parte di contratti e vengono definiti come DR implicito, infatti non vi è una partecipazione all'ingrosso di energia elettrica mercato (in questo caso sarebbe un DR esplicito).

Parallelamente, istituzionalmente è prevista la possibilità di costituire aggregatori e comunità energetiche , dando ai consumatori di elettricità la possibilità di operare nel mercato dell'elettricità, sia come consumatori che come produttori.

Per limitare i costi per i consumatori coinvolti in questi organismi, ma anche per il Sistema, sono istituite anche le tariffe elettriche dinamiche [27].

Per quanto riguarda la progettazione contrattuale per incorporare risorse DR nel mercato elettrico greco, IPTO-ADMIE propone uno schema dove il rappresentante del carico fattura al consumatore sia l'energia consumata che per l'energia che è stata ridotta a causa di un evento DR.

In questo modo, vengono evitati i flussi finanziari tra l'aggregatore DR e il carico rappresentativo.
Inoltre il rappresentante del carico è regolato direttamente per i suoi squilibri .

4.5 Sintesi Europea per l'integrazione della flessibilità

Come è possibile vedere dalla Fig.21, paesi come la Francia e la Gran Bretagna hanno un campo florido nel quale continuare con l'integrazione delle risorse flessibili avendo dei processi regolatori, flessibilità locale e progetti futuri per continuare in questa direzione.

Altri paesi, come la Grecia e la Slovacchia, hanno ancora molti step da superare prima di permettere l'inserimento di carichi flessibili all'interno del loro sistema elettrico.

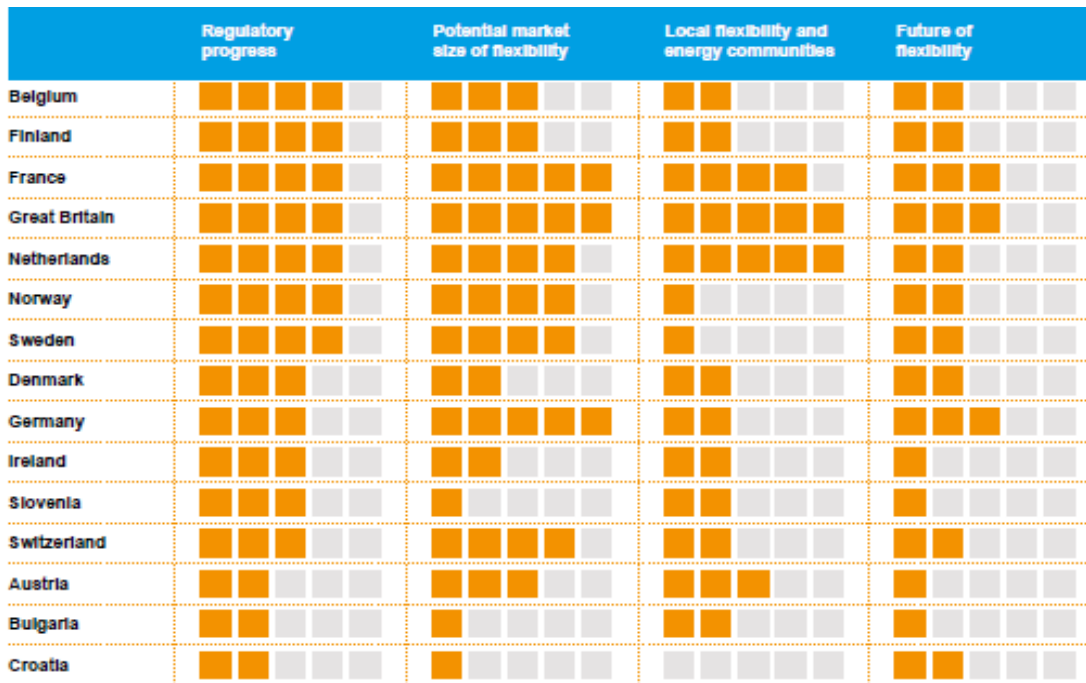


Fig. 21. Panoramica Europea con valutazione di vari aspetti

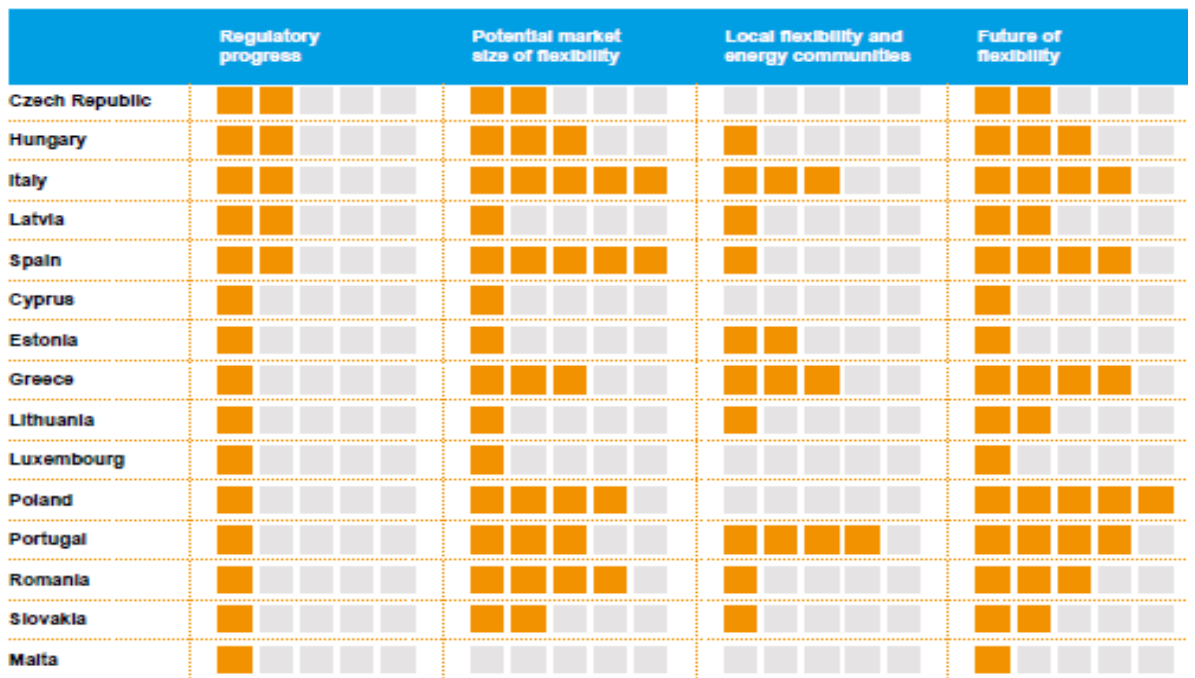


Fig. 22. Pannoramica Europea con valutazione di vari aspetti

4.5 Nuovi progetti pilota di DM in ambito Europeo:

Da non molti anni è iniziata la sperimentazione di meccanismi efficienti e flessibili, al fine di favorire l'integrazione delle già esistenti risorse di produzione di energia e di supportare un ulteriore incremento della diffusione di unità di piccola scala. Nei paragrafi successivi andiamo ad analizzare alcuni esempi emblematici che potrebbero svoltare il modo di attuare la distribuzione e il funzionamento dei mercati elettrici.

4.5.1 Platone project

Il progetto Platone che propone un approccio innovativo alla gestione congiunta dei dati sia per i livelli più elevati di osservabilità che per lo sfruttamento della flessibilità delle reti di distribuzione. Nel progetto, una piattaforma a più livelli soddisferà le esigenze di operatori di sistema, aggregatori e utenti finali. Una piattaforma basata su blockchain è il livello di accesso alle flessibilità dei generatori e dei clienti in grado di infrangere le tradizionali barriere di accesso fornendo misure certificate a tutti gli attori. Dati e segnali certificati verranno utilizzati per un'innovativa piattaforma gestita dal DSO (Distribution System Operator) per mantenere localmente l'integrità del sistema favorendo l'affidabilità delle operazioni di flessibilità. Un livello superiore metterà i dati a disposizione delle piattaforme di mercato: anche in questo caso è prevista la possibilità di un approccio blockchain per collegare il sistema locale ai domini degli operatori del sistema di trasmissione e migliorare l'efficienza dei costi complessivi del sistema. Platone mette al centro gli utenti della rete, ne indaga i bisogni e le aspettative e utilizza la blockchain sottostante per sbloccare le potenzialità di dinamiche di risposta più elevate. La piattaforma sarà testata in progetti pilota ospitati da tre DSO più grandi in Europa e analizzata in collaborazione con una grande università in Canada.

Il Platone Open Framework mira a creare un sistema completamente replicabile e scalabile che consenta la flessibilità della rete di distribuzione/meccanismi di gestione della congestione attraverso modelli di mercato peer-to-peer che coinvolgono tutti i possibili attori a molti livelli (DSO, TSO, clienti e aggregatori). I componenti chiave di un framework aperto sono un sistema di gestione dei dati condiviso e sicuro, un'integrazione standard e flessibile di soluzioni esterne (ad es. soluzioni legacy) e l'apertura a servizi esterni tramite API (Application Program Interface) standardizzate. Il framework aperto Platone offre una piattaforma a due strati e componenti innovativi che consentono di affrontare tutti gli obiettivi del progetto. [28]

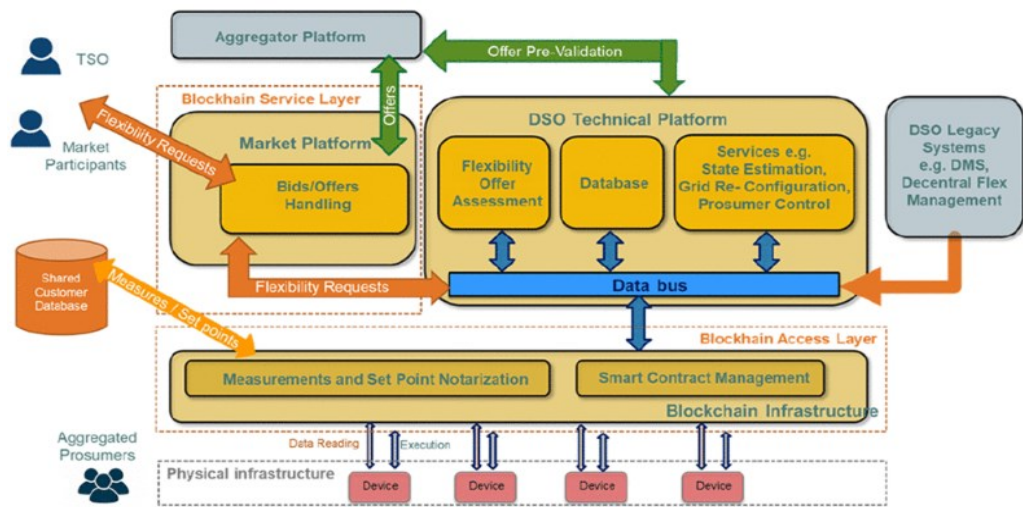


Fig. 23. Schema di funzionamento del Protone Project

4.5.2 Serving Project

Questo progetto si occupa di supportare la gestione della flessibilità, fornendo una piattaforma di mercato per reti di bassa e media tensione, facendo riferimento alla capacità di rete. All'inizio sono state tenute in considerazione solo il mantenimento notturno di riscaldatori e pompe dell'acqua, successivamente sono stati inseriti anche la ricarica di veicoli elettrici e altri carichi flessibili. Le fasi principali del progetto sono due:

- La prima si svolge il giorno prima dove viene fatta una previsione sui profili di carico e di immissione, così da poter acquistare l'energia necessaria
- Successivamente, viene effettuata l'allocatione per ciascuna unità flessibile al fine di evitare le congestioni sulla rete.

Le principali connessioni tra partecipanti al servizio sono rappresentate in Fig.24, dove è evidente una stretta interconnessione tra tutti i partecipanti.

Inoltre, è necessario essere a conoscenza di varie tipologie di dati quali, ad esempio:

1. **Stato della rete:** le condizioni del flusso di carico della rete devono essere note, rilevare le contingenze, rispettivamente, per sapere quanto il carico o la generazione può essere aumentata fino a quando non vengono violate le restrizioni di rete.
2. **Dati di caricamento/generazione:** per prevedere sono necessarie le previsioni di questi dati la griglia futura afferma che gli orari che possono essere acquistati possono essere stimato.

3. **Stato di carica degli accumulatori notturni, stato di riempimento dell'acqua serbatoi** – determina l'energia che deve essere fornita durante il giorno successivo.



Fig. 24. Schema di funzionamento del Serving Project

4.5.3 Progetto Linear:

Nel progetto pilota LINEAR, in 186 famiglie in Belgio sono state coinvolte per un totale di 418 elettrodomestici posticipabili, come lavastoviglie, lavatrici e asciugatrici. Gli apparecchi utilizzati sono stati forniti da due produttori. L'interfaccia utente di questi elettrodomestici smart web supporta le configurazioni intelligenti: quando gli utenti configurano questi elettrodomestici, gli viene chiesto di fissare una scadenza per la fine del programma dell'apparecchio, per quanto possibile in futuro, con un ritardo massimo di 24 h. Ciò offre al sistema LINEAR una "finestra di flessibilità" tra il tempo di configurazione e la scadenza. All'interno di questa finestra è possibile scegliere liberamente l'inizio del programma selezionato al momento ottimale per l'obiettivo tecnico dell'esperimento in esecuzione. Una volta avviato, il programma dell'apparecchio non può essere interrotto.

Per cogliere questa struttura di mercato in evoluzione, il progetto LINEAR esplora quattro Business Case (BC) basati su programmi di risposta alla domanda: gestione del portafoglio, bilanciamento del vento, controllo del modello di carico dei trasformatori di distribuzione a bassa tensione e controllo della tensione nelle linee a bassa tensione. [29]

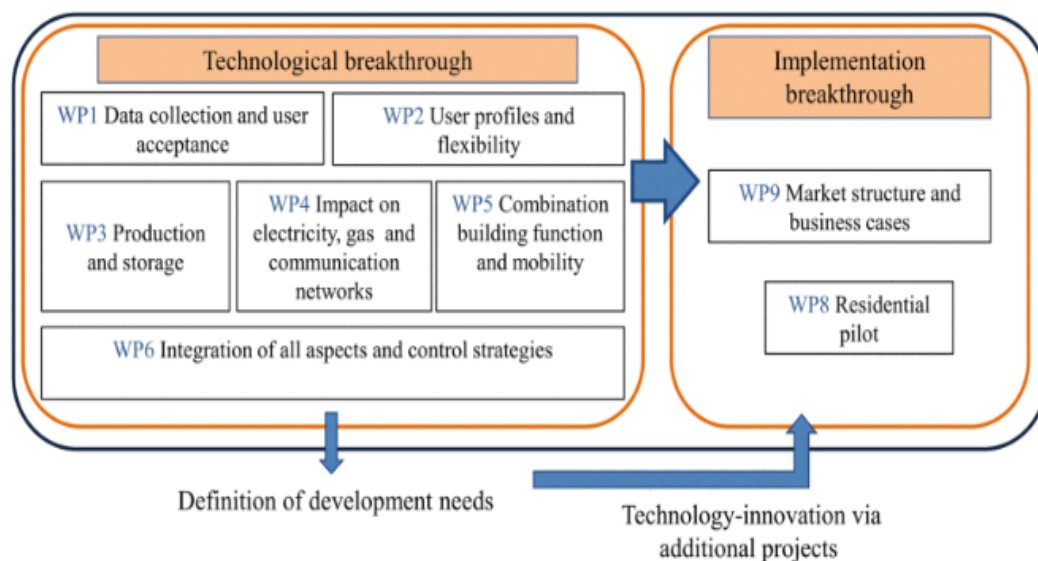


Fig. 25. Panoramica generale della struttura del progetto e delle due componenti principali che mirano a una svolta tecnologica oltre che implementativa.

4.5.4 Quartierstrom

Il progetto Quartierstrom lavora all'interno di un sistema nel quale sono coinvolti consumatori, prosumer e gestore della rete elettrica locale, senza intermediari (tramite una piattaforma di gestione). Il prototipo è ambientato a Walenstadt, in Svizzera, con 37 famiglie partecipanti. Tale struttura tariffaria incentiva il bilanciamento locale, ovvero l'energia prodotta localmente può essere consumata localmente quando possibile per evitare costi da livelli di rete più elevati. La blockchain, la piattaforma all'interno della quale avviene la gestione della comunità energetica, è una nuova tecnologia adatta per registrare le unità di energia prodotte e consumate all'interno di una comunità, dove è possibile attuare la completa gestione. In quei mercati, sia i prosumer che i consumatori possono indicare un prezzo al quale sono disposti a vendere / acquistare energia solare. Questo tipo di progetto è il primo nel quale i partecipanti possono andare direttamente a modificare i prezzi che pagheranno. Sia per i consumatori che per i prosumer, tramite i contatori intelligenti, infatti, inviano offerte contenenti il limite di prezzo determinato dalla singola famiglia e la domanda o fornitura di energia elettrica misurata dai contatori intelligenti. Tutte le offerte vengono raccolte in 15 minuti e, poi, ordinate sulla base del prezzo (sotto in Fig. vediamo il flusso del meccanismo, insieme ai principali organi di funzionamento) [30]

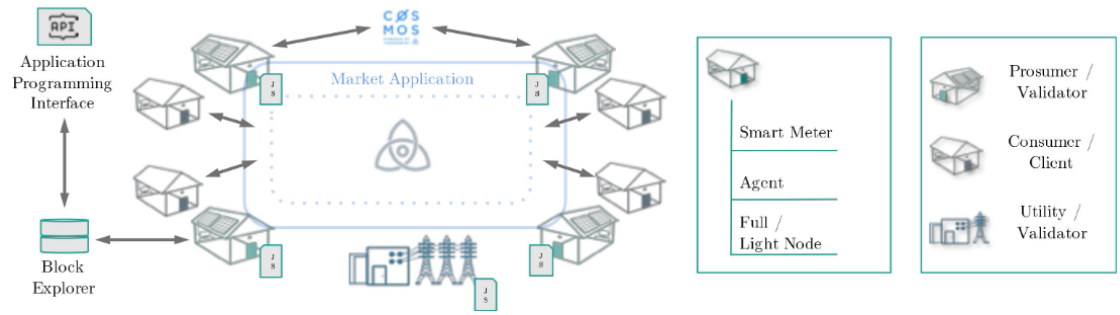


Fig. 26. Pipeline applicativa del progetto pilota "Quartierstrom"

5. Panorama Italiano

5.1 Novità introdotte durante il 2021

Per far fronte all'evoluzione energetica in atto e per perseguire l'obiettivo di catturare la maggior quantità possibile di energia prodotta da fonti rinnovabili, durante gli ultimi anni sono stati introdotti vari cambiamenti sia all'interno del mercato elettrico che all'interno della normativa relativa al progetto pilota UVAM. Le modifiche di seguito citate sono orientate ad un adattamento del contesto di mercato Italiano alle necessità della infrastruttura della rete di trasmissione e al maggior coinvolgimento dei distributori nella gestione del sistema elettrico, in linea con i progetti citati nei precedenti paragrafi.

5.1.1 Cambiamenti delle Zone del Mercato

La mappa delle zone del mercato elettrico in Italia è cambiata dal primo gennaio 2021, con la modifica che vediamo in Fig.27 Questo è avvenuto per diverse motivazioni: in primis per motivi tecnici di efficienza del mercato, ma anche per migliorare l'integrazione avvicinandosi sempre più al mercato Europeo. E' il risultato del lavoro di Terna, iniziato nel 2015 nel rispetto dei nuovi criteri individuati dal regolamento EU CACM (Capacity Allocation e Congestion Management).

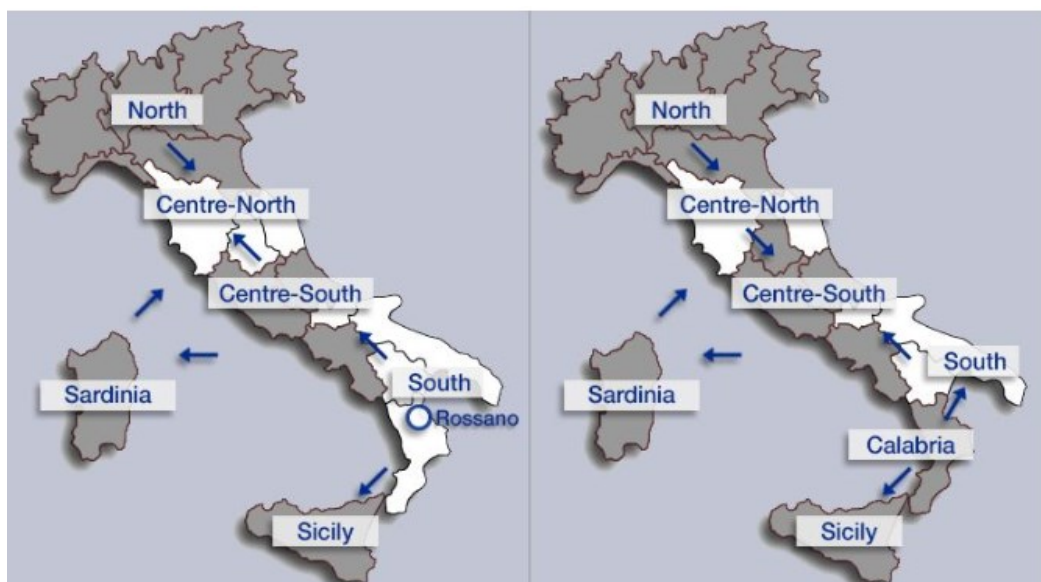


Fig. 27. Suddivisione delle vecchie e nuove zone del mercato elettrico

5.2 Riforme al regolamento del progetto pilota UVAM

Il Fabbisogno complessivo approvvigionabile rimane invariato rispetto alle valutazioni fatte negli anni precedenti, ovvero 1.000 MW ripartite nelle due aree di assegnazione A e B, nelle quali sono state introdotte delle modifiche (riguardo questo argomento verrà fatto un focus nel paragrafo successivo). Il TSO metterà all'asta il 70% di quella quantità a cui abbiamo fatto riferimento prima durante l'asta annuale, ed il rimanente 30% durante le aste mensili.

Sono state fatte delle riforme sostanziali rispetto alle procedure per l'approvvigionamento stabilite per il biennio precedente; le novità sostanziali introdotte riguardano alcuni aspetti: la prima riguarda la quantità relativa alle aste, infatti adesso avviene con dei fabbisogni dedicati, in questo modo si punta ad avere una maggiore flessibilità e solo nel caso in cui non vengano soddisfatte le necessità, è possibile indire delle aste infra-annuali (cosa che non è stata necessaria attuare durante l'anno in analisi, 2021.). Un altro importante cambiamento è legato alla suddivisione su due prodotti, dalle 15:00 alle 17:59 e dalle 18:00 alle 21:59:

- -Alla prima fascia, pomeridiana, è associato un premio di riserva pari a 30.000 €/MW/anno da moltiplicare per il rapporto tra il numero di ore e uno strike price pari a 200 €/MWh.
- -Alla seconda fascia, serale I, invece, un premio di riserva pari a 30.000 €/MW/anno e strike price pari a 400 €/MWh;
- -La terza fascia è denominata come Serale 2, con premio di riserva pari a 30.000 €/MW/anno e strike price pari a 200 €/MWh.

Altre novità sono relative ai test di affidabilità per un numero massimo di 4 test per ciascuna UVAM nel corso dell'anno. Infine, un ultimo aspetto che è stato modificato è la possibilità data al BSP (Balancing Service Provider) di ridurre il proprio impegno contrattuale, nel caso di particolari eventi, con il vincolo che questo possa essere fatto solamente una volta durante l'anno.
[32]

Nel dettaglio le quantità sono indicate nella Fig.28 riguardo il prodotto pomeridiano e nella Fig.29 riguardo il serale.

Area di Assegnazione	Asta infrannuale maggio-dicembre 2021	Aste mensili
Area "A"	112 MW	48 MW
Area "B"	28 MW	12 MW

Fig. 28. Quantità per i prodotti pomeridiani

Area di Assegnazione	Asta infrannuale maggio-dicembre 2021	Aste mensili
Area "A"	224 MW	96 MW
Area "B"	56 MW	24 MW

Fig. 29. Quantità per i prodotti relativi alla fascia serale I e II

6. Nuovi risultati ottenuti dall'analisi dei risultati del progetto UVAM

A seguito dei cambiamenti introdotti al precedente schema di funzionamento del progetto UVAM, l'analisi precedentemente presentata in [31] è stata prolungata per l'anno 2021, al fine di analizzare gli effetti di tali modifiche. All'interno di questa sezione andremo ad analizzare i risultati ottenuti dall'analisi dei dati, opportunamente manipolati, da Maggio a Dicembre 2021. Tutto ciò, mira a delineare un quadro completo e chiaro, che raffiguri il futuro potenziale di flessibilità delle risorse distribuite.

6.1 Materiali e metodi

I dati sui quali andremo a lavorare provengono da due fonti: dal sito del TSO, Terna, e dal GME. I primi sono i risultati dell'asta per l'allocazione della capacità; quindi troviamo una quantità in MW per ogni operatore e il prezzo medio ponderato. I secondi risultati sono del clearing MSD, per un periodo di 24h. Questi dati richiedono un'ampia manipolazione: innanzitutto, i dati sono suddivisi in risultati delle offerte nell'MSD e nell'MB, perciò l'importo della quantità offerta/accettata, viene calcolato come somma dei due risultati individuali per ogni ora. Inoltre, è necessario eliminare le quantità "revocate". Alla fine questi risultati ordinati, vengono pubblicati in dataset giornalieri, con 24 intervalli. Queste quantità sono offerte per RR, gestione della congestione, servizi di bilanciamento e mFRR. Vengono associati degli step di offerta indicati come "AS", "GR1", "GR2", "GR3", "GR4", invece la mFRR è indicata come RS.

Una volta ottenuto il set di dati completo, è possibile analizzare le UVAM partecipanti rispetto al totale delle offerte di mercato.

Ciascuno è caratterizzato da quattro parametri di offerta:

- La zona di mercato italiana di appartenenza dell'unità $\mathbf{z} = \{\text{nord, cnord, csud, sud, sicilia, sardegna}\}$;
- La direzione di bilanciamento (verso l'alto o verso il basso) dell'offerta $\mathbf{u} = \{\text{salire, scendere}\}$;
- Il gradino di prezzo $\mathbf{g} = \{\text{AS, GR1, GR2, GR3, GR4}\}$;
- L'intervallo di tempo (ora) in cui l'offerta è stata presentata $\mathbf{h} = \{1, 2, 3, \dots, H\}$ (dove H rappresenta il numero totale di intervalli nel periodo considerato).

In questa fase, i diversi prodotti scambiati da ciascun UVAM, caratterizzato dalla quantità $q_{u,z,h,g}$ e il prezzo $p_{u,z,h,g}$ sono calcolati per ottenere sia la quantità complessiva per ogni ora:

$$q_{u,z,h} = \sum_g q_{u,z,h,g}^i \quad (1)$$

che il prezzo medio ponderato:

$$\bar{p}_{u,z,h}^i = \frac{\sum_g (q_{u,z,h,g}^i \cdot p_{u,z,h,g}^i)}{\sum_g q_{u,z,h,g}^i} \quad (2)$$

Insieme all'analisi del comportamento individuale dell'UVAM, è possibile condurre un'analisi globale degli aggregatori, calcolando quantità offerta globale e prezzo medio ponderato, in ogni ora e per ogni direzione di bilanciamento: [31]

$$Q_{u,h} = \sum_g \sum_z \sum_i q_{u,z,h,g}^i \quad (3)$$

$$\bar{P}_{u,h} = \frac{\sum_g \sum_z \sum_i (q_{u,z,h,g}^i \cdot p_{u,z,h,g}^i)}{\sum_g \sum_z \sum_i q_{u,z,h,g}^i} \quad (4)$$

6.2.1 Analisi parte 1: sviluppo dell'asta del progetto

Partiamo dallo svolgere un'analisi rispetto alle capacità complessive assegnate. Rispetto alle quantità richieste dall'operatore, trattate nel paragrafo, i risultati sembrano prospettare un'ottima partecipazione. Viene assegnata una capacità complessiva di 947 MW. Nello specifico vedi **Fig.30**, vengono assegnati 112 MW per l'asta dei mesi Maggio-Dicembre della zona A (barra azzurra in figura). La barra blu, dell'asta multi-mese, per la zona B è di 28 MW. Adesso riferendoci alle quantità mensili della prima zona avremo da Maggio a Dicembre, rispettivamente le seguenti quantità: 46,9 MW, 48MW, 48 MW, 51MW, 49,8MW, 51MW, 46,1MW, 48MW (rispetto ad una quantità fissata iniziale di 48MW) La quantità assegnata risulta abbastanza costante, se non per delle piccole variazioni, sotto richiesta del TSO. Riguardo la zona B, invece, si nota una richiesta, e assegnazione, maggiore nei mesi di Settembre e Ottobre (19MW rispetto ai canonici 12MW).

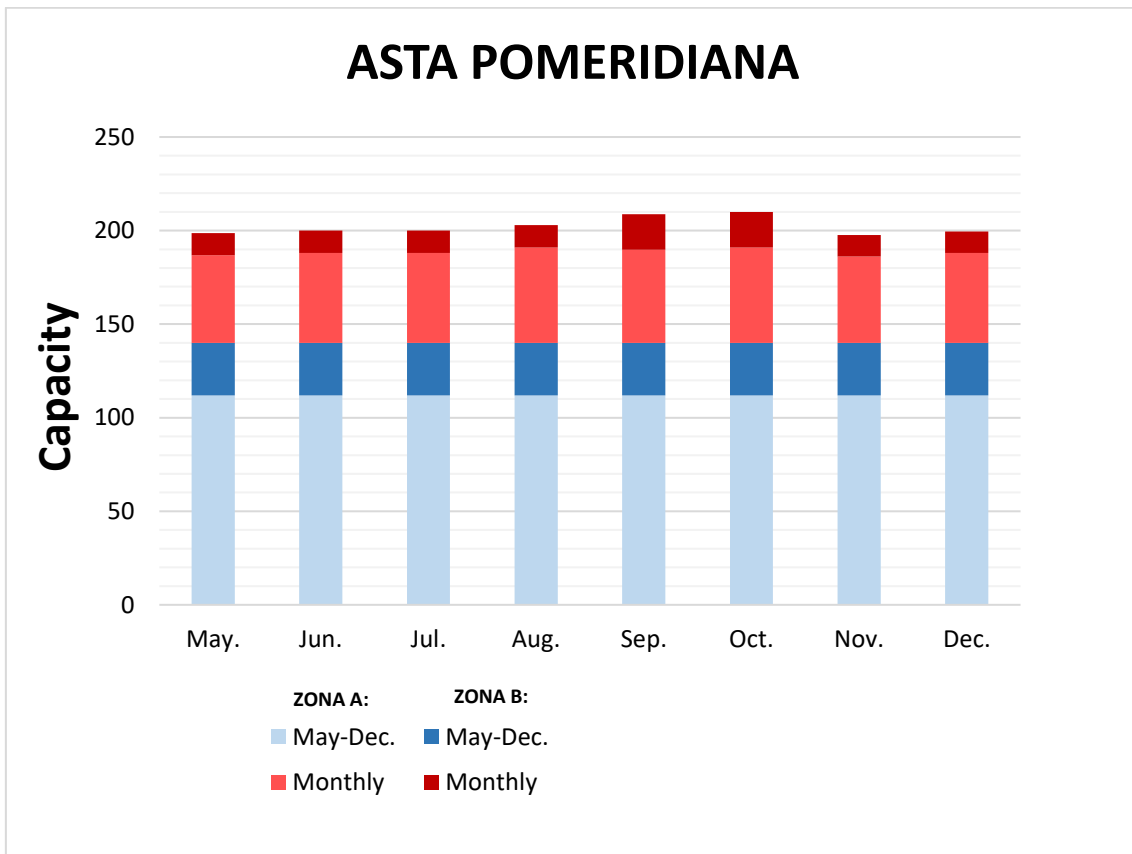


Fig. 30. andamenti nella fascia pomeridiana, rispetto al premio di riserva pari a 30.000 €/mw/anno

Sull'asta serale, vengono fatte delle assegnazioni per l'asta multi mese, per la zona A e B , rispettivamente di : 223,9 MW e 56 MW (la prima quantità è leggermente inferiore alla quantità prevista dal regolamento, probabilmente non si è arrivati a coprire tutta la richiesta a causa della scarsa partecipazione pomeridiana. Sicuramente nettamente inferiore rispetto a quella serale). Invece, riguardo le aste mensili riguardo la zona A c'è un'evidente picco di richiesta da Agosto ad Ottobre . Nella capacità relativa alla zona B , non ci sono particolari anomalie.

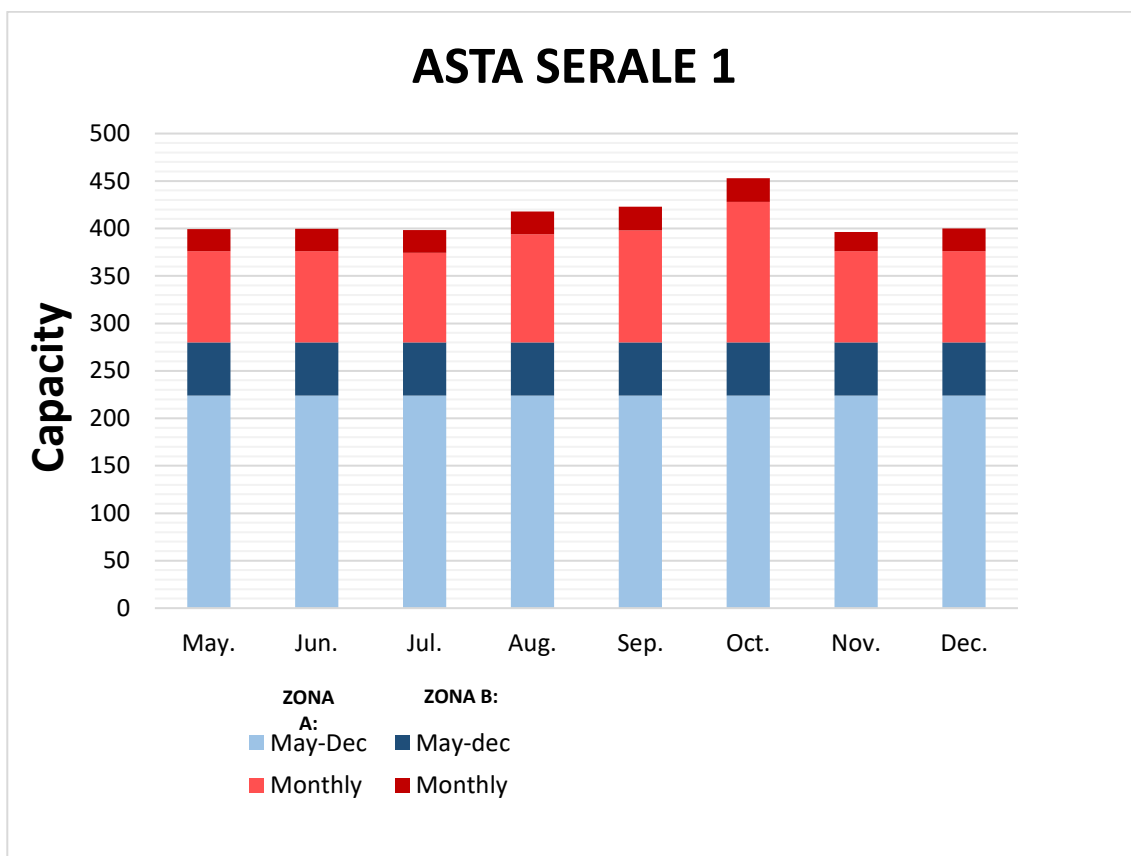


Fig. 31. andamenti nella fascia serale 1, rispetto al premio di riserva pari a 30.000 €/mw/anno

Nell'ultima fascia vengono assegnate capacità di 224MW e 56MW (si è riusciti a coprire tutto il fabbisogno previsto) Le aste mensili presentano un piccolo negativo, nella zona A, esattamente in Ottobre e Novembre, con la quantità di 59,3MW e 62,3 MW.

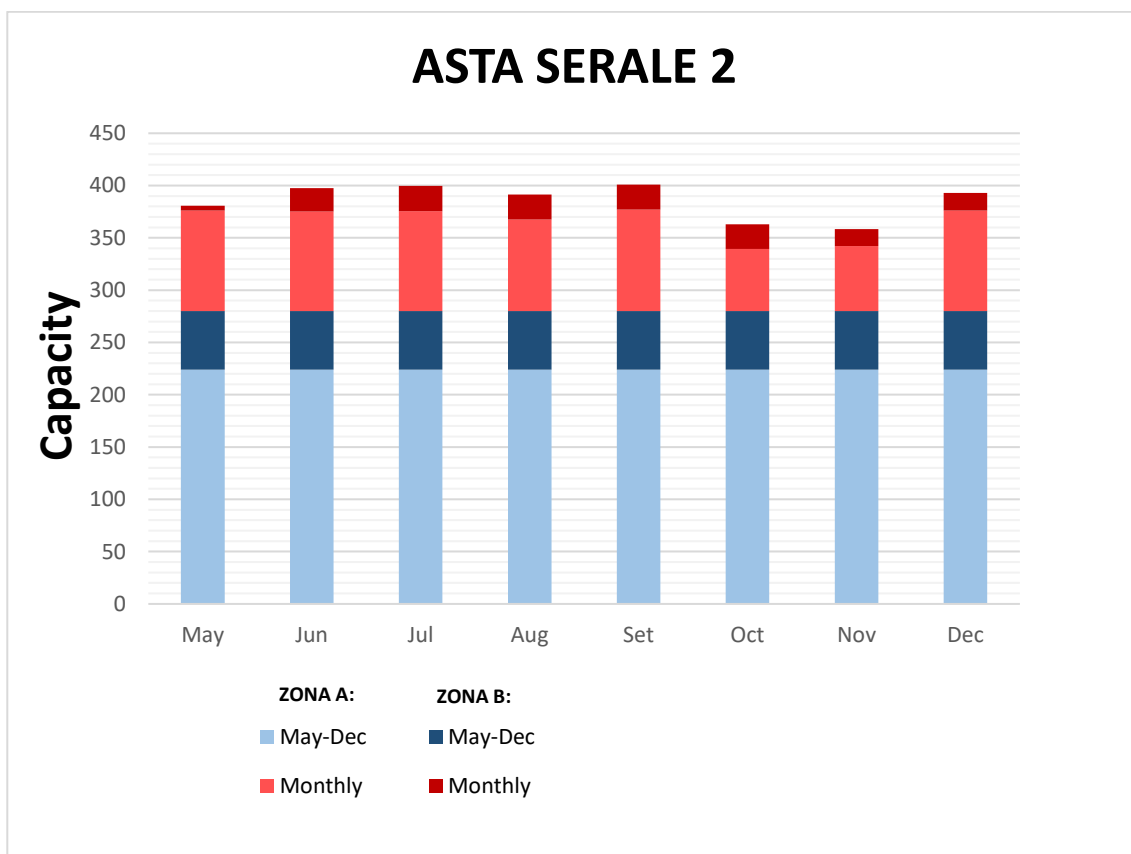


Fig. 32. andamenti nella fascia serale 2, rispetto al premio di riserva pari a 30.000 €/MW/anno

In Fig.33 sono rappresentate, sempre suddivise per fascia, le quantità relative alle due zone con corrispondenti Average Clearing Price. Partendo dalla fascia Pomeridiana, zona A, troviamo un andamento costante da Maggio fino a Settembre, con una media di circa 3000€/MW. Da lì in poi le assegnazioni assumono un valore crescente, fino ad arrivare a 9980 €/MW. Riguardo la zona B, invece, notiamo una maggiore competitività nel mese di Settembre con un valore di 3114 €/MW; successivamente risale rimanendo comunque su una soglia basse (5541 €/MW).

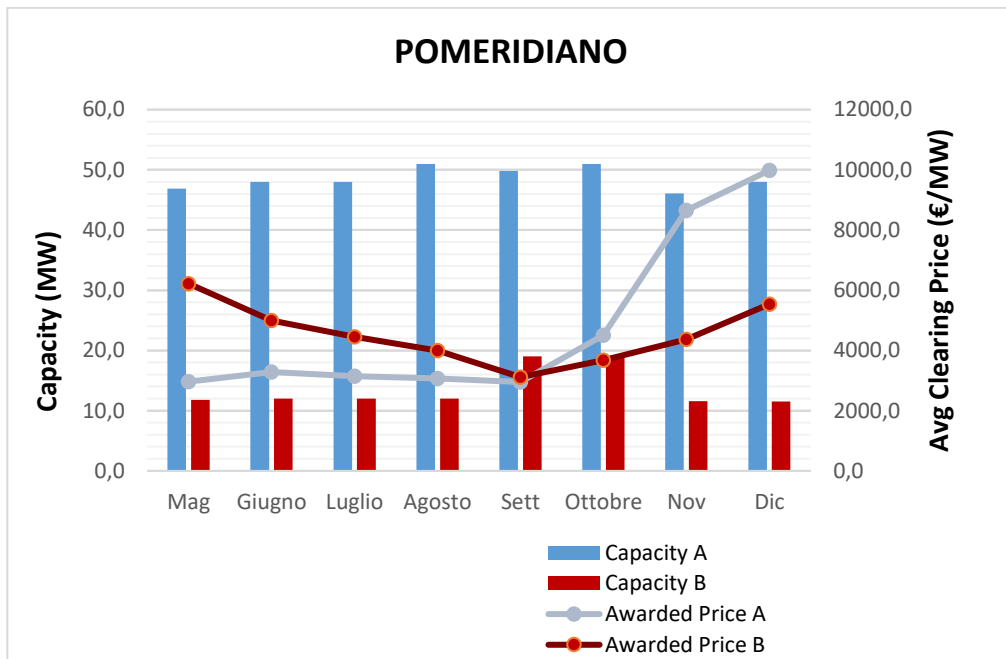


Fig. 33. Pomeridiano. sviluppo delle capacità mensili, zona a e b, con rispettivo avg clearing price.

La fascia successiva Fig.34, attenzionando la zona A vediamo dei assegnazioni leggermente crescenti; comunque non vengono rilevate particolari anomalie. Invece riguardo la zona B, da Ottobre in poi vi è un impennata da 17388 €/MW a 23988 €/MW

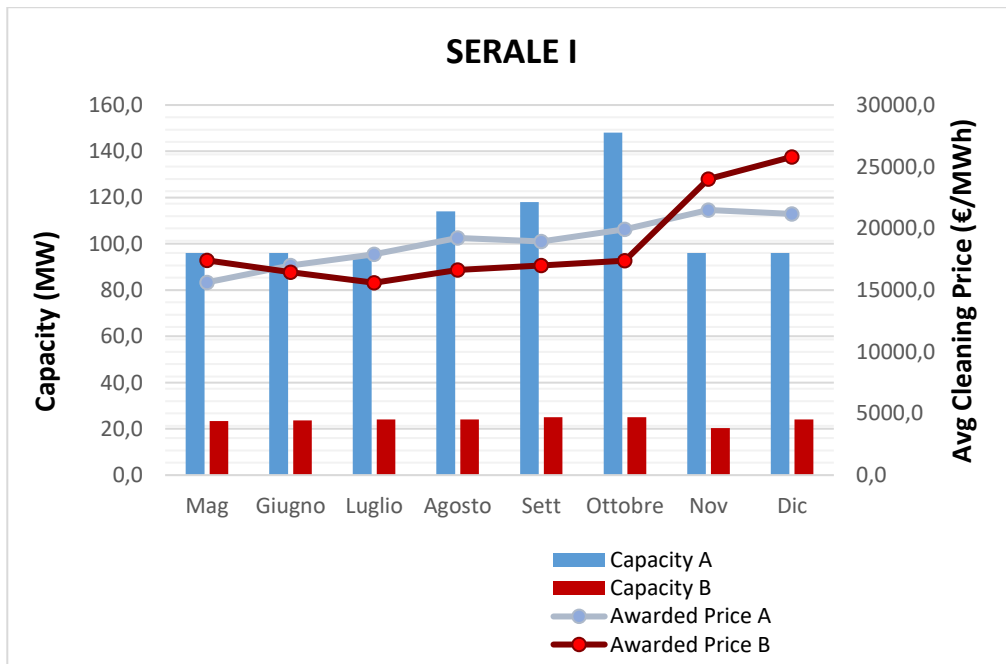


Fig. 34. Serale I. Sviluppo delle capacità mensili, con rispettivo avg clearing price.

In quest'ultima fascia Fig.35 si nota un gap apice negativo nella zona B, questo è dovuto al fatto che non sono state rilevate assegnazioni nel mese di Novembre riguardo la zona B.

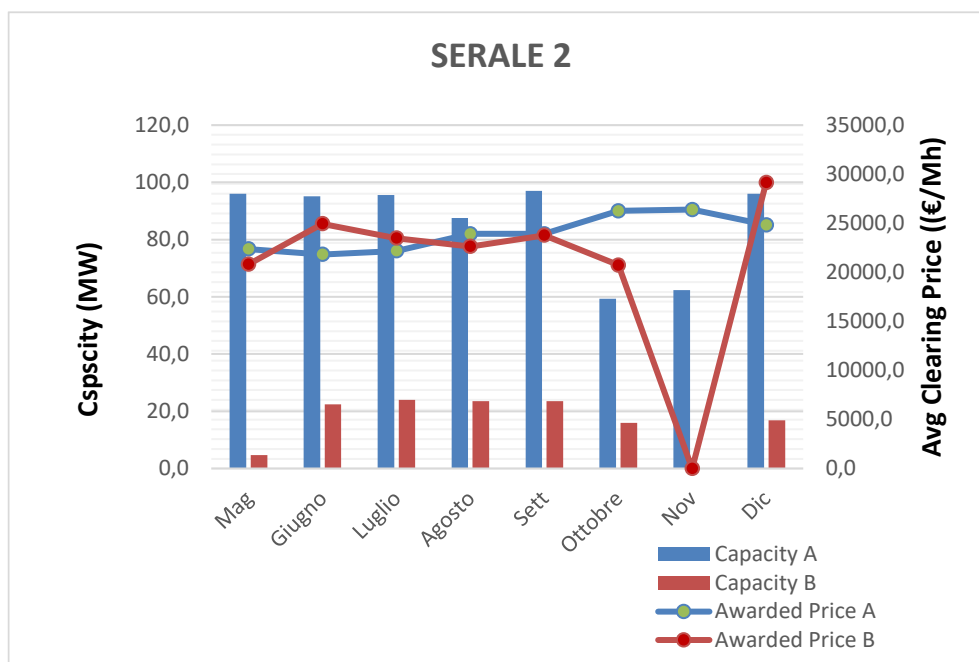


Fig. 35. Serale 2. Sviluppo delle capacità mensili, zona A e B, con rispettivo Avg Clearing Price.

Adesso è possibile concludere che sicuramente rispetto agli anni precedenti c'è partecipazione maggiore.

Adesso si farà riferimento alla quantità complessiva assegnata sia nelle aste multi-mese, sia aste mensili. Inoltre, verrà considerata una quantità complessiva relativa alla zona A e alla zona B. Tutto ciò verrà suddiviso sulle tre fasce d'asta. In generale, la maggior parte degli operatori partecipa con una piccola quantità, questo è molto simile al funzionamento nel Mercato Elettrico Italiano.

In Fig.36 vediamo come l'operatore che si è aggiudicato più quantità è ENGIE SPA ITALIA, con una quantità di 270,2MW (somma complessiva delle due zone d'offerta). Successivamente, oltre alle quantità complessive del resto dei partecipanti, vediamo BURGO ENRGIA SRL, il quale si aggiudica una quantità complessiva di 82,2 MW unicamente dall'asta multi-mese. Seguono ENEL X ITALIA con 74,4 MW, la quale deriva maggiormente dall'asta multi-mese (con 30MW) nella zona A e, successivamente, con altre quantità solo negli ultimi mesi nell'anno; nella zona B vediamo una quantità irrisoria. È importante segnalare il vuoto durante molti mesi, il che è indice di maggiore competitività. L'ultimo operatore ad aver ottenuto una quantità consistente è 4ENERGIA SRL con 48,9 MW, relativo esclusivamente alla zona B, infatti non ci sono offerte inerenti alla zona A, da parte di questa compagnia.

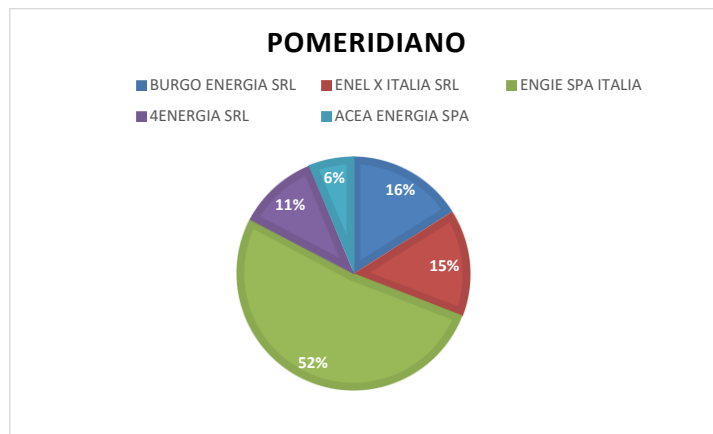


Fig. 36. Market share pomeridiano

Sulla prima fascia del serale, con price cap di 400euro/MWh, chi detiene il primato è ENEL X ITALIA SRL

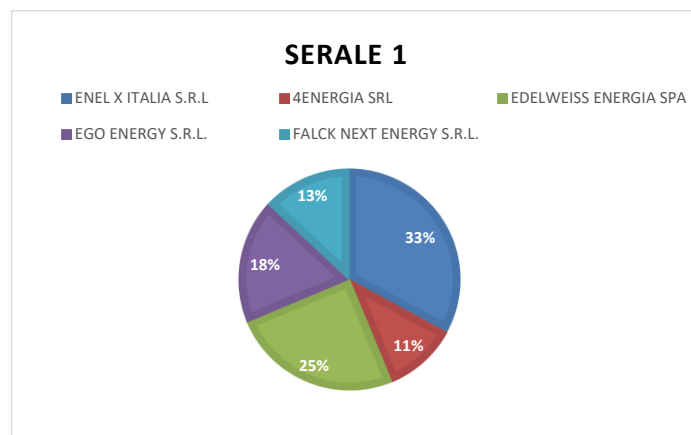


Fig. 37. Market Share Serale 1

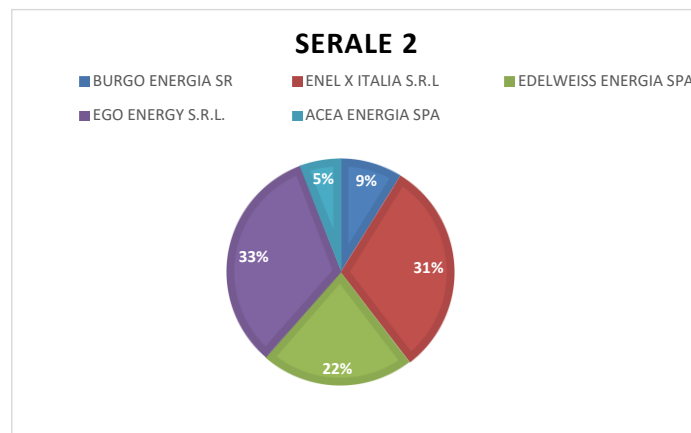


Fig. 38. Market share serale 2

Per completezza si può inserire una collezione di dati riferiti al HHI (Herfindahl-Hirschman Index); questo è un indice di concentrazione del mercato calcolato come somma dei valori al quadrato delle quote di mercato di ciascun gruppo societario. Assume valori compresi tra 0 (concorrenza perfetta) e 10.000 (monopolio). Valori inferiori a 1.000 sono comunemente considerati come rappresentativi di mercati concorrenziali. Valori superiori a 2.000 sono considerati indicativi di una dinamica concorrenziale critica, mentre valori compresi tra 1.000 e 2.000 evidenziano situazioni da valutare anche con informazioni ed analisi ulteriori rispetto al mero livello dell'HHI .

Questo viene calcolato tramite la seguente formula:

$$HHI = S_1^2 + S_2^2 + \dots + S_N^2$$

S1, S2, ecc ... si riferisce alla quota di mercato percentuale detenuta da varie società in un determinato settore. Questi valori li vediamo riportati in Fig.39, insieme alle partecipazioni di mercato dove si riscontra una partecipazione minore rispetto alle altre fasce.

Per fare un paragone, il valore di concentrazione associato al mercato al dettaglio nell'MSD misura un valore di 1446. [43]

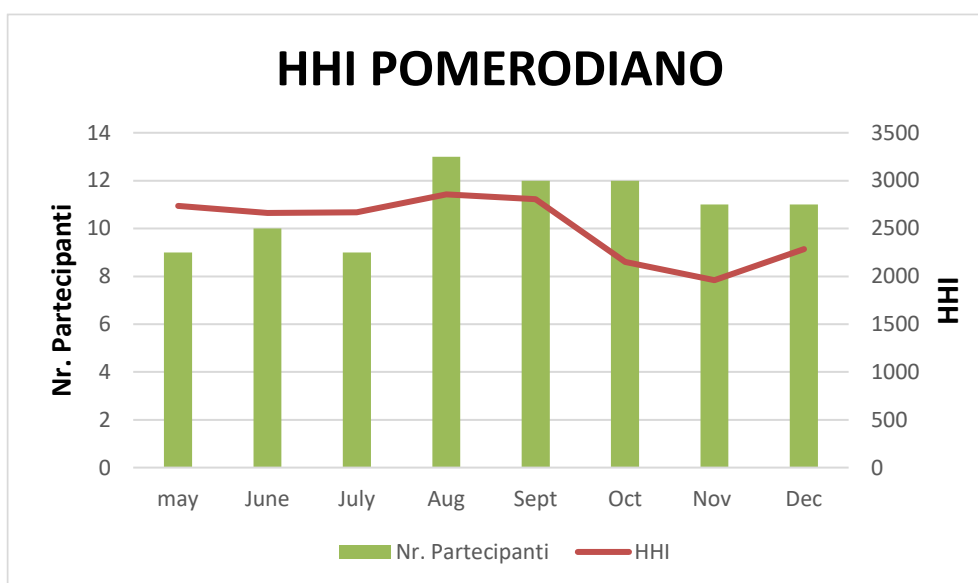


Fig. 39. HHI (Herfindahl-Hirschman Index) della fascia pomeridiana

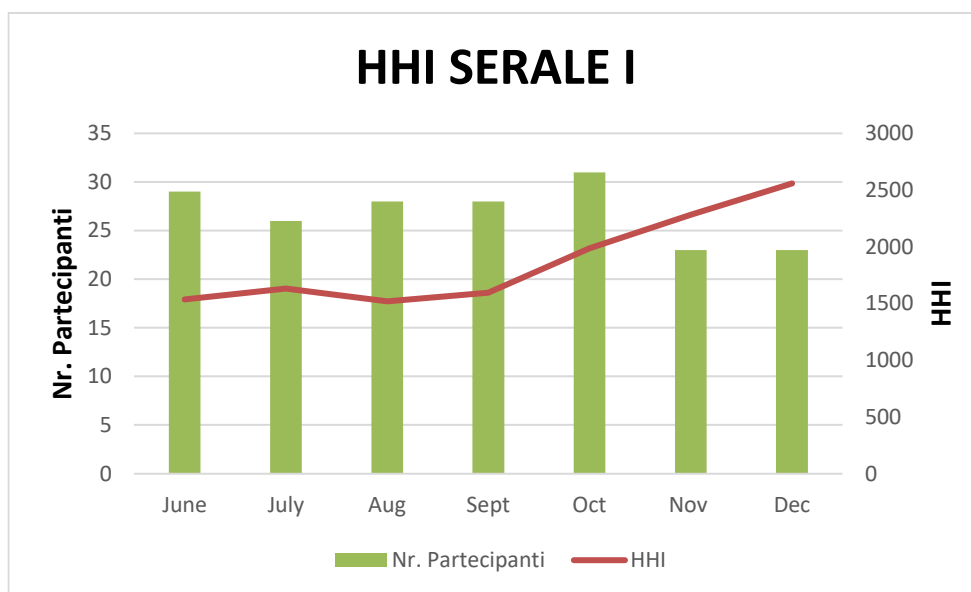


Fig.40.HHI (Herfindahl-Hirschman Index) della fascia Serale I)

Questo indice si focalizza su tutto il settore e, di conseguenza, non trascura neppure un'impresa. Tuttavia anche questo indice presenta dei problemi infatti elevando i valori delle quote di mercato al quadrato riduce di molto il peso delle piccole imprese (tendendo ad annullarle quando questo valore è inferiore all'1%) e a gonfiare eccessivamente il peso delle grandi imprese. Riguardo al Serale II , vediamo l'andamento del numero dei partecipanti e del HHI, in Fig.

Possiamo anche riferirci ad un altro coefficiente per misurare la concentrazione. Il CR è una misura strutturale tradizionale della concentrazione di mercato basata sulle quote di mercato, ad esempio il rapporto di concentrazione "CR3" misura le quote di mercato totali dei 3 maggiori fornitori in un mercato. Nel nostro caso abbiamo che nel pomeriggio l'indice $CR_3 = 67\%$, nel serale 1 è al 76%. Per ultimo, nel serale 2 il è pari al 77%.

Da quanto si può notare dall'analisi, quindi, si vede come il mercato associato alle UVAM soffra ancora di una forte concentrazione su pochi operatori, come già evidenziato nelle precedenti fasi di operatività del progetto.

6.2.2 Analisi parte 2: comportamento individuale dell'operatore nell'asta e strategie adottate

In questa sezione andremo ad analizzare il comportamento dei singoli operatori, prendendo in considerazione soltanto la zona A (ossia quella con la maggiore capacità assegnata) e suddividendo l'analisi sempre sulle tre fasce regolamentate.

E' importante analizzare il comportamento dei singoli operatori per capire che tipo di impatto ha avuto la modifica all'incentivo e, soprattutto, capire che se sono presenti nuovi partecipanti.

In generale chi ottiene maggiore capacità sono: Enel X, Engie Italia Spa, Ego Energia Spa, Edelweiss Energia Spa (le compagnie che offrivano anche gli anni precedenti, insieme a nuovi partecipanti).

L'operatore Enel X si aggiudica delle buone quantità sia nella fascia pomeridiana che in quella serale (sia la prima che la seconda). Nella prima, principalmente tramite l'asta multi-mese Maggio-Dicembre con la quale riesce ad ottenere 30MW, come quantità massima. Invece, sempre riguardo questa fascia le quantità relative alle aste mensili non risultano né consistenti né costanti. Passando all'analisi successiva, sempre relativa alla stessa operatore, è importante sottolineare come esso riesca ad ottenere, all'asta multi-mese, 120MW. Per il resto dei mesi, comunque, si evidenziano buoni risultati con una capacità ottenuta che varia lungo i mesi, con nessuno andamento particolare da cogliere, da 5MW a 19,6 MW. Infine, per la fascia serale ottiene una quantità che varia da 14,8MW a 48,9MW.

Alla luce di quest'analisi, è possibile affermare che il range verso il quale gli operatori mirano ad entrare è il Serale 1, questo è ragionevole in relazione al fatto che è la fascia con Strike Price maggiore, cioè di 400euro/MWh.

Addentrando nel dettaglio delle offerte da parte dell'operatore, riusciamo ad intravedere una palese intenzione di partecipare attivamente al mercato, in quanto, per la fascia pomeridiana c'è

una buona quantità di offerte a prezzi competitivi come 100 euro/MWh (nel mese di Maggio, ad esempio, dove è riuscita ad ottenere una quantità ingente. Lo stesso tipo di meccanismo, non è possibile riportarlo al range serale poiché l'asta avviene per capacità all'interno dello stesso orario, solo con Strike Price differenti; ma che comunque, nel caso di prezzi molto competitivi potrebbero coincidere.

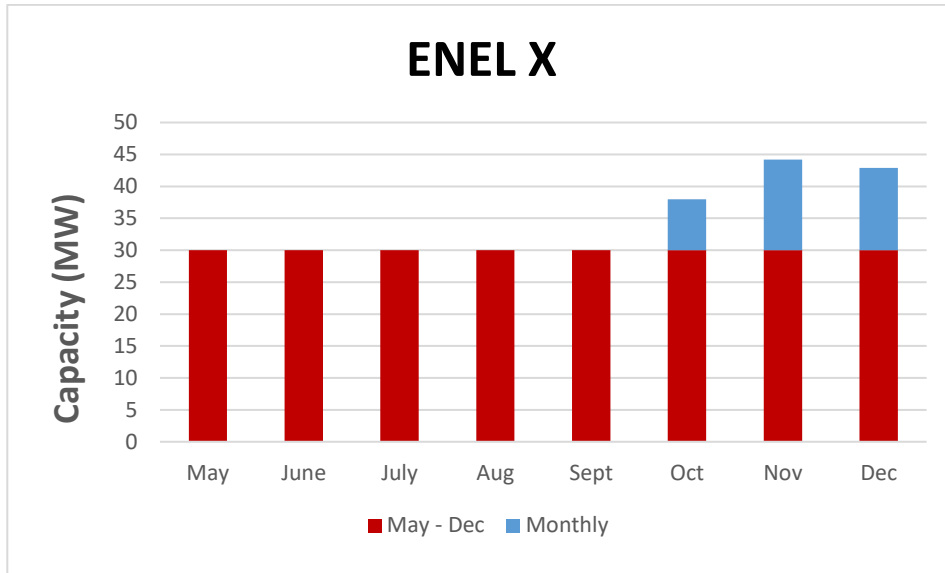


Fig. 41. Assegnazione capacità pomeridiana relativa all'operatore "Enel X"

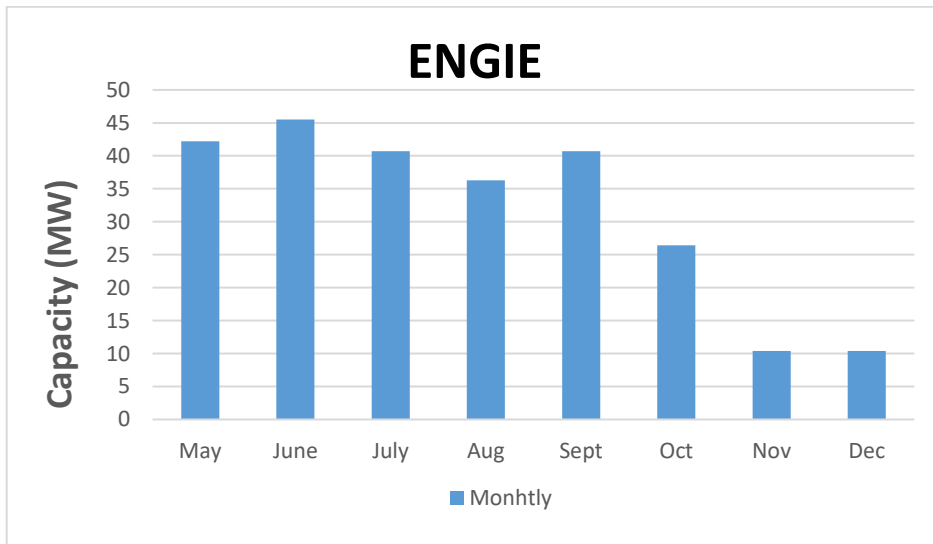


Fig. 42. Assegnazione capacità pomeridiana relativa all'operatore "Engie"

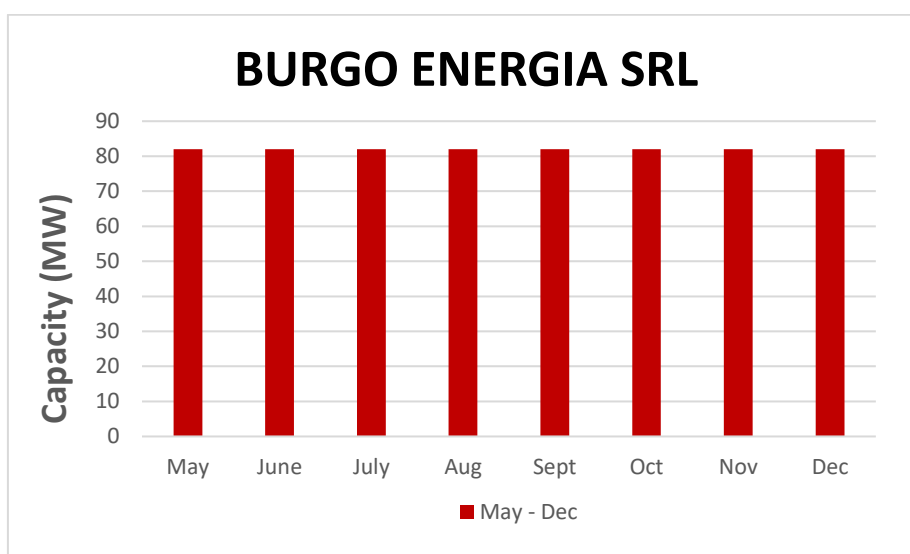


Fig. 43. Assegnazione capacità pomeridiana relativa all'operatore "Burgo energia"

Per la fascia serale, porremo la nostra attenzione su una delle compagnie che riesce ad ottenere la quantità maggiore e cioè: Edelweiss Energia.

Questo operatore era già molto attivo negli anni precedenti. È importante notare come non ottenga alcuna quantità all'interno della fascia pomeridiana e questo gli permette di evidenziare la maggiore propensione delle compagnie per le fasce serali. Questo immaginiamo avvenga in primis per lo strike price maggiore e, successivamente, perché proprio in questa fascia è richiesta maggiore capacità per soddisfare il fabbisogno. Focalizzandoci sul prezzo d'offerta, quello più concorrenziale è stato di 159 €/MWh ;

Le offerte che sono state accettate nell'MB, nel caso di Edelweiss nel serale I , hanno visto riconosciuto un prezzo molto competitivo, come, ad esempio, 200 €/MWh nel mese di Novembre.

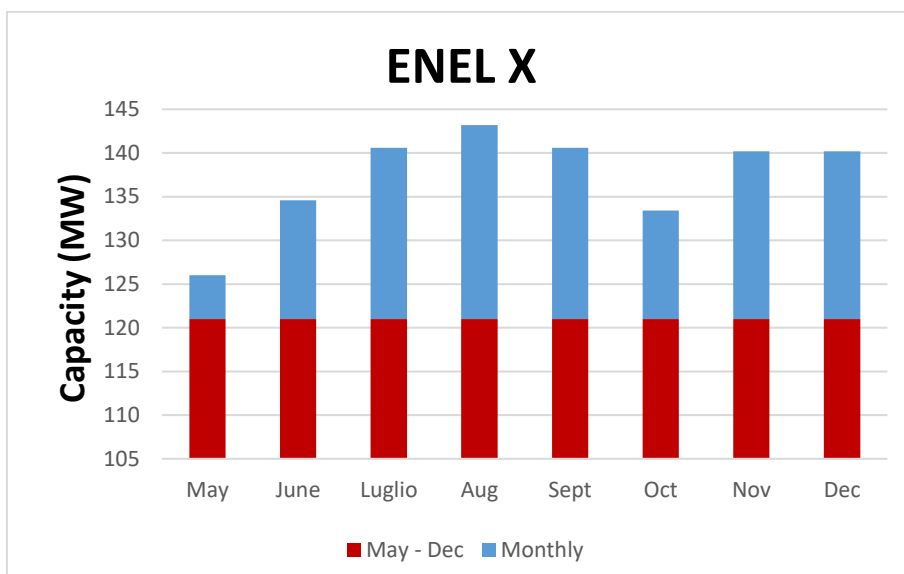


Fig. 44. Assegnazione capacità serale 1 relativa all'operatore "Enel X"

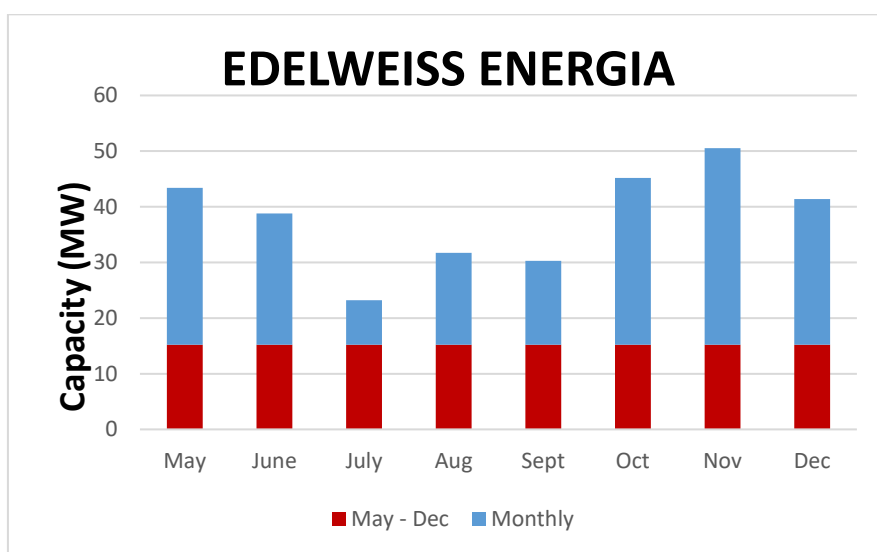


Fig. 45. Assegnazione capacità serale 1 relativa all'operatore "Edelweiss"

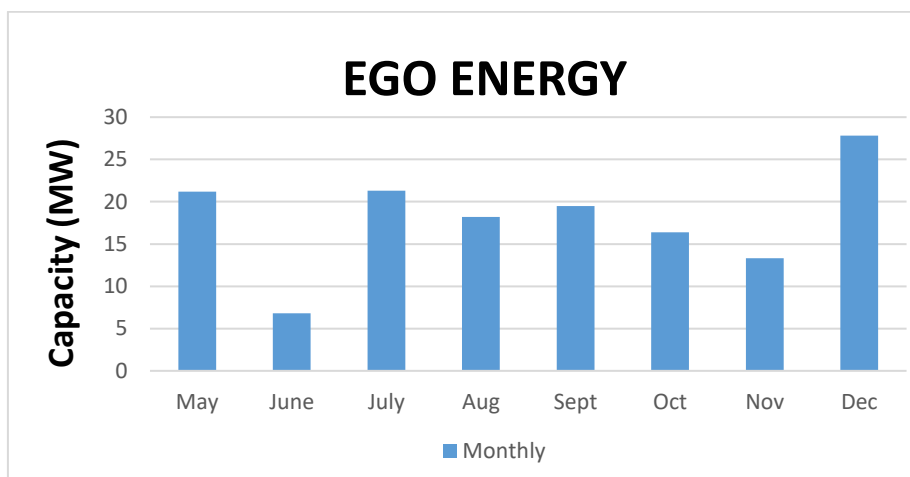


Fig. 46. Assegnazione capacità serale 1 relativa all'operatore "Ego Energy"

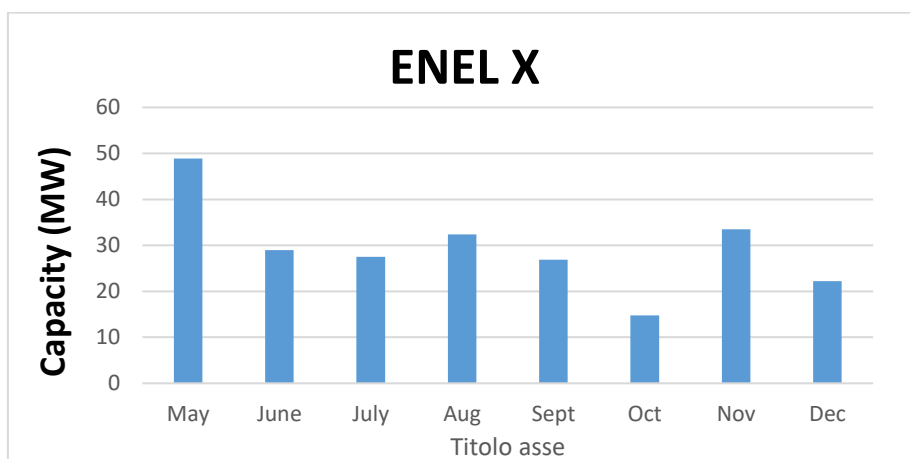


Fig. 47. Assegnazione capacità serale 2 relativa all'operatore "Enel X"

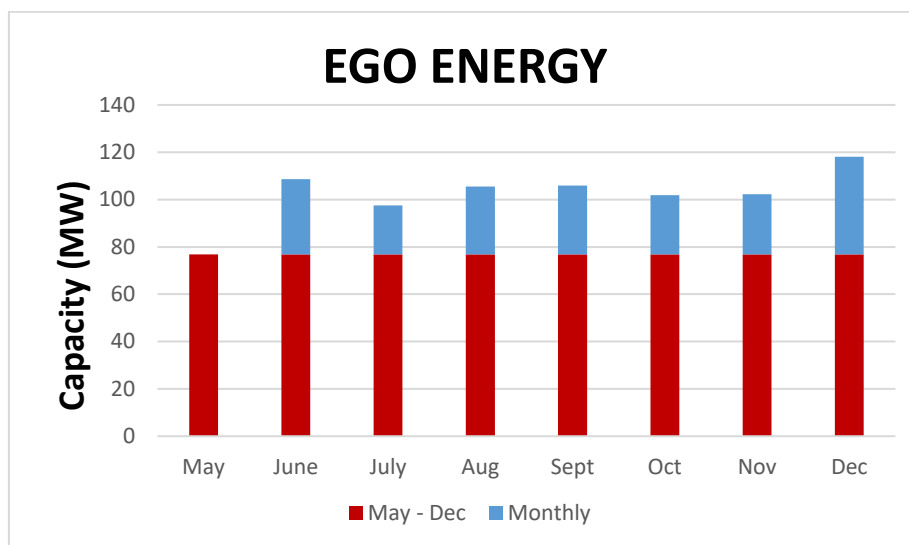


Fig. 48. Assegnazione capacità serale 2 relativa all'operatore "Ego energy"

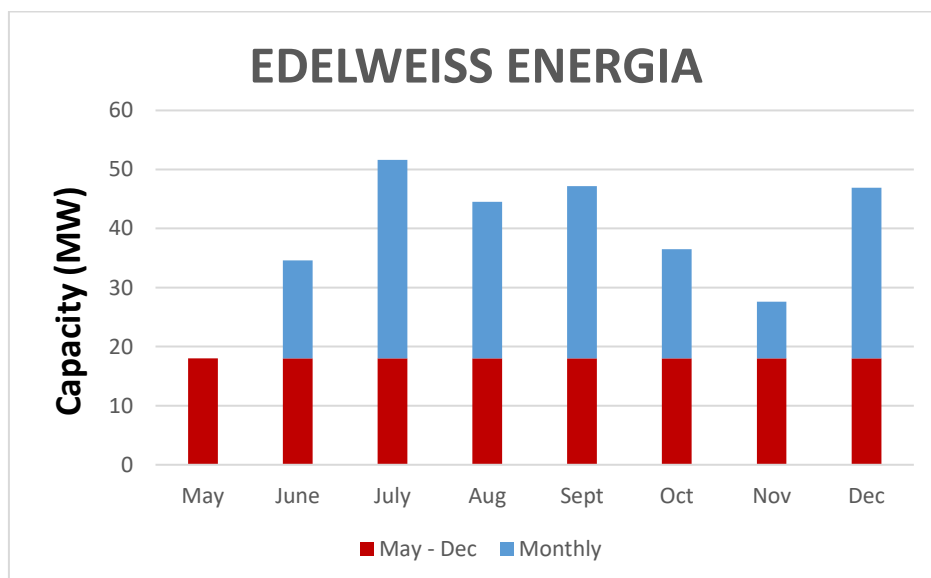


Fig. 49. Assegnazione capacità serale 2 relativa all'operatore "Edelweiss"

Sempre riferendoci al singolo operatore, è possibile analizzare il comportamento delle singole UVAM, riferendoci ad un determinato set di strategie :

- **Strategia I** : quantità significative di offerte UVAM nella fascia obbligatoria pomeridiana tra le 15 e le 18;
- **Strategia II** : quantità significative di offerte UVAM nella fascia obbligatoria serale tra le 18 e le 22;
- **Strategy III**: quantità costante di servizi a salire durante i mesi da Maggio a Dicembre;

- **Strategy IV:** quantità costante di prezzi di offerte a salire nella fascia da Maggio a Dicembre;
- **Strategy V:** offerte di UVAM, all'interno di alcuni intervalli, al VOLL price;

Il sistema di incentivazione UVAM non prevede nessun supporto per i servizi downward, il cui mercato è già sufficientemente competitivo, infatti, non sono rilevabili strategie particolari da parte delle UVAM. Per questo motivo abbiamo concentrato la ricerca di particolari strategie tra le offerte upward.

La quantità complessiva a cui si fa riferimento è di 947MW, riferendoci solamente 8 mesi dell'anno, possiamo dire che il limite è stato sicuramente oltrepassato (rispetto ad una quantità annuale di 1000MW); a testimonianza di una buona partecipazione. Questa quantità ottenuta è associata fondamentalmente a 5 strategie distinte che verranno discusse nel seguito.

Guardando la Tab. e focalizzando l'attenzione sulla parte alta sinistra vediamo tutte le possibili combinazioni per le quali è associata una quantità offerta con una strategia (in maniera esclusiva). La percentuale di offerte esclusivamente nella fascia pomeridiana, con prezzo e quantità variabile, ammontano al 3% ; una quantità non molto alta che ci permette di fare due considerazioni, in particolare: la prima ,riguarda il fatto che facendo un paragone con la percentuale relativa alla fascia serale (45%) sembra che l'operatore mira ad essere idoneo per la successiva fascia (avendo un price cap maggiore e maggiore quantità necessaria). Tutto ciò, non esclude il fatto che , la suddivisione nelle due fasce abbia portato offerenti a cercare di rendersi disponibile rispetto ad entrambi i mercati. Questo è un buon risultato , in quanto, va ad assicurare la copertura del fabbisogno .

		Strategies					Year	
		I	II	III	IV	V	2021	
							MW	%
Strategy combination	●	○	○	○	○	6.5	0,60%	
	○	●	○	○	○	154.4	16,30%	
	●	○	●	○	○	15.6	1,60%	
	●	○	○	●	○	1.5	0,16%	
	○	●	●	○	○	79.1	8,30%	
	○	●	○	●	○	91	9,60%	
	○	○	●	○	○	100	10,50%	
	○	○	●	●	○	122.1	13,00%	
	○	○	●	○	●	2.2	0,23%	
	○	○	○	●	○	27.87	3,00%	
	○	●	●	●	○	102.2	10,80%	
	○	○	○	○	○	232.4	24,50%	
	○	○	○	○	●	6.4	0,70%	
Year	2021	3%	45%	44%	37%	0.9%	947.27 TOT	100%

Fig. 50. Tab delle strategie adottate dalle UVAM nel 2021

Ci sono delle percentuali sulla quali è importante focalizzarsi: coloro che non seguono una strategia predeterminata è salito al 24,5%, rispetto al 7,6% dell'anno precedente. Essendo presente un'innovazione dell'incentivo, questo aumento era stato preventivato, considerato il necessario adattamento alle nuove condizioni da parte degli operatori coinvolti. Invece coloro che offrono ad una quantità costante e prezzo (III e IV), all'interno delle fasce obbligatorie, sono pari al 13% , rispetto al un 63,2% dell'anno 2020 .

La quantità offerta sul pomeridiano, con variazione in prezzo e quantità (I), ha una percentuale equivalente a 0,6%; per il serale, sempre considerando variazioni in prezzo e quantità (II), 16,3%.

Le UVAM che offrono con quantità costante come strategia esclusiva sono il 10,5% (II), mentre per quelle che si affidano a una strategia con solo prezzo costante (III strategia) la percentuale scende al 3% (comunque leggermente più elevato del 2,4% nel 2020). Infine, notiamo che l'esclusività di quantità e prezzo costante (combinazione delle strategie III e IV) arriva a 8,3%.

Considerando l'unione di offerta nella fascia obbligatoria pomeridiana con quantità costante, invece, è pari al 1,6%. Mantenendoci sulla fascia obbligatoria pomeridiana con solo prezzo costante si scende allo 0,16%.

Analizzando il serale insieme ad una quantità costante, vediamo che la percentuale sale (8,3%), quantità superiore rispetto agli anni precedenti. In ultima analisi evidenziamo, sempre all'interno della stessa fascia, la quantità con prezzo costante è uguale a 91MW (9,6%), inferiore rispetto ai risultati d'analisi per il 2020.

Riportandoci adesso alle quantità non esclusive, relative alla sola fascia pomeridiana, esse sono pari al 3%, il che implica che **l'operatore non mira esclusivamente a questa fascia ma cerca di rendersi disponibile anche per il serale, il che presuppone un ottimo risultato poiché permetterebbe una copertura su un periodo più esteso rispetto al passato.**

Complessivamente, la percentuale nella quale è inclusa (quindi considerata in maniera non esclusiva) la strategia d'offerta con quantità costante II è pari al 44% , mentre se si considera quella con prezzo costante essa scende al 37% . In fine ci sono quelle quote più significative offerte anche al di fuori degli orari obbligatori (0,9%) ma al VOLL price italiano, ovvero 3000 /MWh.

6.2.3 Analisi parte 3: heatmaps dei prezzi medi ponderati e della somma della quantità offerte nell'MSD.

In questa sezione faremo un'indagine complessiva, relativa alla partecipazione delle UVAM all'MSD.

Tutti i dati fanno riferimento alla fascia temporale che va dal mese di Maggio a Dicembre del 2021. L'analisi verrà condotta tramite le heatmaps di Fig x.

I dati finali sui quali verranno fatte delle osservazioni provengono da dati grezzi prelevati dal sito del GME i quali sono stati manipolati tramite le equazioni (3) e (4) (alle quali abbiamo fatto riferimento nella sezione precedente). Svolgeremo un'analisi basata sulle offerte upward, essendo quelle fondamentali per indagare sull'andamento del progetto; inoltre ,per completezza, nell'Appendice A, sono presenti anche le heatmaps relative alle offerte downward.

La prima mappa Fig. x (a) fa riferimento al prezzo medio pesato di tutte le offerte UVAM a salire. (che arriva a 1000 €/MWh). Da questa mappa vediamo come la concentrazione di prezzi sia più bassa all'interno della fascia obbligatoria che va dalle 15 alle 22, è compresa tra i 200 €/MWh e i 400 €/MWh (come era prevedibile rispetto agli strike price fissati dalla normativa).

Riguardo la Fig. x (b), possiamo fare un'osservazione in linea con la precedente: la concentrazione delle quantità si trova all'interno delle fasce d'offerta obbligatorie, dove l'operatore deve fornire la quantità che si è aggiudicato durante l'asta della capacità, poiché

diversamente andrebbe incontro a delle penalità. E' importante sottolineare che al di fuori dell'obbligo è evidente che non c'è spontanea e significativa la partecipazione .

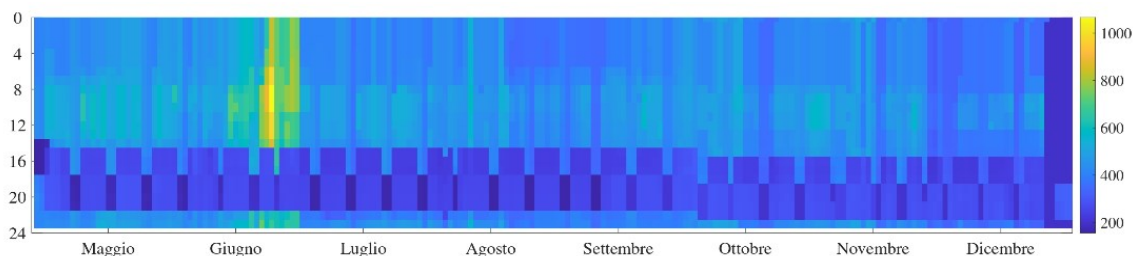


Fig. 51. Heatmap delle offerte a salire in termini di prezzo medio offerto da Maggio a Dicembre 2021

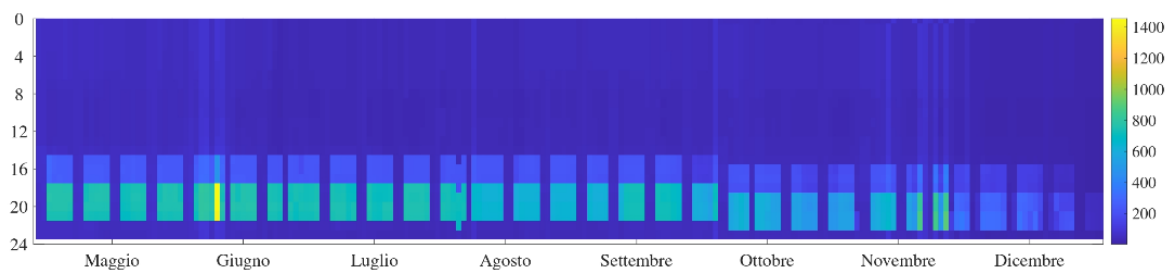


Fig. 52. Heatmap delle offerte a salire della quantità sommata offerta da Maggio a Dicembre 2021

Nella heatmap di Fig. ci focalizziamo sui prezzi ponderati medi offerti all'interno delle ore obbligatorie, dove risulta un prezzo medio intorno ai 260euro/MWh, che deriva dal fatto che all'interno dell'MSD buona parte delle quantità è offerta in range compresi tra 390-400euro/MWh e 190-200 €/MWh. (nel paragrafo successivo vedremo qual è la quantità corrispondente a quegli intervalli di prezzo)

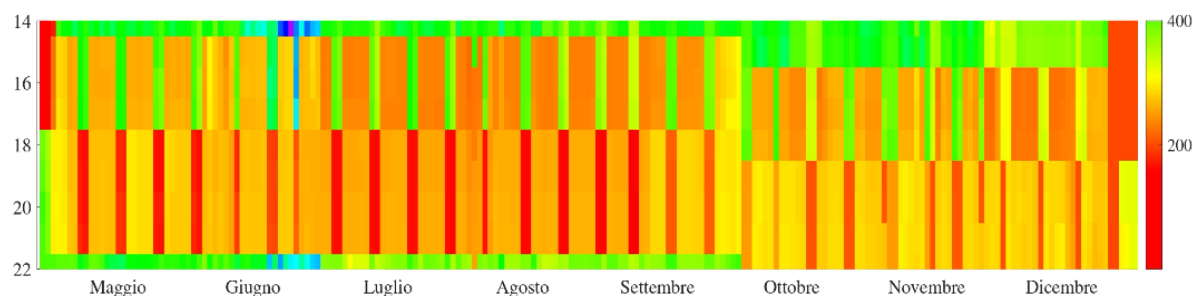


Fig. 53. Heatmap del prezzo medio pesato focalizzato sulla fascia oraria obbligatoria

6.2.4 Analisi parte 4: partecipazione delle UVAM e quantità accettate

Per mettere in risalto la competitività delle offerte UVAM effettuiamo un'analisi divisa su tre tipi di grafici.

In questa sezione analizzeremo la competitività delle offerte upward e downward, nel 2021 (a partire dal mese di Maggio, mese dal quale è stata attuata la riforma).

Le offerte sono raggruppate in intervalli da 0 €/MWh, fino a 400 €/MWh , poiché la maggior parte delle offerte si trovano al di sotto di questa soglia.

L'analisi si divide in tre parti : la prima parte rappresentata nel grafico in Fig.53 primo raggruppa tutte le offerte UVAM all'interno dell'MSD. Per le offerte upward qui è intuitivo capire quali sono i range più quotati da parte degli offerenti all'interno del mercato. In particolare, gli intervalli nei quali viene maggiormente offerto sono 190-200 €/MWh e 390-400 €/MWh ; ancora , un altro seppur non significativo accumulo è visibile in corrispondenza dell'intervallo 90-100 €/MWh. Quindi la concentrazione maggiore è nel range 190-200 €/MWh, dove vi è una buona quantità di offerta proveniente anche dalle fasce serali, questo lascia presupporre una buona competitività.

Procedendo al secondo grafico in Fig.54 che rappresenta le offerte accettate all'interno dell'MB (b)- Le offerte vengono accettate solo all'interno di questo mercato, sulla stessa fascia a cui abbiamo fatto riferimento in precedenza (la fascia di prezzo da 190-200/MWh e 390-400/MWh); questo è associabile allo strike price imposto rispettivamente per la fascia pomeridiana e serale. Inoltre, sono presenti altri piccoli accumuli di offerte da 130-140/MWh fino a 180-190/MWh, con piccolo accumulo tra 90-100/MWh.

Rispetto all'anno precedente sono visibili delle divergenze, infatti la prima concentrazione significativa era sulla fascia 140-150/MWh;

Infine, se consideriamo che una buona parte di offerte proviene da offerte accettate relative alla fascia serale, questo ci dà un indizio di una buona competitività.

Facendo riferimento al grafico delle offerte accettate downward riportato in appendice, è presente solamente una concentrazione quasi irrisoria nel range 20-30/MWh.

Il terzo e ultimo grafico (Fig.55), mostra la distribuzione di offerte a salire e scendere nell'MSD di tutti gli operatori di mercato e serve a fornirci una quadro più completo ed avere uno strumento di paragone relativamente ai prezzi e alle quantità.

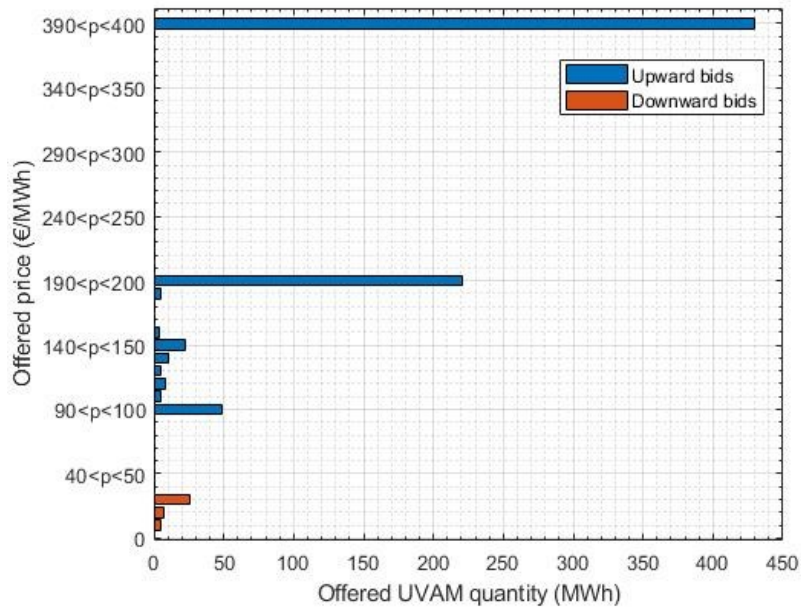


Fig. 54. Quantità di offerte UVAM all'interno dell'MSD

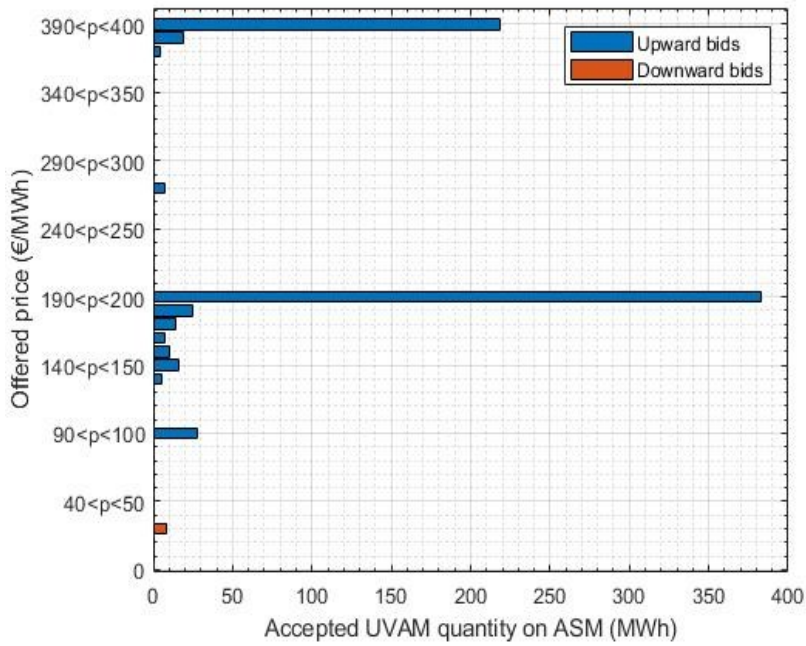


Fig. 55. Quantità di offerte UVAM accettate nell'MB

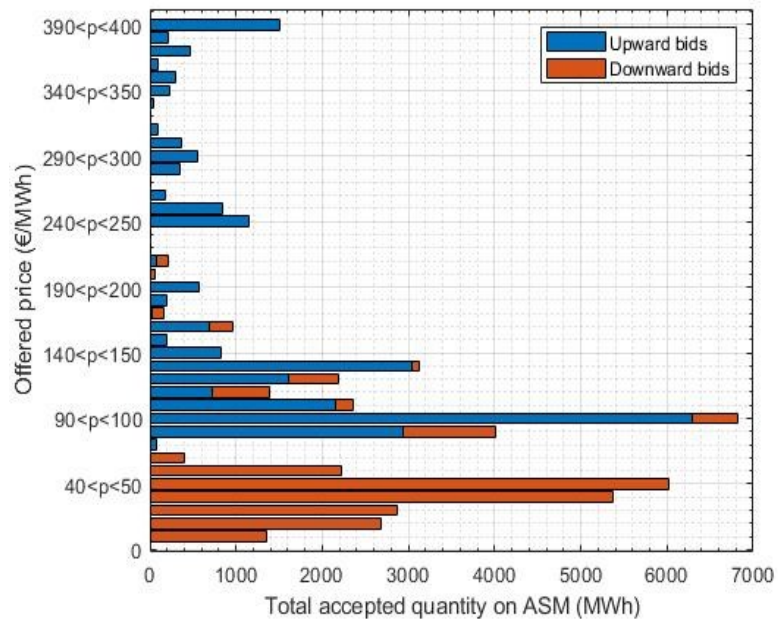


Fig. 56. *Quantità di offerte totali accettate nell'MSD*

Conclusioni

Far fronte al cambiamento climatico impone importanti sfide in tutti i settori produttivi, ma in particolare nella produzione e utilizzo dell'energia. Delle varie fonti di energia, l'elettricità sta assumendo sempre più un ruolo predominante, e con essa la produzione di elettricità da fonti rinnovabili. Supportare il loro sviluppo nelle reti elettriche, tuttavia, non può prescindere dallo sviluppare nuovi meccanismi di gestione delle reti stesse, favorendo la partecipazione degli utenti alla regolazione del sistema, quindi migliorando la flessibilità dello stesso.

Sicuramente il meccanismo di demand response, modificando l'utilizzo dell'elettricità da parte dei clienti finali rispetto ai loro normali modelli di consumo in risposta alle variazioni del prezzo dell'elettricità nel tempo o ai pagamenti di incentivi porta ad un miglioramento dell'efficienza e dell'affidabilità del sistema di alimentazione.

Favorire lo sviluppo e lo sfruttamento di questa forma di flessibilità passa per un significativo sforzo di integrazione di questo servizio nei meccanismi di gestione e di mercato. Questo richiede un'azione sia dal punto di vista normativo, per far sì che le misure intraprese siano coordinate, e anche di investimento iniziale da parte dei partecipanti, per rendersi attivi in relazione a tali nuove opportunità.

Allora luce di queste premesse e delle analisi condotte in precedenza, in questo lavoro si sono analizzati i risultati del progetto pilota UVAM, rispetto agli anni precedenti. Durante l'ultimo anno 2021, infatti, sono state introdotte significative modifiche allo schema del progetto UVAM, principalmente associate alla differenziazione dei prodotti e delle fasce temporali, con l'obiettivo di stimolare la competitività (ciò è testimoniato anche dall'abbassamento del cosiddetto "strike price" a 200 €/MWh) e di coprire un intervallo temporale più esteso, prolungando il periodo di offerta obbligatoria anche alle ore serali. L'esito dell'analisi ha riportato segnali positivi in termini di miglioramento partecipativo, ma non solo: nonostante gli operatori non abbiano un comportamento uniforme, possiamo riconoscere una partecipazione attiva relativa a buona parte degli operatori all'interno dello studio condotto. Su altri aspetti non è possibile dare una valutazione generica poiché le intenzioni e gli obiettivi dei partecipanti, talvolta, risultano differenti.

Tuttavia, è possibile concludere che il passaggio alla nuova suddivisione in fasce ha sicuramente avuto un impatto significativo nell'accezione positiva, fornendo un mezzo di flessibilità che ha spinto ad una maggiore partecipazione. In definitiva, l'obiettivo a breve termine può dirsi sufficientemente raggiunto, anche se permangono tuttora i notevoli limiti associati a una forte concentrazione del mercato, che richiede quindi una ulteriore revisione del meccanismo.

Bibliografia

- [1]. European commission. «Sistema per lo scambio delle quote di emissione dell'UE (ETS UE)». Available on: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_it
- [2]. United Nation Climate Change. Conferenza delle Parti. (Available on: <https://unfccc.int/process/bodies/supreme-bodies/conference-of-the-parties-cop>)
- [3]. Rinnovabili.it, Il Quotidiano sulla sostenibilità ambientale. . *COP sui cambiamenti climatici la strada percorsa fino ad oggi*. (Available on: <https://www.rinnovabili.it/ambiente/cop-sui-cambiamenti-climatici-la-storia-666/>)
- [4]. World resource institute. *COP26: key outcomes from the UN climate talks in Glosgow*.
- [5]. Sgk Planet. *Brief history of the COPs, UN Framework Convention on Climate Change*.
Available on: <https://www.sgkplanet.com/en/brief-history-of-the-cops-un-framework-convention-on-climate-change/>
- [6]. European Commission, *Accordo di Parigi*. European Commission, Brussel, Belgium
- [7]. IEA, Global emissions by scenario, 2000-2050. (Available on :<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-emissions-by-scenario-2000-2050>)
- [8]. European Commission, *Clean energy for all Europeans package*. European Commission. Brussel, Belgium
- [9]. S. Bjarghov et al., *Developments and Challenges in Local Electricity Markets: A Comprehensive Review*, in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 58910-58943, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3071830.

[10]. T. Xu, P.C. Taylor, *Voltage Control Techniques for Electrical Distribution Networks Including Distributed Generation*, IFAC Proceedings Volumes, Volume 41, Issue 2, 2008. Pages 11967-11971,

[11]. G. Fulli, M. Masera, A. Spisto and S. Vitiello, *A Change is Coming: How Regulation and Innovation Are Reshaping the European Union's Electricity Markets*, in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 17, no. 1, pp. 53-66, Jan.-Feb. 2019, doi: 10.1109/MPE.2018.2872303.

[12]. Razzaq, S.; Zafar, R.; Khan, N.A.; Butt, A.R.; Mahmood, A. *A Novel Prosumer-Based Energy Sharing and Management (PESM) Approach for Cooperative Demand Side Management (DSM) in Smart Grid. Appl. Sci.* **2016**, *6*, 275. <https://doi.org/10.3390/app6100275>

[13]. X G.Strbac, *Demand side management: benefits and challenges*. Energy Policy, 36(12)(2008), pp.4419-4426

[14]. C. Gellings and J. Chamberlin, *"Demand Side Management: Concepts and Methods"*, The Fairmont Press Inc, Lilburn, 1988.

[15]. Javaid, Nadeem, Adnan Ahmed, Sohail Iqbal, and Mahmood Ashraf. 2018. *"Day Ahead Real Time Pricing and Critical Peak Pricing Based Power Scheduling for Smart Homes with Different Duty Cycles"* *Energies* 11, no. 6: 1464. <https://doi.org/10.3390/en11061464>

[16]. Gils, H. C. (2014). *Assessment of the theoretical demand response potential in Europe*. Energy, 67, 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.019>

[17]. O. Holub and M. Sikora, *End user models for residential demand response*. IEEE PES ISGT Europe 2013, 2013, pp. 1-4, doi: 10.1109/ISGTEurope.2013.6695444.Abstract:

[18]. A. K. David, Y. Z. Li, *"Consumer rationality assumptions in the real time pricing of electricity"*, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, Volume 139, Issue 4, pp. 315-322, July 1992

[19]. Electricity market in the EU, Available online : [https://fsr.eui.eu/electricity-markets-in-the-eu/#:~:text=The%20day-ahead%20market%20consists,\(PXs\)%20per%20Member%20State](https://fsr.eui.eu/electricity-markets-in-the-eu/#:~:text=The%20day-ahead%20market%20consists,(PXs)%20per%20Member%20State)

[20]. Leonardo Meeus, *The Evolution of Electricity Markets in Europe*. Florence School of Regulation, European University Institute, Italy and Vlerick Business School, Belgium. Edward Edgar Publishing, 2020.

[21]. Katarzyna Ewa Rollert ,*Demand response aggregators as institutional entrepreneurs in the European electricity market* Leuphana University Lüneburg, Universitätsallee 1, C6.227, 21335, Lüneburg, Germany. Journal of Cleaner Production

[22]. EneFirst, *Participation of demand response in french wholesale electricity market..*

[23]. RTE website. (Available on: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/nebef-compensation-payment.html>).

[24]. Belgian Energy Ministry. *Belgian Electricity Market, Implementation Plan*; Belgian Energy Ministry: Brussels, Belgium, 2019

[25]. Leal-Arcas, R.Akondo, N.Rios. J.A. *Energy decentralization in the European Union. Georget. Environ. Law Rev.* 2019, 32, 2019.

[26]. Deloitte. *European Energy Market Reform, Country Profile: Belgium*; Deloitte Conseil: Zurich, Switzerland, 2015

[27]. L. 4342/2015, Law N° 4342 of 2015 introducing adjustments related to retirement and incorporating into Greek Law the European Parliament and Council Directive 2012/27/EU of 25 October 2012. In energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU. 2015. Available online: <https://www.e-nomothesia.gr/energeia/n-4342-2015.html>

- [28]. Ilaria Losa, Antonello Monti, Vincenzo Croce, Ercole De Luca, Dimitrios Stratogiannis, Benjamin Petters: *Innovative solutions to enable flexibility and retail markets in distribution grids: The Platone approach*, in IET digital library, Volume 2020, Issue 1, 2020, p. 592 – 595.
- [29]. B. Dupont et al., "*LINEAR breakthrough project: Large-scale implementation of smart grid technologies in distribution grids*," 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), 2012, pp. 1-8, doi: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465708.
- [30]. Ableitner, Liliane, Meeuw, Arne, Schopfer, Sandro, Tiefenbeck, Verena, Wortmann, Felix, Wörner, Anselma. *Quartierstrom -- Implementation of a real world prosumer centric local energy market in Walenstadt, Switzerland*. ArXiv, 2019.
- [31]. Schwidtal, J.M.; Agostini, M.; Bignucolo, F.; Coppo, M.; Garengo, P.; Lorenzoni, A. *Integration of Flexibility from Distributed Energy Resources: Mapping the Innovative Italian Pilot Project UVAM*. *Energies* **2021**, *14* 1910. <https://doi.org/10.3390/en14071910>
- [32]. Terna. "*Approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento per i soggetti titolari di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento*". Roma, 2020.

Appendice

Offerte downward UVAM:

Le offerte al ribasso delle unità UVAM non sono un punto focale della progettazione dei progetti pilota e, quindi, anche non trattato nella parte centrale della nostra analisi; tuttavia, si girano essere il prodotto più competitivo offerto da queste unità aggregate e dimostrarsi eventualmente particolarmente prezioso durante il periodo specifico dell'impatto del COVID-19.

La fig. delinea quindi, attraverso rispettive heatmap, lo sviluppo delle offerte facoltative al ribasso degli UVAM in termini di prezzo offerto, invece la Fig. la quantità offerta (grafico inferiore) nel corso del progetto pilota

